



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

**Propuestas de mejoras en el sistema de producción
de una selección de pozos operados por CUPET.**

**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. Madelin de la Caridad Castro Remigio

Matanzas

2016



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

**Propuestas de mejoras en el sistema de producción de
una selección de pozos operados por CUPET.**

**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. Madelin de la Caridad Castro Remigio

Tutor: Esp. Renier Rodríguez González

Dr. C. Yamilé Martínez Ochoa

Matanzas

2016

DECLARACIÓN DE AUTORIDAD

Yo, _____ 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.

Nombre y Apellidos. Firma

DECLARACIÓN DE AUTORIDAD

Yo, _____ 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.

Nombre y Apellidos. Firma

DEDICATORIA

El presente trabajo se lo dedico a todas aquellas personas que de alguna forma u otra contribuyeron con la realización del mismo en especial a mi familia y compañeros de trabajo.

¡Con amor!

Madelin de la Caridad Castro Remigio

RESUMEN

El presente trabajo se realiza en los pozos pertenecientes a la Empresa de Perforación de Extracción de Petróleo de Centro (EPEP-Centro) ubicada en Varadero - Matanzas. El objetivo principal es analizar el sistema de producción de los pozos (M- 526, M- 702, M- 018 y M- 020) para incrementar la producción mediante la técnica de análisis nodal y disminuir los costos de operación posibles. Para dar cumplimiento al objetivo general del presente trabajo se recopilan los datos de los indicadores productivos relación gas-petróleo, producción de fluido, porcentaje de agua y sedimentos, caudal de petróleo y la eficiencia volumétrica de bombeo, los niveles dinámicos y la profundidad de la bomba. Se evalúa el comportamiento de los pozos según los parámetros productivos mediante la confección de curvas de oferta del yacimiento (IPR) y demanda de los pozos (OPR). Las propuestas de mejoras tecnológicas que se proponen son: cambio de la unidad de bombeo para el M-018, cambio del sistema de levantamiento artificial en el M-020, cambio de bomba y la unidad de bombeo en el M-526 y el M-702. Concluida la evaluación se obtiene que la producción en el pozo M-018 incrementa $7 \text{ m}^3/\text{d}$ con un beneficio de \$857858,00, en el M-020 incrementa $27 \text{ m}^3/\text{d}$ con un beneficio de \$2363228,00, en el M-526 incrementa $5 \text{ m}^3/\text{d}$ con un beneficio de \$355869,00 y por último en el M-702 incrementa $15 \text{ m}^3/\text{d}$ con un beneficio de \$1714139,00. En cada caso se recuperan los costos de la reparación en 19 meses, lo que hacen factibles las mejoras propuestas.

ABSTRACT

The present work is performed in the wells belonging to the Company of Perforation of Extraction of Petroleum of Center (EPEP-center) located in Varadero - Matanzas. The main objective is to analyze the production's system of the wells (M-526, M-702, M-018 and M-020) to increase the mediating production, the nodal analysis technique and to diminish the possible operation costs. To accomplish the general objective of the present work, the historical data of the productive indicator is compiled (relationship gas - petroleum, flow of flowing, percent of water and silts, flow of petroleum and the volumetric efficiency of pumping, as well as the dynamic levels and the depth of the bomb). The behavior of the wells was evaluated according to the productive parameters by means of the making of the offer curved of the location (IPR) and the demand of the wells (OPR). The proposals of technological improvements in general are: change the pumping unit for M-018, change of the artificial rising system in the M-020, change the bomb and the pumping unit in M-526 and M702. Concluded the evaluation is obtained that the production in the well M-018 increases 7 m³/d with a benefit of 857858, 00 CUC, in M-020 it increases 27 m³/d with a benefit of 2363228, 00 CUC, in M-526 it increases 5 m³/d with a benefit of 355869, 00 CUC and lastly in M-702 it increases 15 m³/d with a benefit of 1714139, 00 CUC. In each case the cost of the repair is recovered what makes feasible the proposed improvements.

TABLA DE CONTENIDO

INTRODUCCIÓN	1
CAPÍTULO 1. FUNDAMENTOS TEÓRICOS	4
1.1 Fundamentos teóricos	4
1.1.1 Generalidades del petróleo.....	4
1.1.2 Características generales de los yacimientos de petróleo.....	5
1.1.3 Características geológicas de la región de estudio.	8
1.1.4 Métodos de producción de los yacimientos de petróleo.	9
1.2 Historial de producción.	17
1.3 Análisis de la producción del pozo.....	17
1.3.1 Comportamiento de afluencia de los pozos.	19
1.3.2 Índice de productividad.....	21
1.3.3 Tasa de producción.....	24
1.3.4 Diferencial de presión.	24
1.3.5 Los niveles del pozo.....	25
1.3.6 Curvas de afluencia.....	25
1.3.7 Parámetros productivos.....	27
1.4 Optimización de la producción.....	28
1.4.1 Análisis nodal.	28
1.4.2 Rehabilitación y estimulación de pozos.	30
1.4.3 Algunas operaciones a tener en cuenta en la evaluación de pozos.	31
1.5 Softwares de simulación.....	32
1.6 Conclusiones parciales:.....	33
CAPÍTULO 2. DISEÑO METODOLÓGICO	34
2.1 Caracterización del objeto de estudio.	34
2.1.1 Geología del área de estudio.	34
2.1.2 Generalidades de los pozos a analizar.	35
2.2 Procedimiento metodológico.....	37

2.3 Herramienta de simulación.....	41
2.3.1 Suministro de los datos al simulador.....	41
2.3.2 Procedimiento de validación de la herramienta de simulación.	45
2.4 Selección de las mejoras propuestas.....	48
2.5 Metodología para evaluar los aspectos económicos.	48
CAPÍTULO 3. RESULTADOS Y DISCUSIÓN	51
3.1 Definición de las condiciones iniciales de los pozos.....	51
3.2 Obtención del modelo de simulación.....	58
3.2.1 Cotejo de los pozos.....	59
3.2.2 Análisis nodal.	62
3.2.3 Análisis de sensibilidad.	65
3.3 Propuestas de mejoras a la producción de los pozos.	70
3.3.1 Resultado de la aplicación de las mejoras propuestas.	73
3.4 Análisis económico.....	77
3.4.1 Costos de las propuestas de mejoras:.....	77
3.5 Conclusiones parciales:.....	80
CONCLUSIONES.....	81
RECOMENDACIONES.....	82
BIBLIOGRAFÍA.....	83
ANEXOS:.....	86
Anexo 1	86
Anexo 2.....	89
Anexo 3.....	96

INTRODUCCIÓN

El petróleo como fuente principal de energía, es uno de los recursos más preciados en el mundo; por lo tanto la industria petrolera se ha convertido en uno de los renglones principales de la economía mundial y en particular en Cuba, llevando a cabo una tarea de primer orden: el empleo del crudo para la generación de corriente eléctrica, la fabricación de cemento y la generación de vapor. Por tanto cada día se hace más necesario lograr una mayor eficiencia en la extracción de petróleo y gas acompañante en los campos petroleros de la isla.

En la ingeniería de producción, el principal objetivo es diseñar y fijar los parámetros de operación de un pozo, ya sea nuevo o se encuentre en producción, y se requiera cambiar su tipo de completación, de una manera segura y eficiente, generalmente relacionada a lograr la máxima producción. Otro objetivo es hacer un seguimiento a los pozos que ya están en producción de manera que se pueda evaluar si el sistema de levantamiento que está usando el pozo está actuando acorde a lo esperado. De modo que si el sistema no actúa de la manera esperada se deben fijar nuevos parámetros para obtener un mejor estado del sistema de producción.

En la provincia Matanzas se encuentra la Empresa de Perforación y Extracción de Petróleo Centro (EPEP-Centro) la cual opera los yacimientos Guásima, Marbella y Varadero, ubicados en la parte septentrional de la Provincia Gasopetrolífera del Norte de Cuba. Dichos yacimientos comenzaron su explotación hace más de 30 años. Debido a esto, la eficiencia de funcionamiento del sistema de producción de sus pozos petroleros ha disminuido. Los pozos M-018, M-020, M-526 y M-702 pertenecientes a los yacimientos nombrados, han presentado frecuentes intervenciones y reparaciones, las cuales incrementaron los costos de operación de los mismos en los últimos años.

De lo expuesto anteriormente se demuestra la necesidad de analizar el sistema de producción de los pozos, determinando así las medidas técnicas adecuadas para incrementar la producción y disminuir los costos de operación.

El incremento de la producción de crudo consta de un trabajo en la optimización integrada del yacimiento y a la vez acelerar el recobro de las reservas recuperables con la optimización total del sistema de producción. (Bauerberg Klein, 2015). Dando lugar al dictamen de soluciones tecnológicas; por lo que el problema científico de la investigación es el siguiente:

Problema científico:

¿Cómo incrementar los niveles productivos de los pozos M-018, M-020, M-526 y M-702?

Hipótesis :

Si se realiza un análisis en el sistema de producción, se podrán proponer mejoras en el mismo para el incremento de la producción y disminuir los costos de operación.

Objetivo:

Analizar el sistema productivo de los pozos de interés, mediante la técnica de análisis nodal.

Objetivos específicos:

- 1) Analizar los datos de los principales parámetros productivos para cada pozo, así como los datos de presión de capa, presión de fondo, profundidad del nivel dinámico y el índice de productividad.
- 2) Obtener el modelo de simulación del sistema de producción.
- 3) Evaluar el comportamiento de los pozos mediante la confección de curvas IPR y OPR de los pozos.
- 4) Proponer los cambios pertinentes para mejorar los parámetros de operación del sistema de levantamiento artificial.

Estructura del trabajo:

El trabajo consta de 3 capítulos: el capítulo 1, análisis bibliográfico: trata de la fundamentación teórica, los conceptos básicos y las bases teóricas de los parámetros

esenciales en la investigación, y de otros parámetros importantes en el análisis del sistema de producción de los pozos. El capítulo 2, diseño metodológico: cuenta con la descripción del objeto de estudio, comportamiento de los pozos de interés, la caracterización del objeto de estudio y la metodología de la investigación. Se tiene en cuenta la data recopilada para la validación del modelo y se definen casos de estudios. El capítulo 3, resultados y discusión: con el análisis de los resultados. Aparece al final un análisis económico.

CAPÍTULO 1. FUNDAMENTOS TEÓRICOS

Este capítulo aborda la teoría que puede ser útil para los propósitos de la investigación, presenta información importante y necesaria que atañe al problema de investigación. La bibliografía seleccionada fue extraída de las bibliotecas del Centro Politécnico del Petróleo sede Varadero, de la EPEP-Centro y una búsqueda minuciosa en internet. Una vez detectada la bibliografía fue consultada y revisada, seleccionando la más importante y reciente.

1.1 Fundamentos teóricos

1.1.1 Generalidades del petróleo

El petróleo significa literalmente aceite de piedra, pero se le ha designado a lo largo de la historia con diferentes nombres: aceite mineral, nafta, betún, asfalto, pez de Trinidad, etc. Es de origen natural compuesto por diferentes sustancias orgánicas, también recibe el nombre de petróleo crudo. Se encuentra con abundancia bajo la superficie terrestre y se emplea como combustible y materia prima para la industria química. El petróleo y sus derivados se emplean para fabricar medicinas, fertilizantes, productos alimenticios, objetos de plástico, materiales de construcción, pinturas y textiles, y para generar electricidad. (Franco, 1999)

Según la Agencia Internacional de Energía (AIE), los diez mayores productores de petróleo abarcan los dos tercios de la producción mundial de petróleo: un recurso estratégico, pues la mayor parte de la energía producida por la humanidad proviene de la quema de este material. Tanto en los últimos años como en la actualidad Rusia, Arabia Saudí y Estados Unidos son los mayores productores y se van intercalando el primer, segundo y tercer puesto de la producción de petróleo crudo al año como muestra la figura 1.1. (International Energy Statistics-US Energy Information Administrations, 2015)

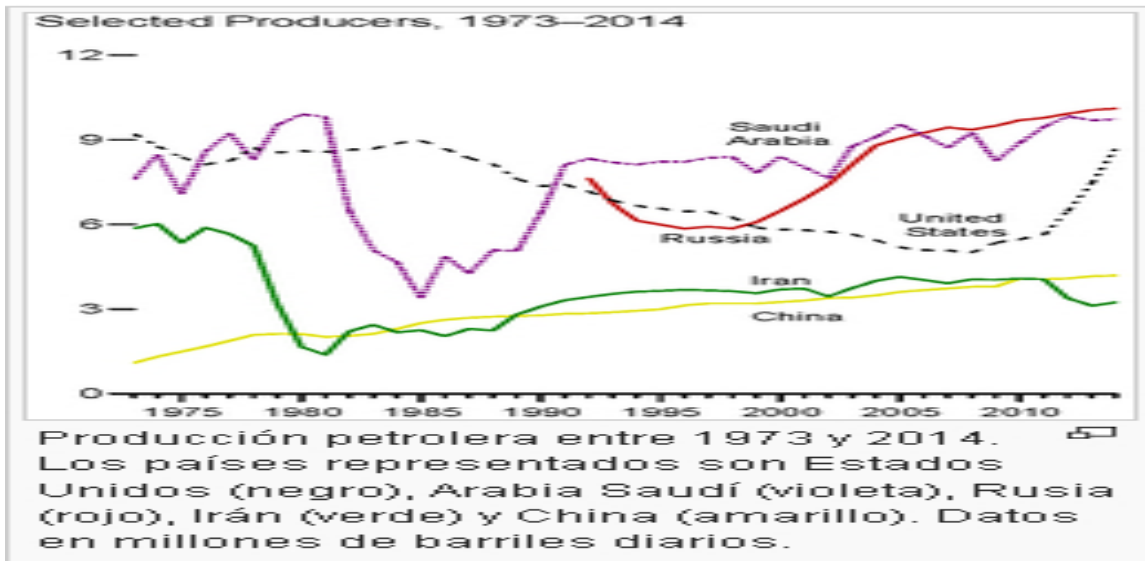


Figura 1.1. Producción petrolera entre 1973 y 2014. (International Energy Statistics-US Energy Information Administrations, 2015)

1.1.2 Características generales de los yacimientos de petróleo.

Un reservorio está formado por uno o más formaciones de rocas subterráneas, las que contienen hidrocarburos líquidos y/o gaseosos, de origen sedimentario con algunas excepciones. La roca reservorio es porosa y permeable y la estructura está rodeada por barreras impermeables, las cuales entrapan a los hidrocarburos. Los reservorios de hidrocarburos son clasificados de acuerdo a la composición de la mezcla de hidrocarburo en el reservorio, la presión y temperatura inicial del reservorio y la presión y temperatura de producción en superficie. En consecuencia, los reservorios pueden ser clasificados en dos tipos, ellos son: reservorio de petróleo y reservorio de gas. (Departamento de ingeniería de yacimiento EPEPO, 2011)

Un yacimiento puede definirse también como un medio físico del subsuelo capaz de contener fluidos y que por su condición física presenta propiedades, tales como la porosidad, permeabilidad y resistividad. Posee dimensiones (área y espesor) que permiten ubicarlos y cuantificarlos, y posee energía acumulada que permite extraer los fluidos. O sea es un sector de la corteza terrestre en el cual debido a determinado proceso geológico se han acumulado determinadas sustancias minerales, la cual por su calidad, cantidad y condiciones de reservorio puede ser extraída con beneficio económico. (Departamento de ingeniería de yacimiento EPEPO, 2011)

También se entiende por yacimiento una unidad geológica de volumen limitado, poroso y permeable que contiene hidrocarburos en estado líquido y/o gaseoso. Los cinco aspectos básicos que deben estar presentes para ubicar un yacimiento de hidrocarburos son: (1) fuente, (2) Camino migratorio, (3) Trampa, (4) Almacenaje/porosidad, (5) Transmisibilidad/ Permeabilidad. (Escobar, 2004)

Los yacimientos presentan diferentes clasificaciones según su geología, el punto de burbuja, el estado de los fluidos, mecanismo de producción y variaciones del volumen originalmente disponible a hidrocarburos.

- Clasificación geológica: estratigráficos, estructurales y combinados.
- Clasificación según el punto de burbuja: subsaturado y saturado.
- Clasificación según el estado de los fluidos: petróleo negro, petróleo volátil, gas condensado (retrógrado), gas húmedo, gas seco y asfálténicos.
- Clasificación por el mecanismo de producción: energía natural o producción primaria (expansión de fluido, desplazamiento de fluidos, drenaje gravitacional y expulsión capilar), inyección de agua o gas natural o producción secundaria y producción terciaria.
- Según las variaciones del volumen originalmente disponible a hidrocarburos: volumétrico y no volumétricos.

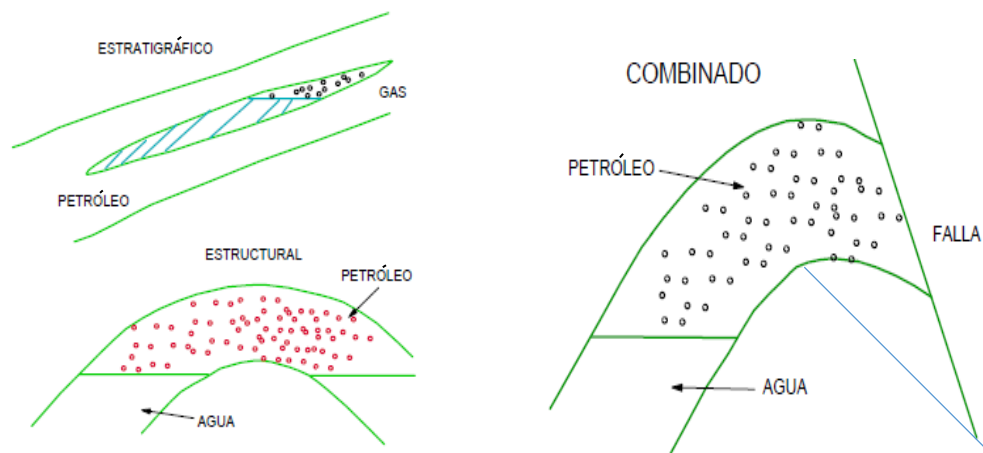


Figura 1.2 Clasificación geológica de los yacimientos. (Escobar, 2004)

1.1.2.1 Presión del yacimiento.

La presión del yacimiento es sumamente importante, porque esta induce el movimiento del petróleo desde los confines del yacimiento hacia los pozos y desde el fondo de estos a la superficie. De dicha presión depende si el petróleo fluye naturalmente con fuerza hasta la superficie o si, por el contrario, es solamente suficiente para que el petróleo llegue hasta cierto nivel en el pozo. Cuando este caso ocurre, entonces se recurre a la extracción de petróleo del pozo por métodos de levantamiento artificial.

Al incrementarse la explotación del yacimiento, se produce una disminución de la presión de este. 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. Anticipadamente a la declinación antieconómica de la presión se puede intentar restaurarla y mantenerla por inyección de gas y/o agua al yacimiento, con fines de prolongar su vida productiva y aumentar el porcentaje de extracción de petróleo del yacimiento económicamente. También se puede abandonar pozos o proceder al abandono del yacimiento en su totalidad. (Gonzales, 2007)

a) Gradiente de presión de formación:

La presión de la formación cambia con la profundidad, dependiendo del peso o la densidad de la formación. La presión de formación que cambia con la profundidad se conoce como gradiente de formación. Normalmente la presión hidrostática de los fluidos en la formación causa presión de formación. (Lunan, 2003)

b) Presión diferencial:

Presión diferencial se refiere a la diferencia de presión entre dos áreas. Por ejemplo, si la presión hidrostática en el fondo del pozo es mayor que la presión en la formación, existe una presión diferencial entre las dos. En este caso, la presión diferencial es positiva porque la presión hidrostática es mayor que la presión de formación; de lo contrario, si la presión de formación es mayor que la presión hidrostática, la presión diferencial es negativa. (Lunan, 2003)

1.1.2.2 Temperatura del yacimiento.

En la práctica se toman medidas de temperatura en los pozos para tener idea del gradiente de temperatura. El 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 este. (Gonzales, 2007)

1.1.3 Características geológicas de la región de estudio.

El Yacimiento Varadero – Marbella presenta una geología bastante compleja, debido a la cantidad de movimientos tectónicos que la han afectado, provocando el cabalgamiento de secuencias de rocas antiguas sobre otras más jóvenes. De esta manera se presenta una geología con estructuras en forma de naipes, complicadas por fallas y plegamientos internos que favorecen la concentración de hidrocarburos. Dentro del área de referencia están presentes fundamentalmente dos Unidades Tectónicas Estratigráficas (UTE): la Placetas y la Camajuaní. La transición entre una UTE y la otra ocurre a través de superficie de sobrecorrimiento que abarca toda el área y se produce de Sur a Norte. La UTE Camajuaní está ubicada debajo de la UTE Placetas y sólo ha sido cortada por los pozos más profundos, la UTE Placetas tiene mayor importancia en la región, pues ha sido atravesada por la mayoría de los pozos que se encuentran en esta. El yacimiento Varadero – Marbella se ubica en la parte septentrional de la provincia gasopetrolífera como muestra la figura 1.3.



Figura 1.3 Ubicación geográfica del yacimiento Varadero.

La clasificación de los crudos de acuerdo al yacimiento de donde provienen se realiza teniendo en cuenta la roca madre, la migración, el tiempo de deposición, la materia orgánica existente, las propiedades físico-químicas, etc. y se divide como se muestra a continuación:

- Yacimiento Varadero, Marbella y Majaguillar: petróleo extrapesado, altamente sulfuroso, con altos contenidos de resinas y asfaltenos.
- Yacimientos Guásimas y Varadero Sur: petróleo pesado, altamente sulfuroso y altamente resinoso y en su composición grupal predominan los hidrocarburos nafténicos, con contenidos muy bajos de parafínicos.
- Yacimientos Camarioca y Cantel: petróleo pesado a mediano, y clasifican preferentemente como medianamente sulfurosos.

1.1.4 Métodos de producción de los yacimientos de petróleo.

Una de las fases del proceso de producción de un pozo se inicia cuando los fluidos comienzan a moverse desde el radio externo de drenaje en el yacimiento y concluye al ser recolectados en la estación de flujo. Los fluidos transportados pierden energía en el yacimiento, en el pozo y en la línea de flujo que los lleva a la estación recolectora.

Cuando la energía del yacimiento es suficiente para completar el proceso de producción, se dice que el pozo produce por flujo natural, y si se necesita la utilización de alguna fuente externa de energía para el levantamiento de los fluidos desde el fondo del pozo hasta la estación recolectora, entonces el pozo produce mediante levantamiento artificial. (Correa, 2010)

1.1.4.1 Flujo natural

La energía natural del yacimiento permite que los fluidos de producción fluyan hacia el pozo productor y a la superficie. El empuje del petróleo hacia los pozos se efectúa por la presión natural que tiene el yacimiento. Se ha comprobado que este empuje se puede derivar debido a diferentes mecanismos naturales como pueden ser:

- Empuje de gas (Presencia de un casquete de gas libre que yace encima del petróleo).
- Empuje por gas disuelto (Volumen de gas disuelto en el petróleo).
- Empuje por agua o hidráulico (Volumen de agua dinámica subyacente o de empuje por gravedad).

Generalmente, se da el caso de que uno de estos mecanismos es dominante en empujar el petróleo hacia los pozos y la posible presencia de otro podría actuar como ayuda a dicho mecanismo dominante. (Thomas, 2004)

1.1.4.2 Levantamiento artificial.

Cuando la energía natural del yacimiento sólo es suficiente para que los fluidos de producción puedan alcanzar cierto nivel en el pozo productor o cuando la producción por flujo natural no resulta suficientemente atractiva, es necesario emplear métodos de levantamiento artificial con miras a proporcionar energía suplementaria para levantar la columna de fluidos hasta la superficie. El propósito de los métodos de levantamiento artificial es minimizar los requerimientos de energía en la cara de la formación productora, con el objetivo de lograr el máximo diferencial de presión a través del yacimiento, y provocar, de esta manera, la mayor afluencia de fluidos, sin que se generen problemas de producción. (Thomas, 2004)

a) Bombeo mecánico.

Este método tiene su mayor aplicación en la producción de crudos pesados y extrapesados, aunque también se usa en la producción de crudos medianos y livianos. Consiste en una bomba de subsuelo de acción reciprocante, que es abastecida con energía transmitida a través de una sarta de cabillas, que proviene de un motor eléctrico o de combustión interna, la cual moviliza a una unidad de superficie (Balancín) mediante un sistema de engranaje y correas. El movimiento rotativo se convierte en movimiento reciprocante de la unidad de superficie.

Funcionamiento.

El balancín imparte un movimiento reciprocante a la sarta de cabillas que acciona el pistón de la bomba, permitiendo así en su movimiento ascendente la entrada de fluido a la cámara de bombeo a través de la válvula fija y en su movimiento descendente permite la salida de fluido de la cámara de bombeo hacia la descarga de la bomba para ser llevado a la superficie durante la carrera ascendente. (Olivero, 2014)

Los componentes básicos del Bombeo mecánico son los siguientes:

- Equipos de superficie
- Equipos de subsuelo

Problemas más comunes:

Los problemas más comunes que presentan las unidades de bombeo son las fallas en las cabillas, las fallas pueden ser por tensión o por fatiga. Las fallas por tensión no son muy comunes y se originan cuando las cargas aplicadas exceden la resistencia a la tensión del material de la cabilla. Las fallas por fatiga son progresivas y comienzan por puntos pequeños multiplicadores de esfuerzos que van creciendo bajo la acción de los esfuerzos cíclicos. (Olivero, 2014)

- **Fallas mecánicas:** Las fallas mecánicas son bastante frecuentes y pueden ser originadas por un diseño inapropiado, mal manejo en la localización, torque fuera de rango, velocidades de bombeo fuera de rango, prácticas obsoletas o cualquier combinación de ellas.
- **Flotación de cabillas:** La flotación tendrá lugar cuando la sumatoria de las fuerzas parásitas tales como: la carga por fricción en la bomba; la carga por fricción entre las varillas y la tubería y la carga por fricción por aceleración de la sarta y la masa de fluidos, sean igual o mayor al peso de la sarta en el fluido.
- **Unidad de bombeo sobrecargada:** La sobrecarga en la estructura puede ocasionar que la unidad se caiga generando una situación altamente peligrosa para el equipo, personal y ambiente.
- **Problemas de nivel:** En ocasiones cuando un pozo se le extrae petróleo el nivel dinámico disminuye a tal punto que no puede producir, esto se debe a que la presión de capa no es suficiente para mantener el fluido por encima de la bomba, provocando que la bomba baje su eficiencia. La solución en estos casos es parar la unidad y esperar un tiempo determinado a que se recupere el nivel, como resultado obtendremos el total de fluido de los días que ha parado, esta operación se conoce como operación a régimen. Sin embargo existen casos en que los pozos no recuperan el nivel, por lo que se analiza otro método de extracción o cerrar el pozo.

Eficiencia de bombeo.

La eficiencia de bombeo es la relación que existe entre la producción de fluido real del pozo (Q_f) y la producción teórica de la bomba (Q_t). 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. (Barbosa, 2014)

$$Efic = \frac{Q_f}{Q_t} \quad (1.1)$$

De lo cual:

$$Q_t = 1440 \cdot F \cdot S \cdot N \quad (1.2)$$

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 (rpm).

Qf- La producción de fluido real del pozo (m³/d).

Qt- La producción teórica de la bomba (m³/d).

Rango de aplicación del levantamiento artificial por bombeo mecánico:

- Gravedad API comprendidas entre 8,5° y 40°.
 - Profundidad de 120 a 2750 (m).
 - Relación gas-petróleo más de 90 (m³gas/m³crudo).
 - Producción de fluido entre 3 y 310 (m³/día).
 - Viscosidad menor de 10000 (cP), en condiciones de presión y temperatura de fondo.
- (Gonzales, 2007)

Ventajas:

- Aplicable en pozos con bajo nivel de fluido.
- Permite procesar agua y sedimento presentes en el fluido.
- Se utiliza para crudos de alta viscosidad.
- Puede ser empleado en pozos sometidos a operaciones térmicas (260° C).

Desventajas:

- Susceptible a fase gaseosa en estado libre.
- Requiere equipos especiales para el reemplazo de cabillas y bombas.
- Alto costo de mantenimiento. (Partidas, 2003)

b) Levantamiento artificial por gas.

Requiere de la disponibilidad de gas comprimido a altas presiones para la producción de crudos pesados, medianos y livianos con eficiencias altamente positivas. Comprende la inyección de gas a alta presión por el espacio anular existente entre la tubería de producción y el revestidor. En función de las características del pozo, este método puede ser aplicado en modalidad continua o intermitente. (Meza, 2011)

Inyección continua:

Esta modalidad consiste en inyectar de forma continua el gas de levantamiento hacia la columna de fluido. Este método es muy flexible y se puede usar en pozos con caudales de flujo desde menos de 15 m³ diarios hasta varios cientos de m³ diarios. En este tipo de levantamiento, el gas se inyecta a la corriente de fluido por una válvula de levantamiento artificial por gas y levanta los líquidos a la superficie por los mecanismos siguientes: (Correa, 2010)

- El peso de la columna de fluido se reduce al ser desplazados los líquidos por el gas mucho más liviano.
- A medida que el gas se desplaza rápidamente hacia la superficie, encuentra menos presión en su camino, y por lo tanto, sigue expandiéndose y reduciendo aún más la densidad fluyente del fluido.
- A medida que el gas continúa su expansión, se junta con otras burbujas de gas creando bolsillos cada vez más grandes de gas, hasta que al llegar a la superficie, es posible que el gas y el petróleo estén fluyendo en taponos separados.

Inyección intermitente:

El flujo intermitente consiste en inyectar gas de alta presión a la tubería, en un período de tiempo corto y de una manera más rápida que la usada en inyección continua. Posteriormente, tras un tiempo de reposo sin inyección, se repite el ciclo. El tiempo de reposo, permite que se acumule suficiente crudo por encima de la válvula de inyección. Este método se utiliza generalmente para pozos con poco aporte del yacimiento, pues está diseñado para pozos de bajo caudal que produzcan menos de 15 m³ diarios.

En el levantamiento artificial por gas de flujo intermitente, la válvula operadora de levantamiento artificial por gas permanece cerrada hasta que la presión alcanza la presión de operación de la válvula. En el momento en que se alcanza la presión de operación, la

válvula de levantamiento artificial por gas se abre rápidamente, permitiendo que el gas entre al hoyo a una tasa de flujo muy alta. Este tapón de gas que entra al pozo a alta velocidad, comienza inmediatamente a empujar a los líquidos que se encuentran por delante, y los expulsa rápidamente de la tubería de producción. (Gonzales, 2007)

Existen tres maneras de completar un pozo para levantamiento artificial por gas, estas formas se llaman instalaciones abiertas, cerradas o semicerradas. La instalación abierta se recomienda únicamente para levantamiento artificial por gas con flujo anular. La instalación cerrada contiene una empaadura y una válvula fija y se recomienda para el levantamiento artificial por gas de flujo intermitente. La instalación semicerrada contiene un empaadura pero no tienen una válvula fija y es el tipo de instalación que se recomienda para el levantamiento artificial por gas de flujo continuo. (Gonzales, 2007)

Rango de aplicación de las instalaciones de levantamiento artificial por gas.

- Crudos pesados y extrapesados (de 8,5° a 13° API), medianos (22° a 29,9° API) y livianos (30° a 42° API).
- La relación gas-petróleo no constituye una limitante, pero puede afectar desde el punto de vista económico, debido a que el volumen de inyección depende de la cantidad de gas que produzca el pozo.
- Profundidades moderadas hasta 3050 (m) y aplicación a altas temperaturas.

Ventajas:

- Permite maximizar la producción de gas disponible en el yacimiento.
- Se puede procesar volúmenes de producción hasta 4770 (m³/día de fluido) (crudo más agua y sedimentos).
- Permite la instalación y el retiro de válvulas de subsuelo.
- Requiere muy pocos equipos de subsuelo y estos no son afectados por la arena presente en el fluido del pozo.

Desventajas:

- La inyección de gas debe ser supervisada permanentemente.
- Altos costos asociados a la inversión inicial.
- Requiere disponibilidad de gas en el área.
- No puede obtenerse una presión mínima de fondo.

c) Bombeo por cavidad progresiva:

El bombeo por cavidad progresiva (PCP por sus siglas en inglés) o bombeo mecánico con bombas tipo tornillo 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 se encargan de generar el movimiento de rotación, dicho movimiento se transmite a la bomba de subsuelo mediante las cabillas. (TrasMeridian Inc, 2002)

Funcionamiento.

El principio de funcionamiento se basa en la geometría de tipo helicoidal reflejada en el estator y en el rotor, la cual permite la formación de cavidades entre ambos elementos; estas cavidades se llenan de fluido, el cual es desplazado desde la succión a la descarga de la unidad de bombeo. (Gutierrez, 2009)

Rango de aplicación del levantamiento artificial con bombas de cavidad progresivas:

- Crudos con una gravedad entre 8,5° y 30° API.
- Viscosidad de 5,0 (cP) hasta 10000 (cP), a condición 55° C y presión atmosférica.
- Profundidad no mayor de 1980 (m).
- Producción de fluido entre 8 y 475 (m³/día).
- Temperatura hasta 120° C. (Gutierrez, 2009)

Ventajas:

- Aplicable a crudos altamente viscosos.
- No requiere inyección de diluyente.

Desventajas:

- Procesa hasta 80% del volumen de fase gaseosa en estado libre, en condiciones de temperatura y presión de entrada a la bomba.
- El elastómero es susceptible a altas temperaturas y desgarramiento por fluctuaciones en la presión de cabezal.
- El contenido de aromáticos, CO₂ y H₂S afectan la integridad del elastómero.
- Requiere equipos de perforación para el cambio de equipos de subsuelo. (Gonzales, 2007)

d) Bombeo electrosumergible.

Este método de levantamiento artificial de crudo se aplica cuando se desea desplazar grandes volúmenes de fluido con alta eficiencia y rentabilidad en pozos profundos. La bomba electrosumergible consiste de una bomba centrífuga de etapas múltiples, impulsada por un motor eléctrico de subsuelo que está conectado a la superficie por medio de un cable eléctrico. (TrasMeridian Inc, 2002)

Funcionamiento:

El método de bombeo electrosumergible, conocido comúnmente como BES, está compuesto por una bomba centrífuga de etapas múltiples, impulsada por un motor eléctrico de subsuelo y conectado a la superficie por medio de un cable eléctrico. La bomba electrosumergible puede levantar grandes volúmenes de fluido de pozos donde el diámetro de la tubería de revestimiento permita el uso de bombas y motores de diámetro grande. Como el bombeo electrosumergible es por naturaleza un proceso mecánico, también es muy afectado por la presencia de sólidos y gas en el fluido. (Gonzales, 2007)

Rango de aplicación del levantamiento artificial por bombeo electrosumergible:

- Crudos con gravedad API entre 8,5° y 40°.
- Profundidad no mayor de 3810 (m).
- Relación gas-petróleo menor a 2520 ($\text{m}^3\text{gas}/\text{m}^3\text{ crudo}$).
- Producción de fluido entre 32 y 15800 ($\text{m}^3/\text{día}$).

Ventajas:

- Procesa altos volúmenes de fluido.
- Aplicable en pozos profundos.
- Pueden soportar altas presiones.
- Maneja de manera eficiente, hasta un 50% del volumen de gas libre.
- Puede operar hasta 175° C, con motores y cables especiales.

Desventajas:

- Alto costo de equipos.
- Requiere de taladro para el cambio de equipos de subsuelo.
- Requiere alto consumo de energía eléctrica.

1.2 Historial de producción.

En la Figura 1.4 se muestra un esquema con el gráfico típico del historial de producción de un yacimiento y sus diferentes etapas.

La Etapa I, es la etapa final de evaluación y desarrollo del yacimiento, en la misma se perforan la mayoría de los pozos del fondo de explotación. Por esta razón en esta etapa se experimenta un incremento permanente de la producción.

La pendiente de este aumento de producción es mayor o menor en función de la complejidad geológica del yacimiento, de esto depende la velocidad con que se perforen los pozos.

La Etapa II es la llamada *Plateau* de producción. En esta etapa la producción se mantiene relativamente constante en el tiempo. Los pozos nuevos que se perforan son principalmente de relleno y cubren con sus producciones la declinación de los otros pozos más viejos.

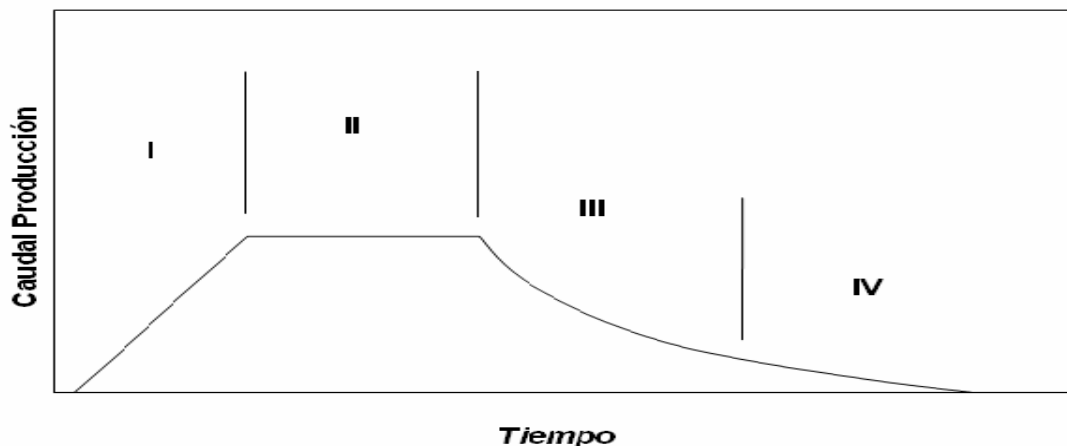


Figura 1.4. Historial de producción de un yacimiento

En la Etapa III comienza la declinación general de la producción del yacimiento y la Etapa IV y final, es donde ya el yacimiento se encuentra completamente repletado, haciendo sus producciones extremadamente bajas. Esta etapa sin embargo pudiera durar varios años.

1.3 Análisis de la producción del pozo.

Para realizar un análisis de la producción de un pozo lo primordial sería definir qué es un sistema de producción. El sistema de producción está formado por el yacimiento, la completación, el pozo y las líneas de flujo en la superficie como muestra la figura 1.5. El

yacimiento es una o varias unidades de flujo del subsuelo creadas e interconectadas por la naturaleza, mientras que la completación (perforaciones o zonas punzadas), el pozo y las facilidades de superficie es la infraestructura construida por el hombre para la extracción, control, medición, tratamiento y transporte de los fluidos hidrocarburos extraídos de los yacimientos.

El proceso de producción en un pozo de petróleo, comprende el recorrido de los fluidos desde el radio externo de drenaje en el yacimiento hasta el separador de producción en la estación de flujo. En la figura 1.6 se muestra el sistema completo con cuatro componentes claramente identificados: Yacimiento, Completación, Pozo, y Línea de Flujo Superficial. Existe una presión de partida de los fluidos en dicho proceso que es la presión estática del yacimiento (P_{ws}), y una presión final o de entrega que es la presión del separador en la estación de flujo (P_{sep}) como muestra la figura 1.7.

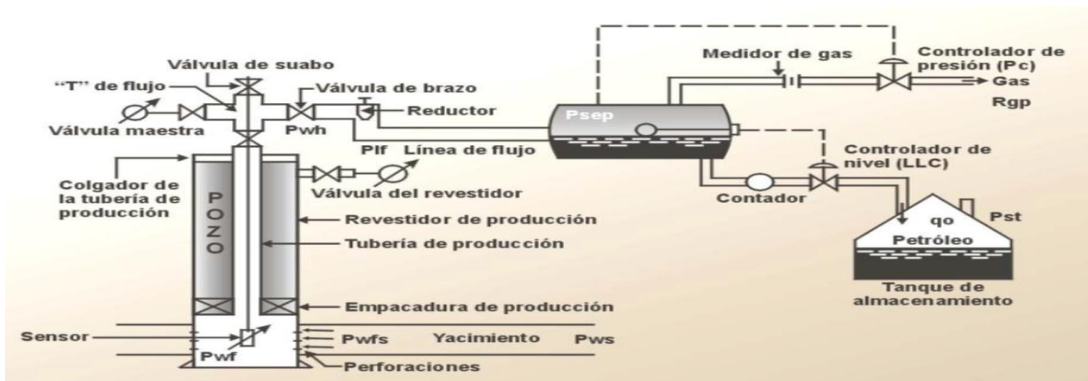


Figura 1.5 Sistema de producción de un pozo y sus componentes.

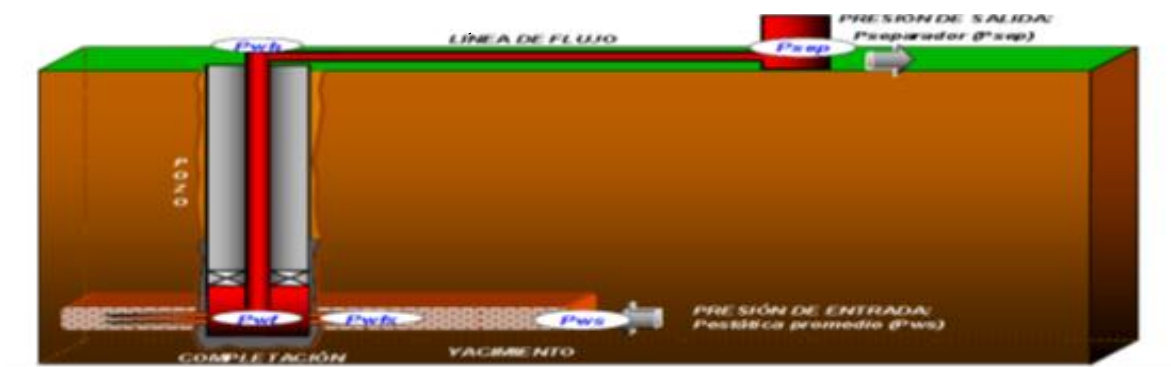


Figura 1.6 Sistema completo con los componentes identificados.

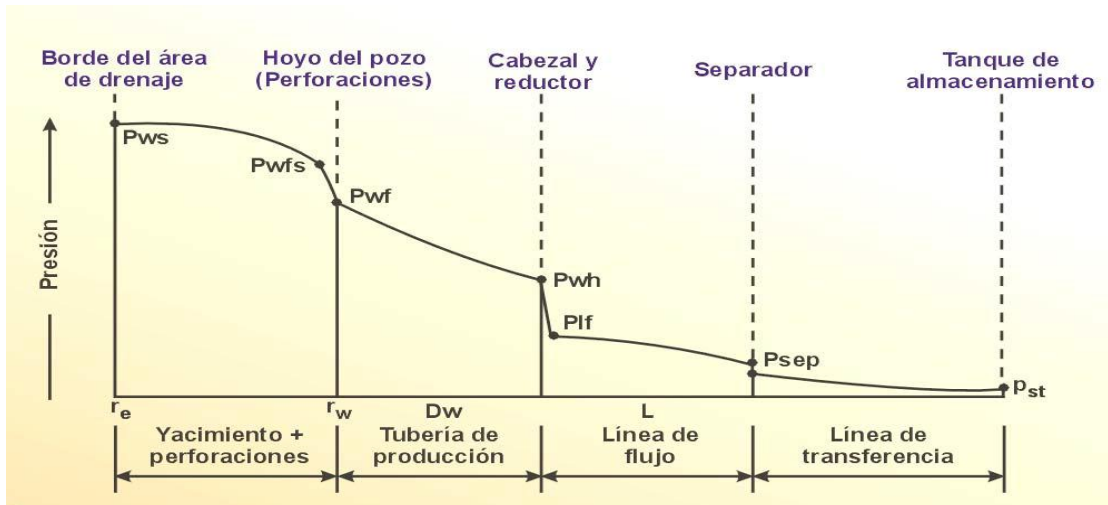


Figura 1.7 Perfil de presiones del sistema de producción.

La pérdida de energía en forma de presión a través de cada componente, depende de las características de los fluidos producidos, y especialmente del caudal de flujo transportado, de tal manera que la capacidad de producción del sistema responde a un balance entre la capacidad de aporte de energía del yacimiento y la demanda de energía de la instalación para transportar los fluidos hasta la superficie. La suma de las pérdidas de energía en forma de presión de cada componente es igual a la pérdida total, es decir, a la diferencia entre la presión de partida P_{ws} , y la presión final P_{sep} . Estas son las pérdidas de energía:

- Caída de presión en el yacimiento, (IPR).
- Caída de presión en la completación, (Jones, Blount & Glaze).
- Caída de presión en el pozo. (FMT vertical).
- Caída de presión en la línea de flujo. (FMT horizontal).

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

1.3.1 Comportamiento de afluencia de los pozos.

El comportamiento de la afluencia de los pozos se evidencia mediante un análisis detallado del comportamiento del flujo multifásico. El flujo multifásico en general es complejo, ya que depende de numerosas variables. Para ilustrar esto se puede analizar lo que se denomina estado de producción, el cual comprende el recorrido de los fluidos desde el

radio externo de drenaje en el yacimiento, hasta el separador de producción en la estación de flujo. El flujo multifásico es el movimiento de gas libre y de líquido de forma simultánea y continua. Cuando el fluido se desplaza desde el yacimiento hacia la superficie, se libera energía tanto en el flujo vertical como en el horizontal. Esta energía la posee el fluido durante su permanencia en el yacimiento. Por lo tanto, para utilizarla al máximo se requiere realizar un buen diseño de los equipos del pozo, línea de flujo, estranguladores, separadores y de otras conexiones. El diseño óptimo, necesita de un estudio detallado del comportamiento del flujo multifásico en cada uno de estos componentes, lo cual debe tomar en cuenta las diferentes variables que afecten el proceso.

El flujo multifásico se desplaza a través de la tubería vertical y horizontal, el cual comprende el estrangulador, la línea de flujo, hasta llegar al separador y los tanques de almacenamiento. Durante el flujo vertical y horizontal, la producción del pozo puede encontrar restricciones por la existencia de válvulas, reducción de tuberías y los necesarios estranguladores de flujo.

La última restricción está generalmente colocada en el cabezal o en algunos casos en el fondo del pozo o a nivel del múltiple de producción, todos principalmente con el objeto de controlar el caudal, imponiendo una contra-presión a la formación. Además, el flujo de fluidos en una tubería involucra elementos que favorecen o impiden su movimiento, entre los cuales se puede mencionar la fricción, factor que se produce por el contacto del fluido con las paredes de la tubería. La mayor o menor velocidad con que fluyen los fluidos a través de las tuberías permite determinar el régimen de flujo que se tiene, (laminar o turbulento), el porcentaje de líquido que se encuentra en un momento cualquiera en un intervalo de tubería determina el factor de entrapamiento. Otros parámetros son la relación gas-líquido y el porcentaje de agua y sedimentos, el diámetro de la tubería, la viscosidad del petróleo, reuniendo una cantidad de variables que regulan las ecuaciones de balance de energía y presión.

La facilidad con que fluyen los fluidos en el pozo, conjuntamente por las líneas de flujo superficiales, está representada gráficamente por una curva en un eje de coordenadas (P_{wf} vs Q_f) la cual se conoce como la curva de demanda; en la Figura 1.8, se observa la tendencia general de esta curva.

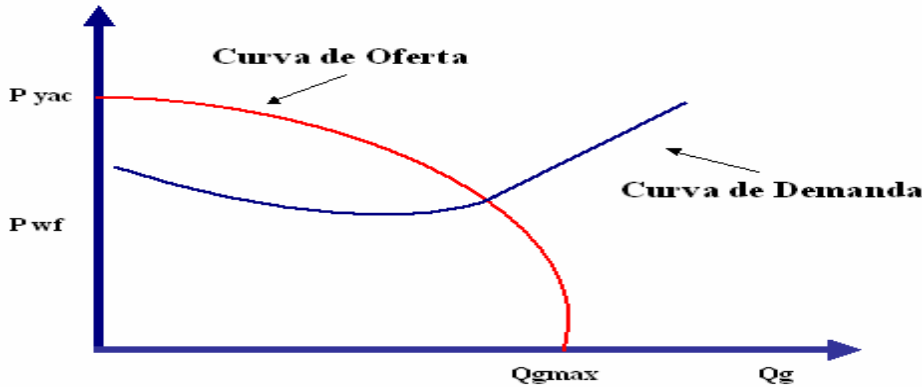


Figura 1.8 Curva de demanda de los pozos.

Durante el transporte de los fluidos desde el fondo del pozo hasta el separador en la estación de flujo existen pérdidas de energía tanto en el pozo como en la línea de flujo en la superficie. Las fuentes de pérdidas de energía provienen de los efectos gravitacionales, fricción y cambios de energía cinética como muestra la figura 1.8.

El objetivo de los métodos de levantamiento artificial es minimizar los requerimientos de energía en la cara de la arena productora con el fin de maximizar el diferencial de presión a través del yacimiento y provocar, de esta manera la mayor afluencia de fluidos sin que generen problemas de producción: migración de finos, arenamiento, conificación de agua o gas, etc.

1.3.2 Índice de productividad.

La afluencia de un pozo se relaciona con un parámetro denominado índice de productividad. El fluido entra en el pozo con una presión dinámica o presión de fondo fluyente (P_{wf}), esta presión y la estática están referidas al tope del intervalo abierto como profundidad de referencia. (Maggiolo, 2008) Está definido como:

$$IP = \frac{Q}{P_e - P_{wf}} \tag{1.3}$$

Donde:

IP → Índice de Productividad, ((m³/d)/atm).

Q → Producción de fluido (m³/d).

Pe → Presión estática del yacimiento, (atm).

Pwf → Presión de fondo fluyente, (atm).

El índice de productividad es una medida del potencial del pozo o de su capacidad de producir y es una propiedad comúnmente determinada. En algunos pozos, generalmente los que producen bajo empuje hidráulico, el índice de productividad permanece constante para una amplia variación de producción de flujo, en tal forma que esta es directamente proporcional a la presión diferencial ($P_e - P_{wf}$) de fondo. (Castañedo, 2011) (Correa, 2010) En la práctica se asume de esta manera, para todos los caudales de producción una línea recta como se muestra en la figura 1.10.

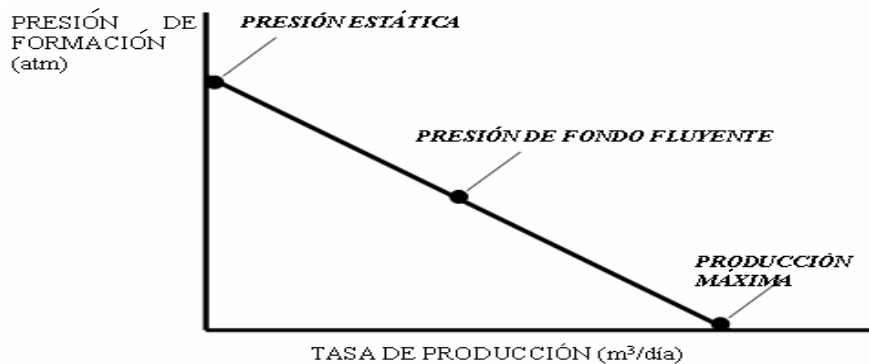


Figura 1.9. Comportamiento de la producción. Índice de productividad constante.

En otros pozos, a altas tasas de flujo o de yacimientos con empuje de gas en solución, la proporcionalidad no se mantiene y el índice de productividad disminuye como lo muestra la figura 1.11. La causa de dicha declinación se debe a uno o varios factores:

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

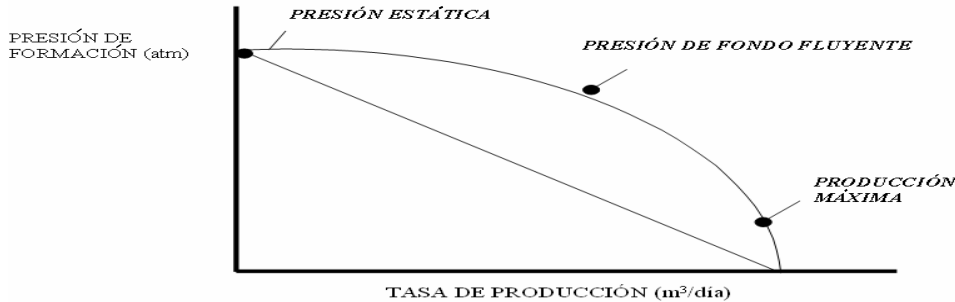


Figura 1.10. Comportamiento de la producción. Índice de productividad variable.

En la práctica los valores de IP son muy variados, dependiendo de las características de producción de cada pozo, y se han fijado los siguientes valores como indicativo de la productividad de un pozo:

IP < 1,17 (m³/día)/atm es bajo.

1,17 < IP < 3,51 (m³/día)/atm es intermedio.

IP > 3,51 (m³/día)/atm es alto.

Aunque son raros los casos, se pueden conseguir valores tan bajos como 0,23 (m³/día)/atm o menores, y tan altos como 117 (m³/día)/atm o más.

El IP está en función de la permeabilidad, la viscosidad y la forma del depósito; por lo que el IP puede cambiar en la vida de un pozo si cualquiera de estas características cambia, incluso el agotamiento de la energía acumulada del yacimiento. (Disminución de P_e).

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

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

Después de que un pozo es estimulado (sea con trabajos de acidificación, fracturación u otros) el IP debe aumentar (más producción con la misma diferencia de presión), sino, el tratamiento fue infructuoso. Normalmente no se conoce toda la información requerida para calcular el flujo de potencial máximo basado en la ecuación de Darcy. Se puede usar información recogida de los niveles de fluido para determinar el flujo potencial máximo de un pozo. Con la determinación de la relación entre la producción de fluido (Q_f) y la presión

de fondo (P_{wf}), se puede predecir el caudal de la producción para cualquier presión de fondo dada.

El declive del IP debe tener lugar durante el agotamiento del depósito normal y paralelo al crecimiento normal en la relación gas-petróleo (RGP) y el porcentaje de agua y sólidos totales en el petróleo (% BSW). (Correa, 2010)

1.3.3 Tasa de producción.

La cantidad de flujo producido por un pozo en función del tiempo se mide en barriles por día (BBPD) o metros cúbicos por día ($m^3/día$).

El petróleo y el agua forman el flujo de la producción de fluido y es punto clave en el diseño del bombeo mecánico.

Partiendo de la ecuación de IP para Q, se consigue una expresión para la tasa de producción durante el período.

$$Q = IP \cdot (P_e - P_{wf}) \quad (1.4)$$

1.3.4 Diferencial de presión.

Para que pueda fluir el petróleo desde la formación hacia el pozo, es necesario que la presión de formación o estática (P_e) sea mayor que la de fondo con el pozo produciendo o presión fluyente (P_{wf}). La diferencia entre estas es lo que se conoce como diferencial de presión formación – pozo ($P_e - P_{wf}$). (Departamento de ingeniería de yacimiento EPEPO, 2011)

Las fuentes de energía que pueden hacer fluir el petróleo al interior del pozo son:

- Gas disuelto en el petróleo.
- Empuje de casquete de gas.
- Empuje de agua.
- Roca recipiente comprimida elásticamente.
- La gravedad.
- La combinación de todas las anteriores.

La depresión crítica también es un aspecto que debe considerarse para elegir los pozos con posibilidades de optimizarse. Según criterios de los especialistas en yacimientos, estos

pozos debidos al corto tiempo de explotación que tienen, están trabajando con una depresión lejana a la crítica.

1.3.5 Los niveles del pozo.

El nivel del pozo es la profundidad donde se encuentra el contacto gas líquido de un pozo a una presión determinada en la superficie y es medida 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 separará en el fondo del pozo y el gas en la parte alta.

La presión del fondo del pozo es la suma de la presión hidrostática de la columna del fluido y la presión del gas sobre este.

Para que el caudal de fluido permanezca constante (mientras el pozo está bombeando), la presión del fondo fluyente también permanecerá constante.

Al producirse un cambio de la velocidad de la bomba, golpe o diámetro, cambia el caudal de fluido, que a su vez cambiará la presión de fondo fluyente y de paso cambiará el nivel del fluido.

Nivel dinámico.

Casi todas las bombas están puestas a una profundidad por debajo de la presión de saturación (P_{sat}), y a esta profundidad ya hay parte del gas disuelto en el petróleo que está pasando a gas libre. El nivel dinámico es un parámetro importante debido que permite calcular la sumergencia de la bomba y saber si un cambio de bomba o equipo de subsuelo es factible en dependencia del nivel dinámico. Si con el cambio de la bomba disminuye el nivel dinámico entonces no fue factible el cambio.

1.3.6 Curvas de afluencia

La obtención de las curvas de afluencia o curva de Relaciones de índice de productividad (IP) o IPR (por sus siglas en inglés) requiere de la siguiente 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. (Correa, 2010)

En un gráfico de línea recta de presión de fondo contra caudal de producción, el índice de productividad es la pendiente de la recta. Como muestra la figura 1.12.

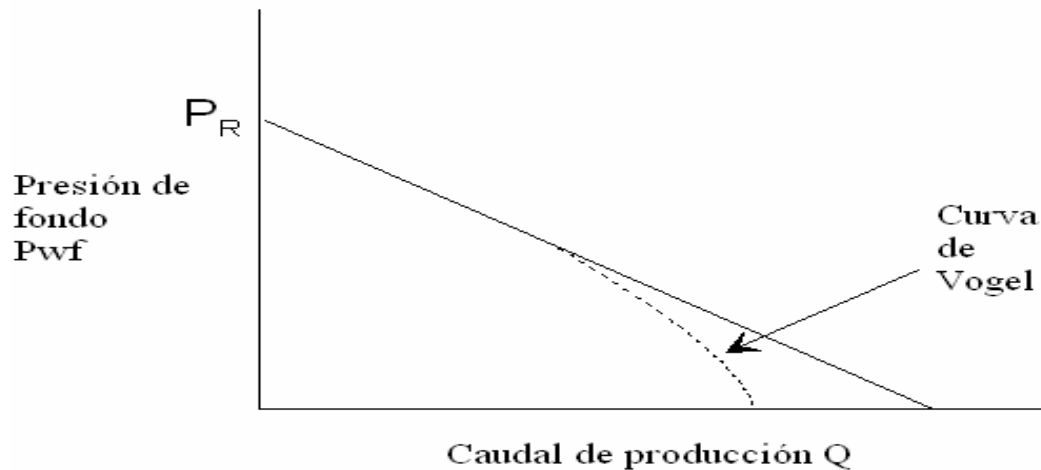


Figura 1.11. Comportamiento real de la diferencia de presión del depósito al fondo del pozo. (Correa, 2010)

En la realidad, la diferencia de presión del depósito al fondo del pozo no es lineal. Los cambios en la presión pueden ser causados por el gas que sale de la solución o la permeabilidad relativa, creando una función no lineal.

La curva de Vogel es confeccionada mediante la ecuación desarrollada por el mismo, que puede usarse para trazar una curva que predice los caudales de la producción a cualquier presión de fondo dada. La relación de Vogel puede usarse en los depósitos no saturados, con una presión estática sobre el punto de burbuja y también en depósitos saturados, al punto de burbuja o debajo de este. Ver figura 1.13.

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

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

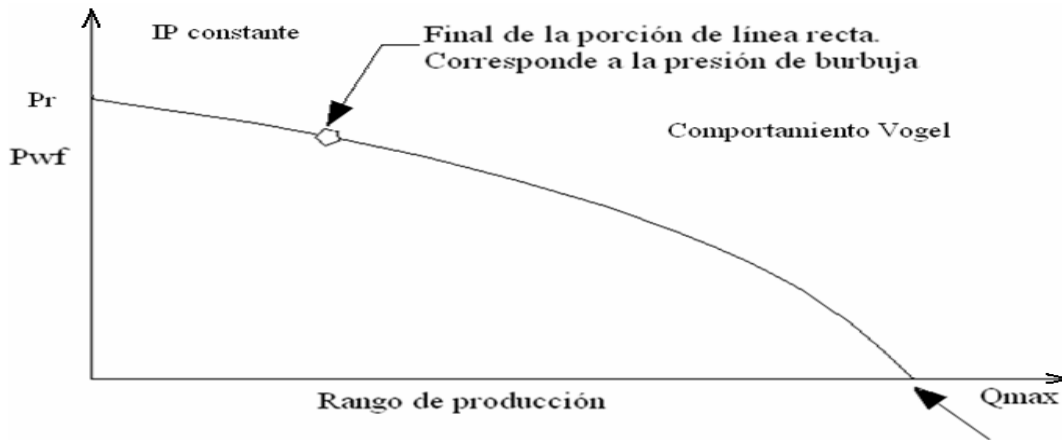


Figura 1.12. Combinación de IP constante y curva de Vogel.

1.3.7 Parámetros productivos.

Los parámetros productivos son: por ciento de agua y sólidos presentes en el petróleo (BSW), la relación gas-petróleo (RGP), el caudal de fluido (Q_f), el caudal de petróleo (Q_p), y la eficiencia de bombeo (Efic.). Estos parámetros son de gran utilidad ya que a través de los mismos se puede interpretar en qué condiciones productivas se encuentra el pozo. El fluido está compuesto por los líquidos agua y petróleo, y por gas. El caudal de fluido se calcula a partir de la ecuación del índice de productividad, siendo mayor a medida que aumenta la depresión ($P_c - P_f$). La depresión puede aumentar si se disminuye P_f , esto se logra aumentando las rpm de la bomba o aumentando el choque en la tubería de superficie, y aumentando la profundidad de anclaje de la bomba. La otra alternativa es aumentando la P_c inyectando gas o agua a la capa y aumentando la permeabilidad ya sea acidificando la capa o fracturándola. El declive de la producción ocurre durante toda la vida del pozo, sólo cuando el yacimiento se encuentra depletado casi no declina.

Otro parámetro es el por ciento de agua y sólido (BSW), cuando este es muy elevado puede indicar la cercanía a las depresiones críticas recomendadas en el pozo, por eso es necesario mantener un control estricto de las depresiones de trabajo en los pozos para evitar indeseables conificaciones del acuífero, las cuales podrían traer como consecuencia fatal el abandono del pozo. Uno de los requisitos de calidad que debe tener el petróleo para ser vendido, es que debe tener menos de 2% de BSW, para lograr esto el crudo se somete a proceso térmico y químico.

El caudal de petróleo varía con respecto al caudal de fluido en dependencia del por ciento de agua y sólido, los pozos que mayor variación tienen son aquellos que poseen un elevado BSW.

La relación gas-petróleo es uno de los parámetros productivos más importantes, un pozo que contenga una elevada RGP la eficiencia de su sistema de bombeo será bajo. Una de las principales limitaciones que presenta el sistema de bombeo mecánico convencional es el decrecimiento de la eficiencia con el aumento del gas libre en las condiciones de la bomba.

La eficiencia de bombeo se calcula según la relación de la producción real con la producción teórica. En la práctica la producción real de la bomba siempre será menor que la teórica. En la eficiencia de bombeo influyen los siguientes factores: el ajuste de las piezas de la bomba, el desgaste de las piezas de la bomba, la hermeticidad deficiente de los tubos, la influencia de la parafina, la influencia de las deformaciones elásticas de las varillas y tuberías, la profundidad del nivel dinámico, la viscosidad del petróleo, y la influencia del gas. El gas que entra junto con el petróleo influye mayormente en la eficiencia de la bomba.

1.4 Optimización de la producción.

En la industria petrolera el término optimizar consiste en programar, supervisar y controlar las actividades que permitan mejorar continuamente la capacidad de producción de los pozos tales como estimulaciones matriciales, rediseños de equipos de completamiento, cambios de zona y cambios de método, mediante el uso de técnicas de análisis nodal y rehabilitación, a fin de aprovechar el uso de la energía disponible de los yacimientos y de las instalaciones asociadas al proceso de extracción, manejo y procesamiento de fluidos. (Boyun Guo, 2007)

1.4.1 Análisis nodal.

El principal objetivo de la ingeniería de producción es diseñar y fijar los parámetros de operación de un pozo, ya sea nuevo, o se encuentre en producción. Esto puede implicar el cambio del tipo de completación, de una manera segura y eficiente, generalmente relacionada a lograr la máxima producción. Otro objetivo es hacer un seguimiento a los pozos que ya están en producción de manera que se pueda evaluar si el sistema de levantamiento que se está usando en el pozo está actuando acorde a lo esperado, de modo

que si el sistema no actúa de la manera esperada se debe fijar nuevos parámetros para obtener un mejor estado del sistema de producción.

La técnica consiste en tomar varios sectores o nodos del sistema de producción del pozo para analizar su comportamiento y determinar aquellas áreas donde se necesita realizar cambios o mejoras para optimizar su producción. (Ludeña, 2012)

Una vez perforado un pozo productor, el principal propósito es extraer los fluidos desde el yacimiento y llevarlos hasta el lugar en superficie donde se los pueda separar y tratar.

Para que los fluidos lleguen hasta el separador con la presión necesaria para que este pueda cumplir su función, primero debe:

- Atravesar el medio poroso (flujo de fluidos en medios porosos)
- Atravesar un conducto vertical o direccional, sea por flujo radial o anular (flujo multifásico vertical, FMV).
- Atravesar una línea de flujo horizontal o inclinada (flujo multifásico horizontal, FMH).

Esto implica una pérdida de presión en cada uno de estos trayectos, y esta pérdida de presión debe ser tal que al llegar al separador se tenga la presión que se requiere para llegar hasta el tanque de lavado.

El análisis nodal se realiza para cada tipo de levantamiento, sea natural o artificial.

El análisis nodal en los sistemas de producción tiene como objetivo combinar los distintos componentes de un pozo de petróleo para predecir la producción de fluido y optimizar los distintos componentes del sistema.

En dicho análisis se combina la capacidad del pozo para producir fluidos con la capacidad del sistema de tuberías para manejarlo. El efecto de los distintos componentes se tratará mediante el uso del concepto nodal. Un nodo se clasifica como funcional cuando existe una presión diferencial a través de él y la respuesta de presión o tasa de flujo puede representarse mediante alguna expresión matemática o física.

Los cambios están limitados en algunos casos por precisas decisiones como: tamaño del hoyo perforado para el pozo, tamaño del espacio anular entre la camisa de revestimiento del pozo y la tubería de producción (*casing*) y el tamaño de la tubería.

En resumen, se presenta una aproximación nodal para evaluar la efectividad de un sistema de producción completo. A tal efecto, se consideran todos los componentes en el pozo,

comenzando desde la presión estática del yacimiento y finalizando con la presión del separador. Esto incluye: el flujo a través del medio poroso, flujo a través de las perforaciones, flujo a través de la tubería ascendente y flujo a través de la tubería horizontal.

El procedimiento puede ser aplicado tanto para flujo natural como levantamiento artificial, el efecto del método de levantamiento artificial sobre la presión puede ser expresado como función del caudal.

a) Procedimiento general para aplicar el Análisis Nodal.

- Seleccionar el componente a evaluar.
- Seleccionar el nodo que mejor describa los efectos de los cambios en el componente seleccionado.
- Seleccionar las expresiones a utilizar para calcular los valores que corresponderán a la curva IPR y la curva de demanda del pozo (OPR por sus siglas en inglés).
- Poseer los datos para calcular la caída de presión en función del caudal para todos los componentes.
- Realizar los cálculos, graficar la curva IPR y la curva OPR y leer la intersección o punto óptimo de producción.
- Repetir el procedimiento para cada componente a evaluar.

1.4.2 Rehabilitación y estimulación de pozos.

La rehabilitación y estimulación de pozos se centra en el análisis de variables que influyen directamente en los daños a la formación. Generalmente la rehabilitación se lleva a cabo cuando la formación es dañada debido al elevado grado de explotación a que ha sido sometido el pozo, y denota con el aumento de restricciones de fluidos que distorsiona las líneas de flujo desde el yacimiento hacia el pozo. Esto disminuye significativamente la productividad del pozo y ocasiona una caída de presión adicional en las cercanías del mismo, ejemplo de algunas variables que indican la presencia de daños en la formación:

- Baja permeabilidad.
- Alta viscosidad del crudo.
- Baja presión de capa.
- Migración y taponamiento por arena.

- Bloqueo por agua.

Algunos de los métodos para mejorar el comportamiento de estas variables pueden ser:

- Estimulación ácida.
- Química no reactiva.
- Inyección de vapor.
- Fracturamiento hidráulico.

1.4.3 Algunas operaciones a tener en cuenta en la evaluación de pozos.

Con el fin de lograr una evaluación integral de la producción, en muchas ocasiones es necesario variar algunos elementos que influyen directamente en el comportamiento productivo de los pozos o incluir nuevos equipamientos con diferentes objetivos productivos, dentro de los que se encuentran:

- Cambio de la bomba.
- Cambio del sistema de bombeo.
- Cambio de uno o varios parámetros en la unidad de bombeo.
- Incorporación de nuevos equipamientos tecnológicos para el manejo de gas.
- Variación de la profundidad de la bomba.
- Aislamiento de zonas con influencia de gas o de agua.
- Abandono de las zonas productivas e incorporación de otras.

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

Cambio de los parámetros de la unidad de bombeo: Las unidades de bombeo son un elemento de suma importancia para la explotación de los pozos de petróleo ya que en la mayoría de ellos se utiliza el método por levantamiento artificial con unidades de bombeo convencional. En estas unidades influyen varios parámetros como la velocidad de bombeo o números de golpes (N), este parámetro se indica en (golpes, emboladas, strokes) por minutos, el mismo tiene un efecto directo sobre la producción; el recorrido (S) que se expresa en metros y está dado por la posición del balancín en el orificio de la manivela. La variación de este parámetro influye en el caudal de producción.

1.5 Softwares de simulación.

Una de las técnicas más utilizadas en el mundo para optimizar sistemas de producción es el análisis nodal la cual se acomoda a la infraestructura tanto de superficie como de subsuelo, reflejando el verdadero potencial productivo de los pozos. Existen en la actualidad, en el mercado varios simuladores comerciales que permiten aplicar dicha técnica por ejemplo: *PROSPER-GAP* de *petroleum Expert*, *WELLFLO-FIELDFLO-ReO* de *Weatherford (EPS)*, *PIPESIM- PIPESIM NET&GOAL* de *Schlumberger* (BJ), entre otros. (Bauerberg Klein, 2015). En el caso de la presente investigación se hará empleo del simulador Pipesim Versión 2010.1.

El Pipesim 2010 es un simulador para el análisis de Sistemas de Producción (pozos y redes) que pertenece a la empresa “SCHLUMBERGER”. Schlumberger tiene experiencia en el diseño y optimización de sistemas de petróleo y gas particularmente en el transporte de fluidos de hidrocarburos, un elemento vital en la producción y procesamiento de hidrocarburos. El desarrollo de los sistemas de transportación y almacenamiento eficiente requiere una combinación de conocimientos teóricos detallados y las experiencias prácticas del comportamiento de mezclas de hidrocarburos multifásicos. Pipesim es un simulador de flujo multifásico de estado estacionario utilizado para el análisis del diseño y diagnóstico de sistemas de producción de petróleo y gas. El *software* Pipesim es una herramienta que modela el flujo multifásico desde el reservorio a la cabeza del pozo. También analiza el rendimiento de las líneas de flujo y las instalaciones de superficies.

Este paquete incluye los siguientes módulos: *Well Performance analysis* (para analizar pozos), *Pipeline and Facilities* (para analizar tuberías de subsuelo y facilidades) y *Network analysis module* (para analizar sistema de redes en superficie). (Schlumberger, 2010)

Well Performance analysis: Es un modelo de flujo multifásico con la capacidad de análisis nodal y del sistema. Las aplicaciones típicas del modelo incluyen:

- Diseño de pozos.
- Optimización de pozos.
- Modelado del rendimiento de la afluencia del pozo.
- Diseño de levantamiento con gas.
- Modelado del rendimiento de bombas electrosumergibles.
- Modelado de pozos horizontales.

- Diseño de la inyección al pozo.
- Diseño de la tubería de producción (*tubing*) y el espacio anular (*casing*).
- Modelado de sensibilidades del diseño del pozo.

Pipeline and Facilities: Es un modelo de flujo multifásico con la capacidad de análisis del sistema. Las aplicaciones típicas del modelo son:

- Flujo multifásico en líneas de flujo y tuberías.
- Generación punto por punto de perfiles de presión y temperatura.
- Cálculo del coeficiente de transferencia de calor.
- Modelado del rendimiento de las líneas de flujo y el equipamiento.
- Modelado de sensibilidades del diseño de las tuberías.

1.6 Conclusiones parciales:

- Las propiedades del petróleo en condiciones de capa son aspectos a tener en cuenta en el momento de hacer propuestas de mejoras para el incremento de la producción.
- En el análisis de la producción de los pozos se utilizan varios criterios debido a las complejidades particulares de cada uno de ellos.
- Para la obtención del potencial del pozo se utiliza el comportamiento de Vogel (muy utilizado internacionalmente) solamente en su parte curva, debido a que los yacimientos en cuestión se consideran saturados por sus años en explotación.
- El análisis de los niveles de fluido es imprescindible para analizar la eficiencia de funcionamiento del sistema de levantamiento artificial.
- La técnica de análisis nodal es una herramienta utilizada para determinar el potencial real productivo del pozo, entre otros resultados importantes e imprescindibles a la hora de la toma de decisiones para mejorar la explotación de los pozos en un yacimiento de petróleo.
- El *software* PIPESIM brinda modelos aceptados que se acercan grandemente al comportamiento real de flujo de fluido multifásico ya sea flujo horizontal o vertical, además permite el empleo del análisis nodal con mayor facilidad.

CAPÍTULO 2. DISEÑO METODOLÓGICO

En este capítulo se hace una caracterización del objeto de estudio, se dan a conocer los procedimientos metodológicos aplicados en el trabajo de investigación, especificando las características de la investigación, así como las diferentes técnicas e instrumentos de recolección de datos y recursos, que permitieron el desarrollo del trabajo. También se hace una breve explicación de cómo se utiliza la herramienta de simulación empleada en el trabajo y al final del capítulo se muestran los principales casos de estudios o análisis de sensibilidad a simular con cada una de sus particularidades.

2.1 Caracterización del objeto de estudio.

Para la caracterización del objeto de estudio se necesita describir la geología del área de estudio.

2.1.1 Geología del área de estudio.

En el área de estudio, los yacimientos Guásima, Marbella y Varadero, se han descrito las rocas madres de diferentes niveles de edad, constituyendo los reservorios de los petróleos descubiertos hasta ahora. La migración de los hidrocarburos generados por ellas a mayor profundidad, transcurre, principalmente, a través de sí mismas, posiblemente dentro de cada manto aunque no se excluye alguna migración vertical. Dentro del área de referencia están presentes fundamentalmente dos Unidades Tectónicas Estratigráficas: UTE Placetas y la UTE Camajuaní. La UTE Placetas está compuesta por varias formaciones geológicas las cuales son:

- Formación Constancia, Jurásico Superior (Oxfordiando-Kimmeridgiano).
- Formación Cifuentes, Jurásico Superior (Kimmeridgiano-Tithoniano).
- Formación Ronda, Jurásico Superior (Tithoniano Superior-Cretácico Inferior Valanginiano).
- Formación Jobosí, (Cretácico Inferior Valanginiano).
- Formación Morena, Cretácico Inferior (Hauteriviano- Barremiano).
- Formación Santa Teresa, Cretácico Inferior (Aptiano-Albino).

- Formación Carmita, Cretácico Superior (Cenomaniano-Turoniano).
- Formación Amaro, Cretácico Superior (Campaniano- Maestrichtiano).
- Formación Rodrigo, Cretácico Superior (Campaniano-Maestrichtiano).
- Formación Vega Alta, Paleoceno-Eoceno Inferior.

En los yacimientos mencionados los pozos de interés para el presente trabajo son: el M-018, el M-020, el M-526 y el M-702. Dichos pozos constituyen la muestra de la población de la investigación. La muestra no es más que un conjunto de elementos extraídos de la población que se investiga. (D'angelo, 2016).

"La población de una investigación está constituida por el conjunto de seres en los cuales se va a estudiar la variable o evento, y que además comparten, como características comunes, los criterios de inclusión." Entendiendo como criterios de inclusión las características compartidas por los integrantes de una población. (D'angelo, 2016)

"La población es un conjunto finito o infinito de elementos con características comunes para los cuales serán extensivas las conclusiones de la investigación. Esta queda delimitada por el problema y los objetivos del estudio" (Bergesio, 2007)

De esta manera la población de esta investigación la constituyen los pozos existentes en los diferentes yacimientos, de los cuales cuatro pozos se encuentran actualmente con problemas en los parámetros de operación del sistema de levantamiento artificial. De todo este universo poblacional se seleccionaron para el estudio, según parámetros suministrados por la superintendencia de productividad, aquellos pozos que actualmente se encuentran produciendo con deficiencias.

2.1.2 Generalidades de los pozos a analizar.

El corte preliminar atravesado por los pozos se describe a continuación:

El M-018 atraviesa una brecha de conglomerado carcáreo e intercalaciones de calizas pelitomorfa organógena.

El M-020 atraviesa la formación Neautoctono la cual se describe litológicamente como una caliza pelitomorfas, margas bituminosas; Carmita- Santa Teresa es calizas pelitomorfas; Vega Alta es gravelita polimórficas, pedernal, calizas arcillosas, areniscas, aleurolitas; las formaciones Morena y Ronda presentan micritas gris y biomicritas bituminosas gris oscuro con calcarenita e intercalaciones de margas, la Morena está a la profundidad de 2740 m por el largo de instrumento y la Ronda a 2895 m por el largo de instrumento; Cifuentes es

caliza pelit bandeada con relictos organógenos recristalizados, pedernal interestratificado, caliza radiolárica clara, bitumen en capillas como muestra la figura A.1.2. Los pozos M-526 y M-702 atraviesan las formaciones Morena con abundante arcilla y caliza arcillosa; la formación Ronda arcilla y arcilla arcillosa dolomítica y La formación Cifuentes con abundante metálico, pedernales y caliza arcillosa dolomítica. Todas pertenecientes al grupo Veloz como muestra la figura A1.3.

2.1.2.2 Terminación de los pozos.

M-018: Es un pozo vertical que cuenta con una profundidad final de 1555 m por el largo del instrumento, tiene tres intervalos punzados: 1435-1460 m; 1480-1490 m; 1506-1516 m. La terminación es la que se muestra a continuación, también se muestra en la figura A.2.1.

Tabla 2.1 Dimensiones y profundidad de las camisas de revestimiento del pozo M-018.

Tipo de camisa	Diámetro (mm)	Profundidad (m)
T. Agua	324,0 (12 ¾ ")	326
Técnica	244,5 (9 5/8")	866
Explotación	146,0 (5 ¾ ")	1551

M-020: Tiene una profundidad final de 3258 m por el largo del instrumento con caño desnudo de 2810 -3258 m de profundidad. La terminación del pozo se muestra a continuación, también se puede encontrar en la figura A.2.2.

Tabla 2.2 Dimensiones y profundidad de las camisas de revestimiento del pozo M-020.

Tipo de camisa	Diámetro (mm)	Profundidad (m)
T. Agua	339,7 (13 3/8")	356
Técnica	244,5 (9 5/8")	2239
Producción	88,9 (3 1/2")	1300
Explotación (<i>Liner liso</i>)	177,8 (7")	2139-2810

M-526: Cuenta con una profundidad final de 1920 m por el largo del instrumento, tiene un ancla de gas, con presencias de 5 intervalos punzados: 1766-1774 m; 1784-1800 m; 1810-

1830 m; 1840-1851 m; 1860-1882 m. La terminación se muestra a continuación, se muestra también en la figura A.2.3.

Tabla 2.3 Dimensiones y profundidad de las camisas de revestimiento del pozo M-526.

Tipo de camisa	Diámetro (mm)	Profundidad (m)
T. Agua	351,0 (13 7/8")	308,0
Técnica	244,5 (9 5/8")	1096,7
Explotación	146,0 (5 3/4")	1903,7

M-702: Cuenta con una profundidad final de 2501 m por el largo del instrumento con 8 intervalos punzados: 2115-2145 m; 2170-2180 m; 2190-2210 m; 2230-2240 m; 2290-2300 m; 2335-2365 m; 2375-2399 m; 2403-2409 m. La terminación se muestra a continuación, también se muestra en la figura A.2.4.

Tabla 2.4 Dimensiones y profundidad de las camisas de revestimiento del pozo M-702.

Tipo de camisa	Diámetro (mm)	Profundidad (m)
T. Agua	323,0 (12 3/4")	313
Técnica	244,5 (9 5/8")	1480
Explotación	168,0 (6 5/8")	2490

2.2 Procedimiento metodológico.

El procedimiento metodológico de la investigación consta de un análisis técnico-productivo el cual se materializa con la metodología siguiente:

- Recolección de la información sobre los parámetros operacionales de los pozos.
- Análisis del comportamiento productivo de los pozos.
- Evaluación de los indicadores de eficiencia de los sistemas de bombeo de los pozos en estudio.
- Condiciones de los pozos para mejorar su producción.

Para dar cumplimiento a los objetivos trazados y a la resolución del problema de investigación, se divide el estudio en tres etapas:

Primera Etapa: Selección de la información y recopilación de datos.

Las actividades que se efectúan en esta primera etapa son:

- Búsqueda y revisión de toda la bibliografía relacionada con el problema de investigación.
- Selección de la bibliografía más actual e importante (incluye teoría, conceptos, datos, etc.)
- Colección de los datos de los pozos.

La técnica de recolección de datos que se utiliza es la investigación documental. Esta es un instrumento de la investigación que permite la recolección de datos a través de documentos escritos. (Castro, 2015) En esta investigación muchos datos se obtienen de los expedientes de los pozos. Esta se realiza a través de documentación acerca de la geología y estructura de los pozos, así como de los métodos de levantamiento artificial utilizados en el área de investigación, algunos se seleccionan de trabajos anteriormente realizados en la misma área de estudio y otros se recolectan de documentos en formato digital facilitados por la empresa.

a) Revisión Bibliográfica.

La búsqueda de información se realiza mediante la revisión bibliográfica de libros, tesis, revistas, datos de informes y reportes internos de la empresa, carpetas de pozos, manuales técnicos, fuentes digitales de información tales como Internet y material previamente recopilado y organizado por otras personas; datos secundarios. Esto permite obtener las bases teóricas, lo cual sirve de soporte para el análisis y comprensión del tema.

Para la recolección de la información específica del área y los pozos en estudio, se utilizan los siguientes instrumentos:

b) Microsoft Office.

Es una herramienta esencial en el desarrollo de la investigación, debido a que cuenta con programas como: Microsoft Word para procesar texto, Microsoft Excel para realizar hojas

de cálculo y gráficos de interés, Microsoft PowerPoint para elaborar presentaciones, con las cuales se puede plasmar la investigación.

c) Sistema de Red

El uso de la red interna de EPEPC permite acceder al software SISPROD, así como al menú digital de toda la información de los pozos, para extraer información referente a la geología, grado de estudio de los yacimientos que intervienen en la investigación, diagramas de completación, informes de producción e inyección, entre otros.

d) Internet

Esta herramienta ayuda a complementar la información teórica necesaria para el buen desenvolvimiento de la investigación.

e) Sisprod

El SISPROD es una aplicación que desarrolla un eficiente método para visualizar, relacionar, y analizar datos de producción y de yacimiento. Como un sistema integrado, esta aplicación provee un conjunto de herramientas para automatizar tareas, compartir datos y relacionar la información necesaria. Este programa está constituido por varios módulos los cuales permiten cargar y manipular, día a día, datos de producción, petrofísica, propiedades de los fluidos, entre otros y los datos del campo de petróleo y gas.

El método de recolección de datos es el empírico, dentro del cual se utiliza la observación y la historia de vida. Es importante destacar que los métodos de recolección de datos, se puede definir como: al medio a través del cual el investigador se relaciona con los participantes para obtener la información necesaria que le permita lograr los objetivos de la investigación. (Manrique, 2004)

- **Observación.**

Durante la investigación de campo se utiliza la observación como técnica complementaria en la recolección de información. Esta técnica permite la percepción de las condiciones en que se encuentran los sistemas de levantamiento artificial, chequear si el equipo de superficie coincide con el del expediente.

- **Historia de vida.**

Se realiza un análisis de los datos productivos históricos de los pozos de estudio para su posterior procesamiento.

El recurso que se utiliza en el trabajo para la selección de la información y recopilación de datos fue el paquete computarizado Microsoft Office Excel para la confección de tablas y gráficos.

Segunda Etapa: Análisis del comportamiento de los parámetros productivos (RGP, BSW, Qf, Qp, Efic.) y otros criterios en los pozos.

En esta etapa se realizarán las siguientes actividades:

1. Tabulación de los parámetros productivos (RGP, BSW, Qp, Qf y Efic.) de cada pozo durante el período comprendido entre el año 2014 y el 2016. Con los valores de los parámetros se confeccionan gráficos para analizar el comportamiento de cada indicador en cada pozo. La eficiencia de bombeo se calcula usando la siguiente ecuación:

$$Efic = \frac{Q_{f\text{ real}}}{Q_t} \tag{2.1}$$

Donde:

Qf real – caudal de fluido real (m³/d)

Qt – caudal teórico (m³/d)

2. Confección de tablas y figuras que muestran el comportamiento de los pozos en cada parámetro productivo.
3. Análisis del nivel dinámico de los pozos y la profundidad actual de la bomba.
4. Cálculo y análisis del índice de productividad (IP). Teniendo en cuenta los depósitos a que pertenecen los pozos a evaluar.
5. Confección de la curva IPR para los pozos con datos de Pc y Pf con el paquete computarizado Microsoft Office Excel, la cual se compara con la obtenida en el simulador para la validación de la herramienta.

Tercera Etapa: Realizar un análisis nodal con el *software* PIPESIM para determinar las posibilidades reales de los pozos de incrementar la producción de crudo, o sea, el potencial real de los pozos. Proponer los cambios pertinentes para mejorar los parámetros de operación del sistema de levantamiento artificial.

Las actividades realizadas en esta etapa fueron:

1. Obtención del modelo de simulación y validación del mismo.
2. Evaluación del comportamiento de los pozos mediante el análisis nodal con el *software* PIPESIM.

La metodología para realizar el análisis nodal es la siguiente:

- Seleccionar la ubicación del nodo.
 - Analizar la zona aguas arriba del nodo: curva de aporte (INFLOW).
 - Analizar la zona aguas abajo del nodo: curva de demanda (OUTFLOW).
 - En el nodo seleccionado realizar un balance de presiones, teniendo en cuenta que: el caudal que entra es igual al caudal que sale y que la presión en el nodo es única.
3. Proposición de mejoras técnicas que se consideran factibles para el incremento de la producción de los pozos seleccionados.
 4. Selección de las medidas factibles a tener en cuenta en cada pozo.

2.3 Herramienta de simulación.

Para obtención del modelo de simulación se tiene en cuenta la terminación del pozo ya sea horizontal o vertical, la ubicación del nodo solución (el cual en este caso está ubicado en el fondo de los pozos en cuestión), la tubería de producción y revestidores, el choque, la tubería de superficie, el separador y las características de los fluidos (verticales y horizontales).

2.3.1 Suministro de los datos al simulador.

La información requerida para la realización de los modelos de simulación se encuentra dividida de la siguiente manera: yacimiento, tubería de producción y revestidor, superficie y fluidos.

Yacimiento.

En esta ventana se incluyen los datos relacionados con las condiciones del yacimiento y la relación del comportamiento de afluencia (IPR), como muestra la figura A.2.5. Los parámetros considerados en este menú son:

- Presión estática de yacimiento, [atm].
- Temperatura de yacimiento, [°C].
- Permeabilidad horizontal (Kx, Ky) y permeabilidad vertical (Kz) en milidarcy [md].
- Espesor, [m].
- Radio externo del pozo, [m].
- Radio del pozo, [mm].
- Daño.
- Longitud efectiva de drenaje, [m].

Los datos para la terminación vertical se muestran en la tabla 2.5.

Tabla 2.5 Datos a introducir en el simulador de la terminación vertical.

Pozos	P estática (atm)	T yacimiento (°C)	Potencial absoluto Qmax (m ³ /d)	Q fluido (m ³ /d)	Pf (atm)	P capa (atm)
M-018	90,0	50,0	45,0	22,58	60,65	90,0
M-526	70,0	55,0	32,2	21,11	38,00	70,0
M-702	72,0	55,0	64,0	20,00	58,35	72,0

Los datos de la terminación horizontal se muestran en la tabla 2.6.

Tabla 2.6 Datos a introducir en el simulador de la terminación horizontal del pozo M-020.

P estática (atm)	T yacimiento (°C)	Permeabilidad K (md)	Espesor del yacimiento (m)	Radio externo del pozo (m)	Radio del pozo (mm)	Daño	Longitud de drenaje (m)
95	55	2250	230	200	88,9	7,6	382

Modelo de terminación.

Pipesim 2010 dispone de numerosas opciones para el cálculo de IPR, tanto para yacimientos de gas como para de petróleo. Los modelos disponibles para la terminación horizontal son:

- PSS Gas (Babu & Odeh). (modelo de estado pseudo estable para pozos de gas)
- PSS Oil (Babu & Odeh). (modelo de estado pseudo estable para pozos de petróleo)
- SS Gas (Joshi). (modelo de estado estable para pozos de gas)
- SS Oil (Joshi). (modelo de estado estable para pozos de petróleo)
- Distributed PI.

De los mencionados anteriormente solo el modelo de Ip distribuido tiene en cuenta las caídas de presiones en el fondo del pozo, en cambio los restantes modelos tienen en cuenta todas las caídas de presiones del pozo. De acuerdo con las necesidades del estudio se toma el modelo de estado pseudo estable para pozos petróleo. En la figura A.2.5 se puede observar la ventana para introducir los datos del Yacimiento.

Para la terminación vertical los modelos disponibles son:

- Well PI.
- Vogel's equation.
- Fetkocitch's equation.
- Jones's equation.
- Back pressure equation.
- Pseudo steady state.
- Forchheimer's equation.
- Hidraulic Fracture.
- Trasient.

El modelo de Ip del pozo sólo tiene en cuenta la turbulencia de fluidos, los cuales no cumplen con la ley de Darcy. El modelo de la ecuación de Vogel es el más utilizado según la literatura para realizar los cálculos de IPR de los pozos, además se aplican para reservorios saturados, como lo son los reservorios en los que se realiza el presente trabajo. La ecuación de Fetkocitch es un arreglo de la ecuación de Vogel donde sólo se toma en cuenta las altas velocidades del fluido producido. La ecuación de Jones se dedujo para pozos que producen gas solamente y reservorios que tienen la presión por debajo de la

presión del punto de burbuja. La ecuación de la presión de apoyo sólo tiene en cuenta el fluido con alta turbulencia. El modelo de estado pseudo estable asume que los fluidos producidos son una fase simple, que el fluido es laminar e incompresible. La ecuación de Forchheimer es esencialmente la ecuación de Jones pero para fluidos líquidos. El modelo de fractura hidráulica se aplica para pozos donde se halla utilizado el fracturamiento hidráulico como técnica de perforación. El modelo de transición es para fluido en estado de transición. Para la terminación vertical se toma el modelo de la ecuación de Vogel, esta ecuación es una de las más usadas para predecir el comportamiento de afluencia de los pozos a través de las curvas IPR, en todos los simuladores de diseño y diagnóstico de métodos de levantamiento artificial. La cual se muestra a continuación:

$$q = q_{max} * [1 - 0,2 * \left(\frac{P_f}{P_c}\right) - 0,8 * \left(\frac{P_f}{P_c}\right)^2] \quad (2.2)$$

Tubería de producción y revestidor.

Mediante esta herramienta se puede modelar el flujo vertical y horizontal de pozos productores. Este accesorio es de conexión y por lo tanto debe colocarse entre dos nodos. La tubería puede ser definida como un modelo simple o detallado, el modelo definido en el trabajo fue el modelo detallado, el cual requiere la siguiente información:

- Perfil de Desviación.
- Perfil Geotérmico.
- Configuración de la tubería.
- Equipo de Fondo.

En la tabla 2.7 se muestran los datos de entrada en la ventana de la tubería de producción.

Fluidos.

En la información de fluidos, se encuentran reflejadas las distintas secciones que presenta el Simulador Pipesim 2010 Modelo Black oil, para la caracterización y descripción de las propiedades de la mezcla de hidrocarburos como muestra la figura A.2.7. En los cuales los parámetros de entrada son:

- BSW. [%].
- Relación gas petróleo. [m³/ m³]
- Gravedad API.
- Temperatura de fondo. [°F].

- Temperatura de superficie. [°F].

Los datos que se introducen en la ventana del fluido se muestran en la tabla 2.8.

Tabla 2.7 Datos a introducir en la ventana de la tubería de producción.

Pozos	Profundidad final por largo de instrumento (m)	Temperatura ambiente (°C)	Diámetro del pozo (mm)	Diámetro externo del tubing (mm)	Profundidad de la bomba (m)
M-018	1555	25	146,0	88,9	1458,00
M-020	3258	25	177,8	88,9	952,81
M-526	1920	25	146,0	88,9	1105,67
M-702	2495	25	168,0	88,9	1138,63

En la figura A.2.6 se puede apreciar la ventana de entrada de la información requerida mencionada anteriormente de la tubería de producción y revestidor.

Tabla 2.8 Datos a introducir en la ventana del fluido.

Pozos	% BSW	RGP (m ³ /m ³)	API	Viscosidad a 40°C (cP)	Viscosidad a 50°C (cP)	Temperatura de fondo (°C)
M-018	0,20	12,4	15	258	159	50
M-020	37,39	93,22	10	8187	4235	55
M-526	28,38	48,02	9	2680	1178	55
M-702	1,35	75,28	9	6705	2023	55

2.3.2 Procedimiento de validación de la herramienta de simulación.

Para mejorar el sistema de producción mediante la utilización de una herramienta de simulación se realiza primeramente el cotejo del comportamiento actual del pozo, conocido también como ajuste del caso base. En segundo lugar se hace un análisis de sensibilidades, el cual consiste en realizar cambios en las variables que intervienen en el modelo ajustado en el programa, también conocido como análisis nodal.

Cotejo del comportamiento actual del pozo: Consiste en reproducir para el caudal de producción obtenido durante la prueba del pozo, el perfil de presiones desde el fondo del

pozo hasta el separador, utilizando las correlaciones empíricas más apropiadas para determinar las propiedades de los fluidos y las correlaciones de flujo multifásico que reproduzcan aceptablemente las caídas de presión tanto en la línea de flujo como en la tubería de producción. Se debe considerar el cambio de la relación gas-líquido (RGL) si es un pozo con levantamiento artificial por gas (LAG) o el cambio de la presión o energía en el punto donde esté colocada una bomba. Conocida la P_{wf} se determina el índice de productividad y el comportamiento de afluencia que exhibe la formación productora.

Para la realización del cotejo de los pozos se toma como nodo solución el fondo del pozo, para de esta manera aislar el componente yacimiento y observar su efecto sobre el sistema. Para validar el modelo del pozo se procede a la utilización de la opción de análisis nodal en el menú de operaciones con la introducción de los datos de presión de yacimiento, temperatura, etc. Se calcula a través del simulador, la producción de fluido y la presión de fondo de cada pozo y se compararon con las obtenidas en el campo, validando el modelo con desviaciones menores 15%.

La ecuación que se utiliza para el cálculo del porcentaje de desviación de los parámetros evaluados es la ecuación 2.2.

$$\% \text{ de desviación} = \left(\left| \frac{\text{Valor real} - \text{Valor Simulado}}{\text{Valor Real}} \right| \right) * 100 \quad (2.3)$$

Durante el cotejo de los pozos se utilizan las siguientes operaciones:

a) Ajuste de las correlaciones de flujo multifásico.

Generalmente se dispone de datos de pruebas fluyentes en los pozos, las cuales sirven para seleccionar una correlación de flujo que se ajuste al modelo; en este estudio se cuenta únicamente con una prueba o registro fluyente que se realiza a los pozos de interés, la cual permite, entre las correlaciones disponibles que describen el comportamiento del flujo multifásico en tuberías, ajustar la que menor porcentaje de error presente en cuanto a la descripción de la caída de presión real existente en el pozo. Como muestra la figura A.2.8.

Durante el cotejo de los pozos se utiliza la operación de ajuste de las correlaciones de flujo multifásico. Para la realización del ajuste es necesario ejecutar una serie de pasos como:

- Cargar la data cruda o registro fluyente de presión y temperatura.

- Seleccionar un conjunto de correlaciones que ofrece el módulo *Pipesim* para realizar el ajuste.
- Realizar las corridas.
- Observar el reporte generado luego de la corrida donde se muestran los resultados del porcentaje de error de las correlaciones seleccionadas.

b) Análisis nodal.

Esta opción permite estudiar el comportamiento de las curvas afluencia IPR donde se analizan las curvas de oferta (lo que aporta el yacimiento) con la curva de demanda (la capacidad de transporte del pozo). De allí se optimiza la producción y las condiciones actuales de producción. La figura A.2.9 representa la ventana principal de esta función.

Los datos necesarios para realizar la corrida de análisis nodal son los siguientes:

- La presión de salida del sistema, que representa la presión de cabezal.
- La presión de entrada al sistema, que es la presión estática del yacimiento.
- Curva de oferta: se selecciona el objeto a sensibilizar (yacimiento o datos del sistema) y las variables a sensibilizar.

Curva de demanda: se selecciona el objeto a sensibilizar (choke, tubería de producción o línea de flujo) y las variables a sensibilizar.

Consiste en realizar varios análisis de sensibilidad de las variables más importantes y cuantificar su impacto sobre la producción. Las variables que mayor impacto tienen sobre la producción son los cuellos de botella del sistema. Las oportunidades de mejoras se deben buscar tanto en variables de “*Outflow*” o Demanda y en variables del “*Inflow*” u oferta. Finalmente se selecciona la mejor opción técnico-económica.

Realización de sensibilidades.

Una vez culminado el cotejo de todos los pozos, se procede a realizar las sensibilidades con el objetivo de observar la variación de cada uno de los parámetros considerados de afectación, sobre la productividad de cada uno de los pozos en estudio; y así de esta manera poder establecer referencias acerca de cuáles de estos parámetros tienen mayor influencia en la productividad de los mismos.

Las sensibilidades fueron realizadas con la variación de los siguientes parámetros:

- BSW de (0 - 100 %)

- RGP de (0- 200 m³/m³)

La presión de fondo es la variable calculada.

2.4 Selección de las mejoras propuestas.

Una vez concluida la evaluación del comportamiento de los pozos, donde se obtiene el potencial real de los mismos, se tienen en cuenta las posibles operaciones a realizar para una evaluación integral de los mismos. Estas posibles operaciones se mencionan en el epígrafe 1.4.3 del capítulo 1.

De acuerdo a las necesidades de cada pozo, la existencia en almacén y en el mercado del equipamiento, se procede a la selección de los mismos. Para posteriormente lograr un incremento del flujo de producción y una disminución de los problemas operacionales, ya sea del pozo o del sistema de levantamiento artificial.

2.5 Metodología para evaluar los aspectos económicos.

El presente trabajo económico pretende determinar si las propuestas de mejoras, sobre la base del análisis del sistema de producción generan algún beneficio económico. Este análisis será proyectado hasta el año 2027.

El primer paso es determinar el costo nativo del crudo, que no es más que la suma de los gastos fijos y variables contenidos en las toneladas de petróleo propio que se extraen y procesan en la empresa, expresado monetariamente. Es uno de los elementos más necesarios en el análisis de la efectividad económica. El costo se utiliza como instrumento normativo y evaluador, requiriéndose el dominio de los aspectos esenciales, para su planificación, determinación y análisis.

Con la contabilidad de los costos se puede:

- Evaluar eficiencia en cuanto al uso de los recursos materiales, financieros y laborales.
- Facilitar la valoración de posibles decisiones a tomar, que permitan la selección de aquella variante, que brinde el mayor beneficio con el mínimo de gastos.
- Analizar los gastos y su comportamiento.

Por tanto el costo es el valor sacrificado o egresos para obtener bienes o servicios. El egreso se mide en pesos mediante la reducción de activos o el aumento de pasivos en el momento en que se obtienen los beneficios. En el momento de la adquisición, se incurre en el costo para obtener beneficios presentes o futuros. Cuando se obtienen los beneficios, los costos se convierten en gastos. Un gasto se define como un costo que ha producido un beneficio y que está expirado. Los costos no expirados que pueden dar beneficios futuros se clasifican como activos.

Se establecen como obligatorios los siguientes gastos por elementos, los cuales se utilizan como lineamientos generales del costo según lo establecido:

- Materias primas y materiales
- Combustibles
- Energía
- Salarios
- Otros gastos de la fuerza de trabajo
- Depreciación y amortización
- Otros gastos monetarios

El segundo paso es determinar los ingresos. En el ámbito de la economía, el concepto de ingresos es sin duda uno de los elementos más esenciales y relevantes con los que se puede trabajar. Se entiende por ingresos a todas las ganancias que ingresan al conjunto total del presupuesto de una entidad, ya sea pública o privada, individual o grupal. En términos más generales, los ingresos son los elementos tanto monetarios como no monetarios que se acumulan y que generan como consecuencia un círculo de consumo-ganancia. (Ruiz, 2011) Los ingresos anuales que obtendremos del proyecto se calcula multiplicando el precio neto por tonelada de petróleo por el número de toneladas de petróleo incrementadas cada año. Se tuvo en cuenta el precio interno de CUPET de 183,2 \$/ tonelada de petróleo.

El próximo paso es obtener los egresos o el monto de la inversión o reparación, la cual corresponden al total de la inversión requerida para la puesta en marcha del proyecto. El capital de trabajo, si bien no implicará siempre un desembolso en su totalidad antes de iniciar la operación, se considera también como un egreso en el momento cero, ya que

deberá quedar disponible para que el administrador del proyecto pueda utilizarlo en su gestión.

Posteriormente se calcula el valor actual neto (VAN) o valor presente neto (VPN) el cual es un indicador en términos monetarios con la sumatoria del flujo de fondos llevados al presente. (Finanzas de empresas, 2014) (Flores, 2016). Este se calcula mediante la ecuación siguiente:

$$VAN = \sum_{k=0}^n \frac{Fnck}{(1+i)^k} = -F_0 + \frac{F_1}{(1+i)} + \frac{F_2}{(1+i)^2} + \dots + \frac{F_n}{(1+i)^n} \quad (2.4)$$

n = número de períodos a los que se calcula la inversión.

Fnck = Flujo neto de caja

i = Tasa de actualización de la empresa

Con este indicador se puede obtener los siguientes resultados:

VAN = 0: El proyecto es indiferente, se obtiene el beneficio esperado del proyecto.

VAN > 0: El proyecto es viable, se obtiene el beneficio esperado más un excedente.

VAN < 0: El proyecto no es viable, no hay beneficio económico por el contrario existe pérdida.

A continuación se determina la tasa interna de retorno (TIR), que no es más que un indicador financiero que representa la máxima rentabilidad que podría ofrecer el proyecto. La tasa interna de retorno de un proyecto es la tasa de actualización que hace que el valor actual neto de una inversión sea igual a cero. (Finanzas de empresas, 2014). Se calcula mediante la ecuación siguiente:

$$\sum_{k=0}^n \frac{Fnck}{(1+TIR)^k} = 0 = -F_0 + \frac{F_1}{(1+TIR)} + \frac{F_2}{(1+TIR)^2} + \dots + \frac{F_n}{(1+TIR)^n} \quad (2.5)$$

Un proyecto será aconsejable si el TIR es igual o superior a la tasa exigida por el inversor, caso contrario el proyecto no es aconsejable. El cálculo de los términos expuestos anteriormente se auxilia mediante el paquete computarizado Microsoft Office Excel.

CAPÍTULO 3. RESULTADOS Y DISCUSIÓN

3.1 Definición de las condiciones iniciales de los pozos.

Para analizar los parámetros productivos de los pozos se parte del comportamiento histórico de cada uno de ellos, a partir del 2014. El punto de partida es el análisis de algunos parámetros esenciales que intervienen en la actividad productiva de un pozo: relación gas petróleo (RGP), porcentaje de agua y sedimentos sólidos en el petróleo (%BSW), caudal de fluido producido (Qf) y eficiencia volumétrica de bombeo (Efic), realizándose histogramas de comportamiento y gráficos de dispersión de variables que sirven de criterios para la realización de tamizados que permitan definir el potencial de producción de cada pozo.

El **pozo M-018** tiene un tiempo de explotación de 21 años. Su producción alcanza los 22,58 m³/d de fluido con apenas un 0,20% de BSW, dejando ver que casi la totalidad de su producción es sólo petróleo, comportándose estos parámetros de manera positiva. Su IP es 0,90 (m³/d)/atm, lo que lo califica como un IP bajo, su depresión de trabajo es de sólo 30 atm la cual está por encima de la depresión crítica 10 atm y la densidad del crudo que se extrae es de 15°API. Cuenta con un sistema de levantamiento artificial de bombeo mecánico convencional, con una bomba instalada *Millingford 25-175-RHBFr-20-3-4*, la misma trabaja con una eficiencia volumétrica del 88 %. En la figura 3.1 se observa el gráfico con los parámetros productivos de pozo.

El **pozo M- 020** cuenta con un caudal de producción del rango de los 23,77 m³/d con apenas un 37,39% de BSW. El IP clasificado como intermedio, es de 2,56 (m³/día)/atm, su depresión de trabajo es de 10 atm la cual está por debajo de la depresión crítica permisible por el departamento de Yacimiento de 15 atm, el flujo de gas es de 1387,34 m³ de gas/d dando una RGP de 93,22 m³ de gas/m³ de petróleo y la densidad del crudo que se extrae es de 10 API. Cuenta con un sistema de levantamiento artificial por bombeo de cavidad progresiva, teniendo instalada una bomba de tipo NETSH 450-150-STM-140 la misma trabaja con una eficiencia volumétrica 11%. Este pozo tiene frecuentes cambios y sustituciones de varillón, lo que ha acelerado la caída de la eficiencia volumétrica de la

bomba tras más de 9 años de explotación. En la figura 3.2 se muestra el comportamiento de los parámetros productivos. Donde se puede apreciar los picos de producción que indican que el pozo en ocasiones surge y en otras disminuye la producción por las constantes intervenciones. La causa de que el pozo se comporte con surgencia es el comportamiento de la depresión de trabajo que está por debajo de la depresión crítica.

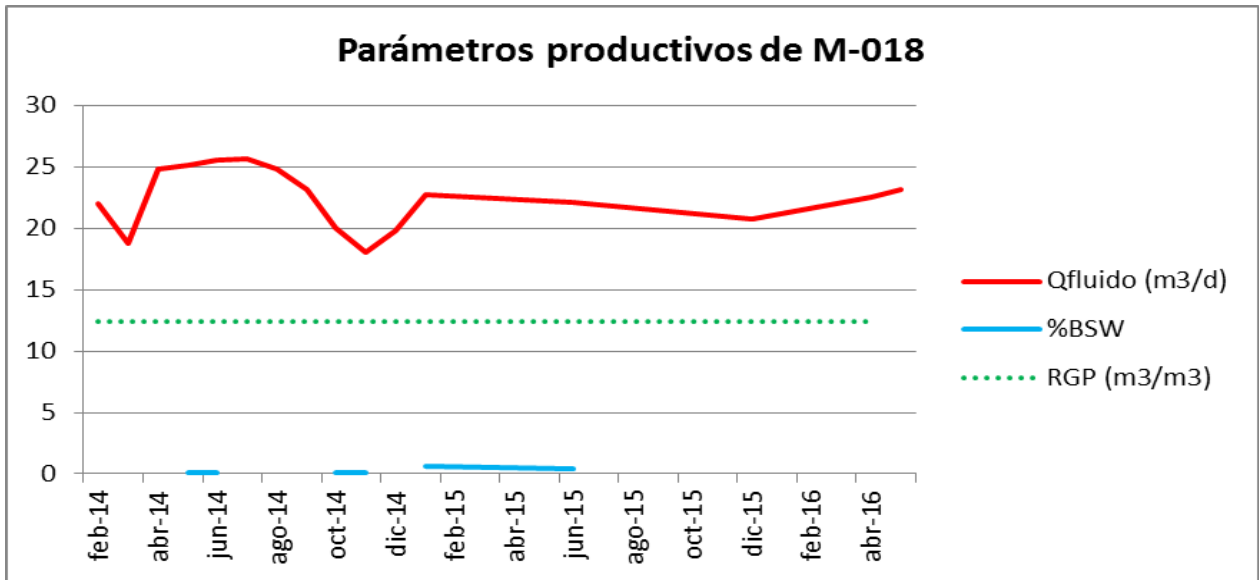


Figura 3.1: Comportamiento de los parámetros productivos del pozo M-018.

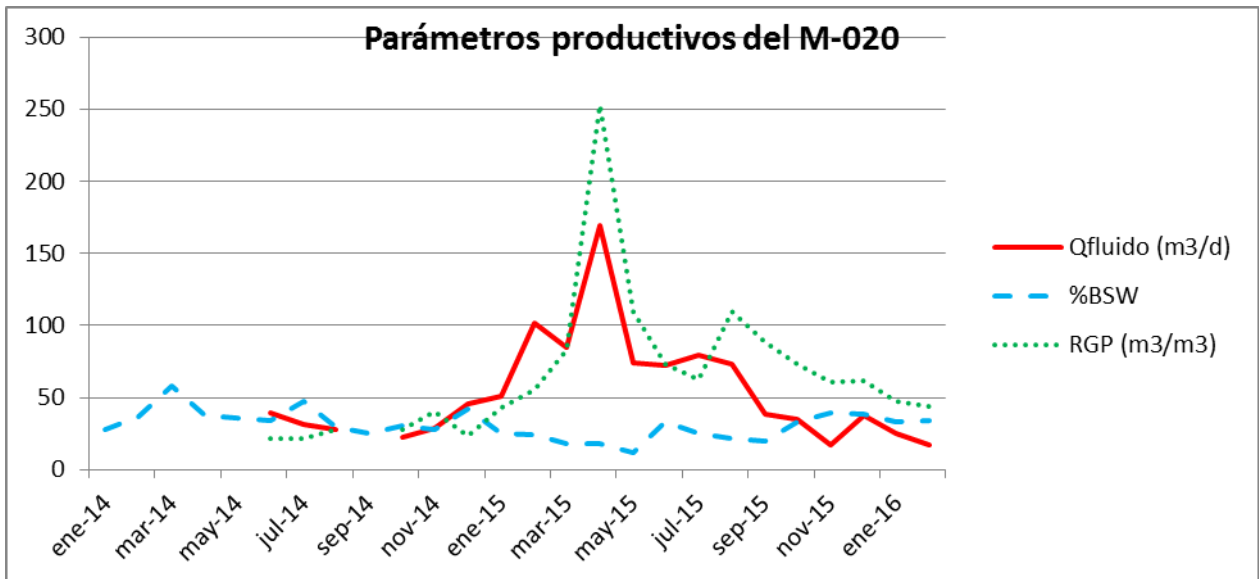


Figura 3.2: Comportamiento de los parámetros productivos del pozo M-020.

El **pozo M-526** se explota desde diciembre de 1988. En el intervalo de tiempo en que se realiza el estudio, el Q_f promedio del pozo se ha comportado con un valor alrededor de 21,11 m³/día con un BSW de 28,38%, lo que muestra que casi un cuarto de la producción está formada por agua y sedimentos sólidos debido a que el pozo se encuentra cerca del acuífero activo, de aquí que su Q_p es de 12,57 m³/día. La RGP es baja, con un valor de 48,02 m³gas/m³petróleo. El crudo que produce el pozo presenta altos valores de viscosidad y tiene una densidad promedio de 9° API. El índice de productividad calculado es de 0,66 (m³/día)/atm y califica como un IP bajo. El pozo se encuentra trabajando con una depresión de 47 atm la cual se encuentra por encima de la depresión crítica establecida por el departamento de yacimiento de 32 atm. Dicho pozo tiene poca sumergencia de la bomba provocando notables problemas de torque en el reductor de la unidad de bombeo, la eficiencia de bombeo instalada está en el orden del 44%. Se le está realizando circulaciones con fluidos ligeros debido a que el crudo que produce el pozo es altamente viscoso; las circulaciones se realizan según régimen cada 15 días con el objetivo de disminuir las fricciones entre el crudo y las cabillas y entre este y la pared de la tubería. En la figura 3.3 se muestra el comportamiento de los parámetros productivos.

El pozo **M-702** se explota desde el mes de marzo del año 1993, por lo que lleva más de 23 años en explotación, lo que muestra la buena afluencia de petróleo hacia el pozo. El caudal de fluido (Q_f) alcanza los 21,11 m³/día y el caudal de petróleo es de 20,83 m³/día, el valor promedio de BSW es de 1,35%, por lo que produce poco agua con el petróleo, la RGP es de 75,28 m³/m³ como se observa se está en presencia de un pozo con buena producción. El índice de productividad tiene un valor de 1,6 (m³/día)/atm, está entre los valores intermedios. (Departamento de ingeniería de yacimiento de EPEP centro, 2016). El pozo trabaja con una depresión de 14 atm, la cual está por debajo de la depresión crítica permisible que presenta el pozo 30 atm, no obstante se le podría hacer algún trabajo para elevar la producción del pozo. El sistema de levantamiento artificial que se utiliza en el pozo es bombeo mecánico convencional, el cual trabaja con una eficiencia de 31%. En la figura 3.4 se muestra el comportamiento de los parámetros productivos, donde se aprecia aumentos y disminuciones de la producción debido a las constantes intervenciones en el pozo.

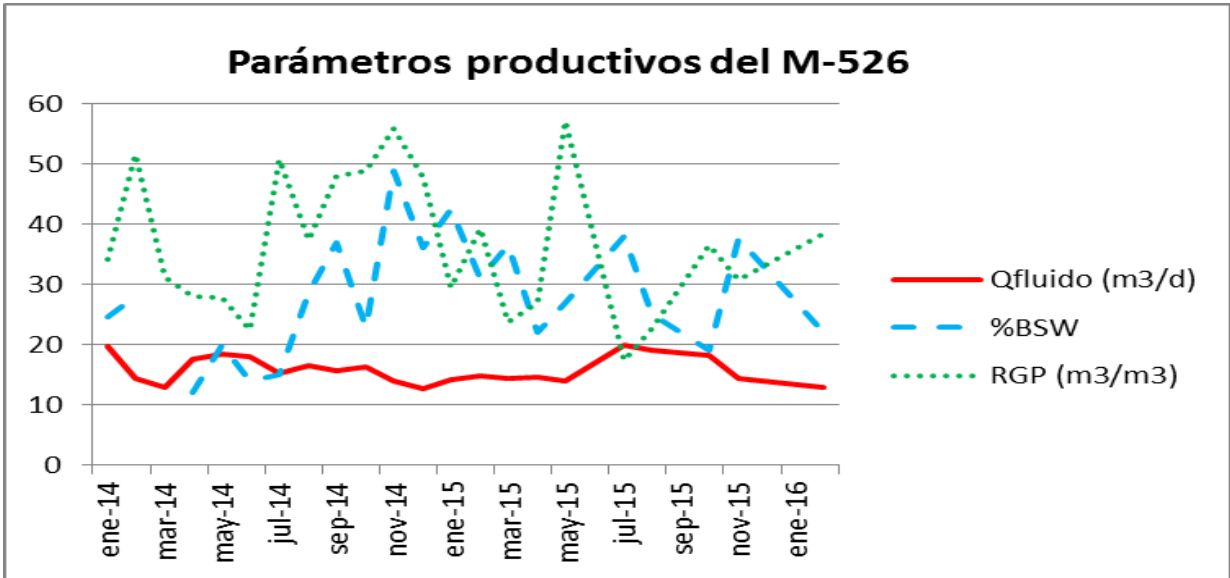


Figura 3.3: Comportamiento de los parámetros productivos del pozo M-526.

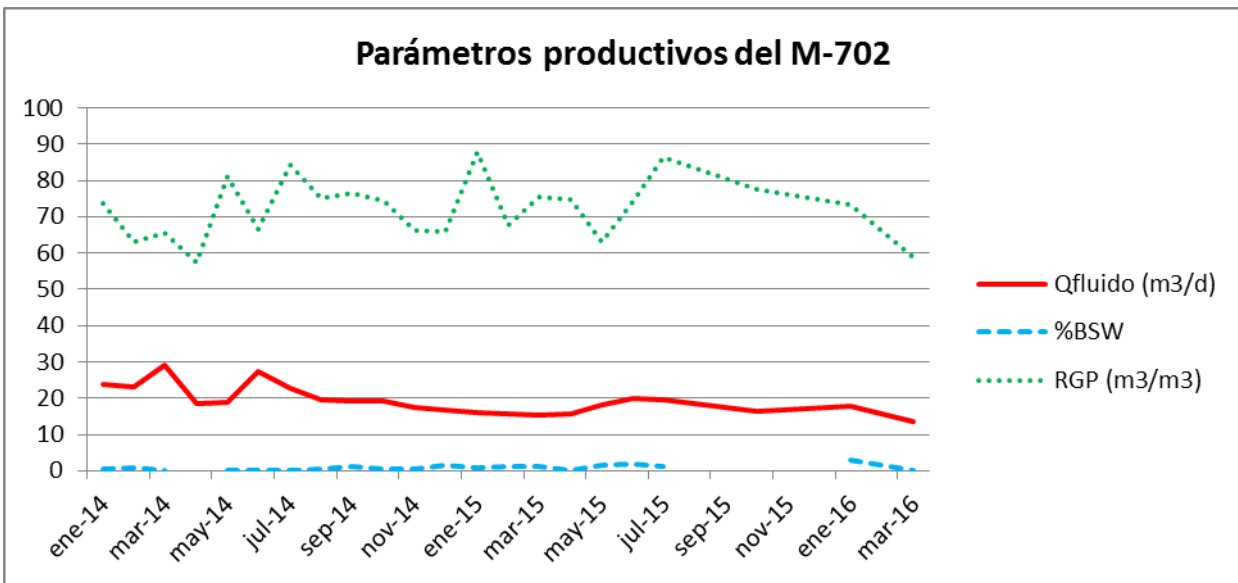


Figura 3.4: Comportamiento de los parámetros productivos del pozo M-702.

La mayoría de los pozos cuentan con más de 15 años de explotación, los cuales han ido declinando su producción y descendiendo sus presiones de fondo. También son notables los bajos niveles de fluido que presentan. El petróleo que se extrae en los pozos mencionados es extrapesado y tiene una densidad que oscila entre 7,3° API y 15,0° API con altos contenidos de resinas, asfaltenos, azufre y acompañado de gas con altas concentraciones de H₂S (12%). Las viscosidades se encuentran entre valores de 980 cP en condiciones de capa hasta valores de 94000 cP en superficie, esto lo califica como extremadamente viscoso, lo

cual lo lleva a ser muy complejo de explotar, de transportar y de tratar, agravándose este aspecto debido al área donde se encuentran enclavados: área altamente sensible a los daños ambientales.

La tabla siguiente muestra los parámetros de operación del sistema de bombeo para cada pozo.

Tabla 3.1 Parámetros de operación del sistema de bombeo de cada pozo.

Pozo	N (gpm)	S (m)	Ø (mm)	Qt(m ³ /d)	Qreal (m ³ /d)	Efic vol %
M-018	4,6	2,5	44,45	25,68	22,58	88
M-020	-	-	-	210,00	23,77	11
M-526	5,0	2,1	63,50	47,86	21,11	44
M-702	3,5	4,2	63,50	68,12	21,11	31

Donde Ø es el diámetro externo de la bomba, N es los golpes/ minutos, S es el recorrido. Se aprecia que la eficiencia volumétrica en los pozos es pequeña por lo que las bombas en todos los casos son deficientes. También se muestran los datos necesarios para determinar el Qt de cada bomba según la ecuación 1.2.

El M-018 tiene sobrecargas en las estructuras de la unidad de bombeo, esto se debe a que el petróleo que se extrae es viscoso y extrapesado ($^{\circ}\text{API} < 15$), el cual entra a la bomba provoca sobrecargas en las cabillas, pudiendo ocurrir rotura de esta y su deterioro. También presenta alto torque lo que se debe a la presencia de gas y la extracción de petróleo extrapesado, lo que provoca que la unidad motriz tenga que hacer mayor fuerza para transmitir el movimiento a la sarta de cabillas. Se comporta similar para los restantes pozos incluyendo el recorrido del pistón de la bomba es insuficiente no garantizando el llenado completo de la bomba por ciclo de trabajo. El volumen de llenado es influenciado por la presencia de gas y agua. Los caudales teóricos no son aceptables esto se debe al tipo de bomba instalada, este parámetro se calcula mediante el diámetro del pistón de la bomba y los parámetros de bombeo.

En la tabla 3.2 se observa la profundidad de las bombas ubicadas en los pozos y el nivel dinámico. Con la diferencia entre estos dos parámetros se calcula la sumergencia de la

bomba, la cual se muestra en la última columna de la tabla. Se puede decir que en todos los casos la sumergencia es pequeña, exceptuando el M-020, por lo que se puede trabajar en incrementar la misma. La sumergencia no es más que la cantidad de fluido que tiene el pozo por encima de la bomba, esta garantiza que la bomba se mantenga trabajando.

Tabla 3.2 Profundidad de la bomba y nivel dinámico (los valores entre paréntesis son TVD).

Pozo	H fondo (m)	H bomba	Nivel dinámico (m)	Nivel estático (m)	Sumergencia (m)
M-018	1555,0	1458,0	947,0	1040,6	511,0
M-020	3258 (1423,3)	1322(952,8)	boca	356,0	876,8
M-526	1920 (1738,4)	1218(1105,7)	1197(1089,9)	1301(1176,8)	15,7
M-702	2495 (1750,9)	1396,5(1138,6)	779(738,8)	2048(1493,8)	399,8

TVD es la profundidad en metros por la vertical.

En la tabla 3.3 se observan los índices de productividad y depresiones críticas de los pozos, los cuales en todos los casos se consideran índices de productividad bajos.

Tabla 3.3 Índice de productividad y depresiones críticas.

Índice de productividad					
Pozo	P capa (atm)	P fondo (atm)	Ip (m ³ /día)/atm	Qf (m ³ /d)	ΔP
M-018	90	60	0,90	22,58	30
M-020	95	85	2,56	23,77	10
M-526	84	38	0,66	21,11	46
M-702	72	58	1,60	21,11	14

A continuación se muestra el comportamiento de la curva de afluencia de cada pozo.

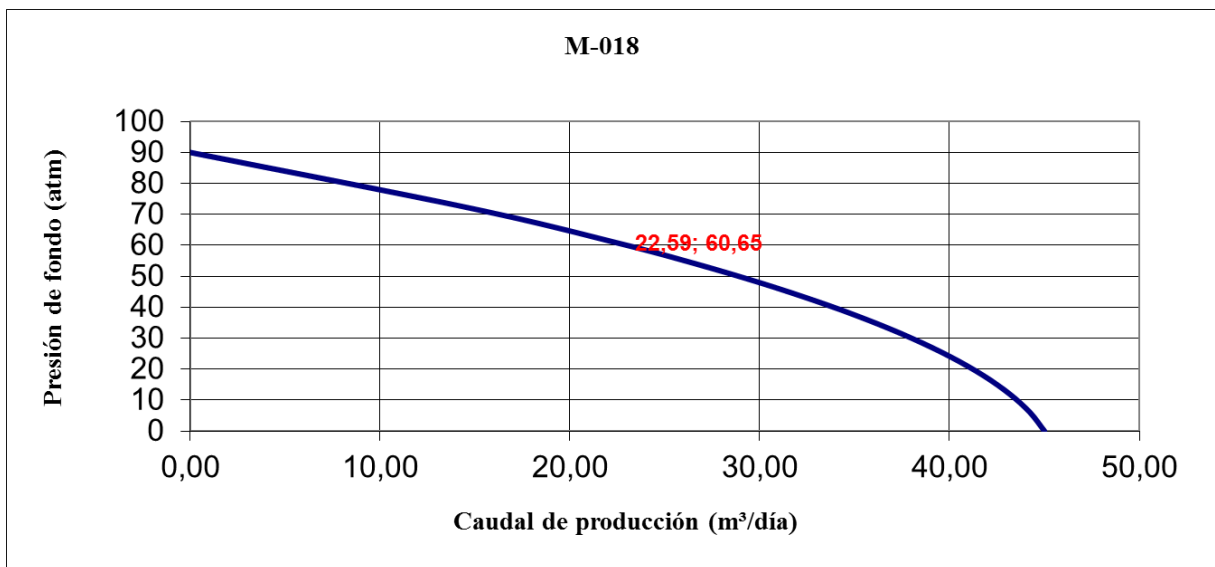


Figura 3.5: Comportamiento del índice de productividad del pozo M-018.

Se considera que se le puede aumentar la producción puesto que el M-018 tiene notables problemas en la unidad de superficie, de acuerdo a su curva de afluencia, su producción está sólo al 50,2% de su producción máxima con posibilidades de incrementar la producción. El punto señalado es el punto de operación donde se encuentra el pozo operando.

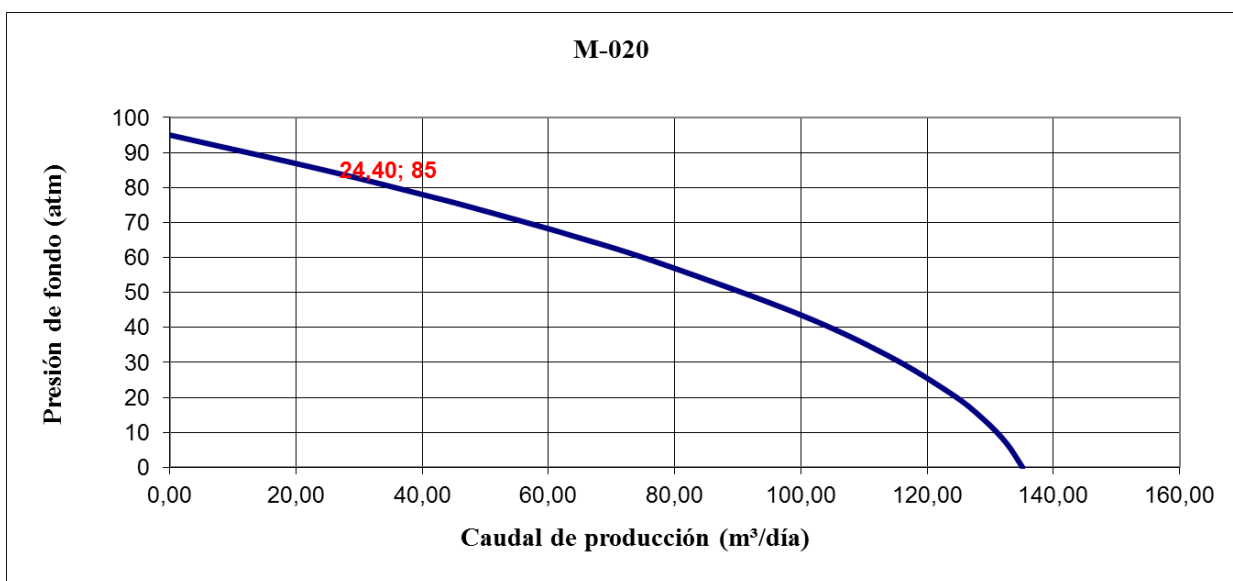


Figura 3.6: Comportamiento del índice de productividad del pozo M-020.

En cuanto al gráfico de IPR, el punto de explotación se encuentra al 18% de su potencial máximo con pocas posibilidades de incrementar producción. El punto señalado es el punto de operación donde se encuentra el pozo operando.

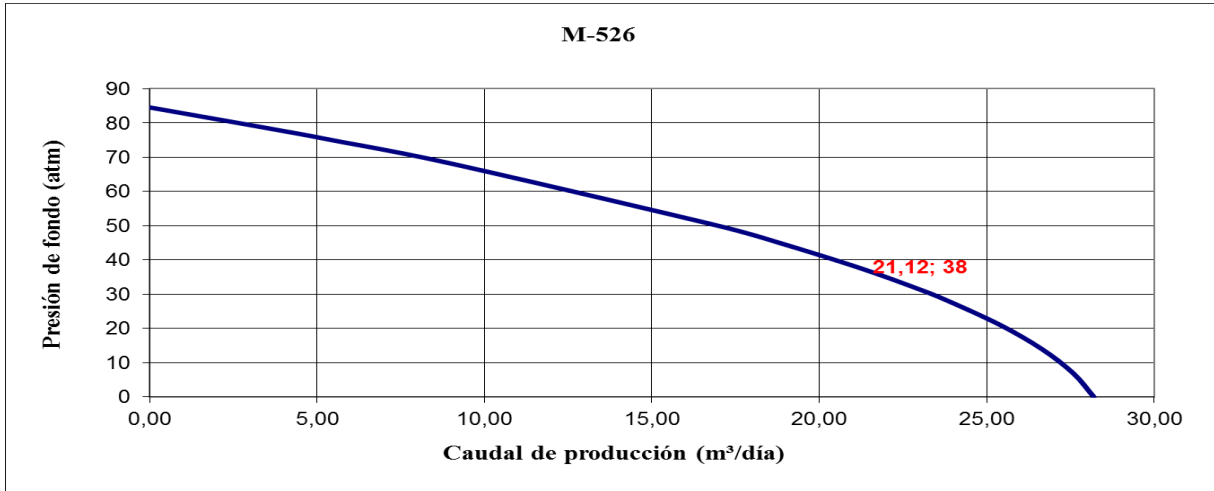


Figura 3.7: Comportamiento del índice de productividad del pozo M-526.

De acuerdo a su curva de afluencia, su producción está al 74,8% de su producción máxima con posibilidades de incrementar producción. El punto señalado es el punto de operación donde se encuentra el pozo operando.

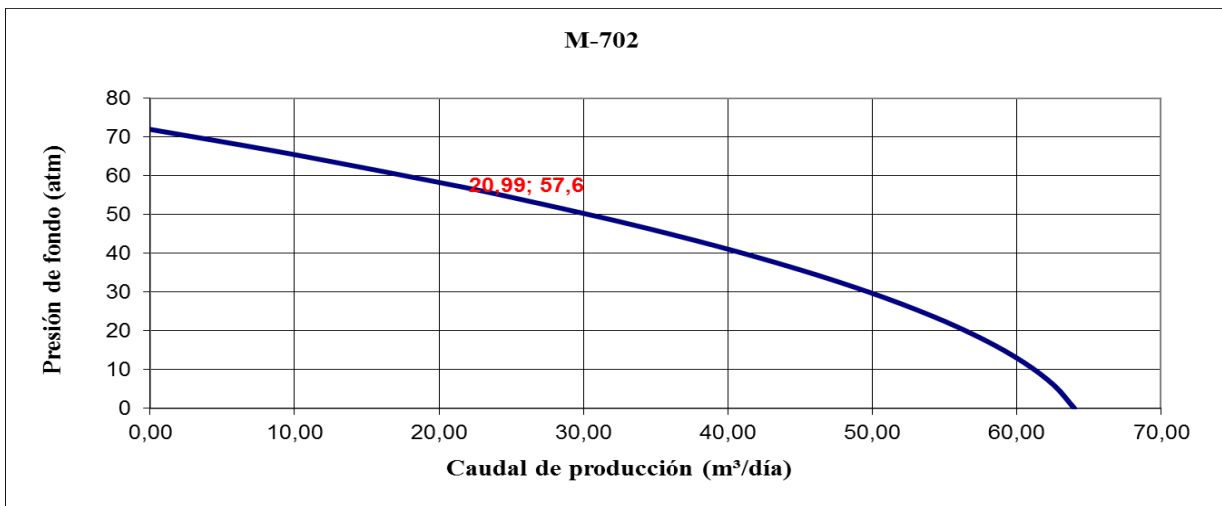


Figura 3.8: Comportamiento del índice de productividad del pozo M-702.

De acuerdo a su curva de afluencia, su producción está al 32,8% de su producción máxima con posibilidades de incrementar producción. El punto señalado es el punto de operación donde se encuentra el pozo operando.

3.2 Obtención del modelo de simulación.

Para la obtención del modelo de simulación se ubican los comandos que representa cada elemento del sistema de producción como el yacimiento ya sea horizontal para el caso del

M-020 o vertical para los casos de M-018, M-526 y M-702; el nodo donde se realiza el análisis nodal que en todos los caso se ubica en el fondo del pozo; la tubería de producción; el choke; la línea de flujo de superficie y el separador. En la figura 3.9 se muestran las ventanas del simulador con los modelos.

3.2.1 Cotejo de los pozos.

Durante el cotejo de los pozos fue utilizada la operación de ajuste de las correlaciones de flujo multifásico. Para la realización del ajuste fue necesario ejecutar una serie de pasos como:

- Carga la data cruda o registro fluyente de presión y temperatura.
- Seleccionar un conjunto de correlaciones que ofrece el módulo *Pipesim* para realizar el ajuste. Ver las figuras 3.10, 3.11, 3.12 y 3.13.
- Realizar las corridas.
- Observar el reporte generado luego de la corrida donde se muestran los resultados del porcentaje de error de las correlaciones seleccionadas.

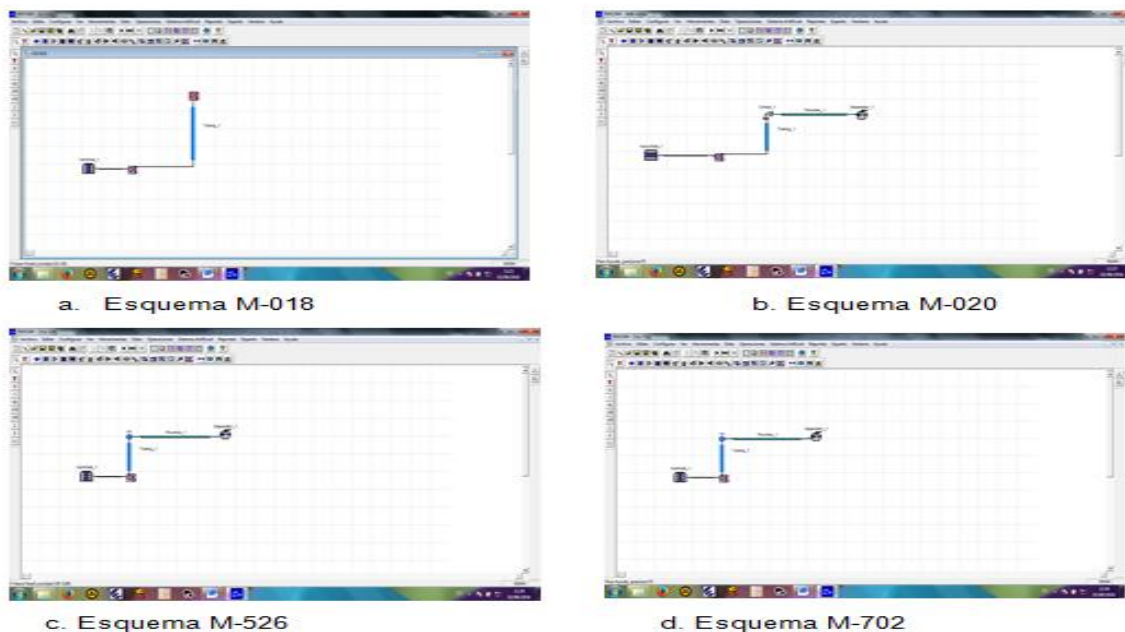


Figura 3.9: Ventanas del simulador con los modelos de los pozos.

En la figura 3.9 (a) se observa el modelo del M-018 el cual es un pozo vertical que produce a tanque. En la figura 3.9 (b) se observa el pozo M-020 el cual es un pozo horizontal con

presencia de choke en la línea de superficie con el objetivo de controlar las presiones de superficie, el mismo se encuentra conectado a un separador horizontal con 6 atm de presión de trabajo. En la (c) y (d) se muestran los pozos M-526 y M-702 respectivamente los cuales son pozos inclinados pero a los efectos del simulador se consideran verticales porque el ángulo de inclinación no pasa de los 86°, estos están conectados a un separador con 6 atm de presión de trabajo.

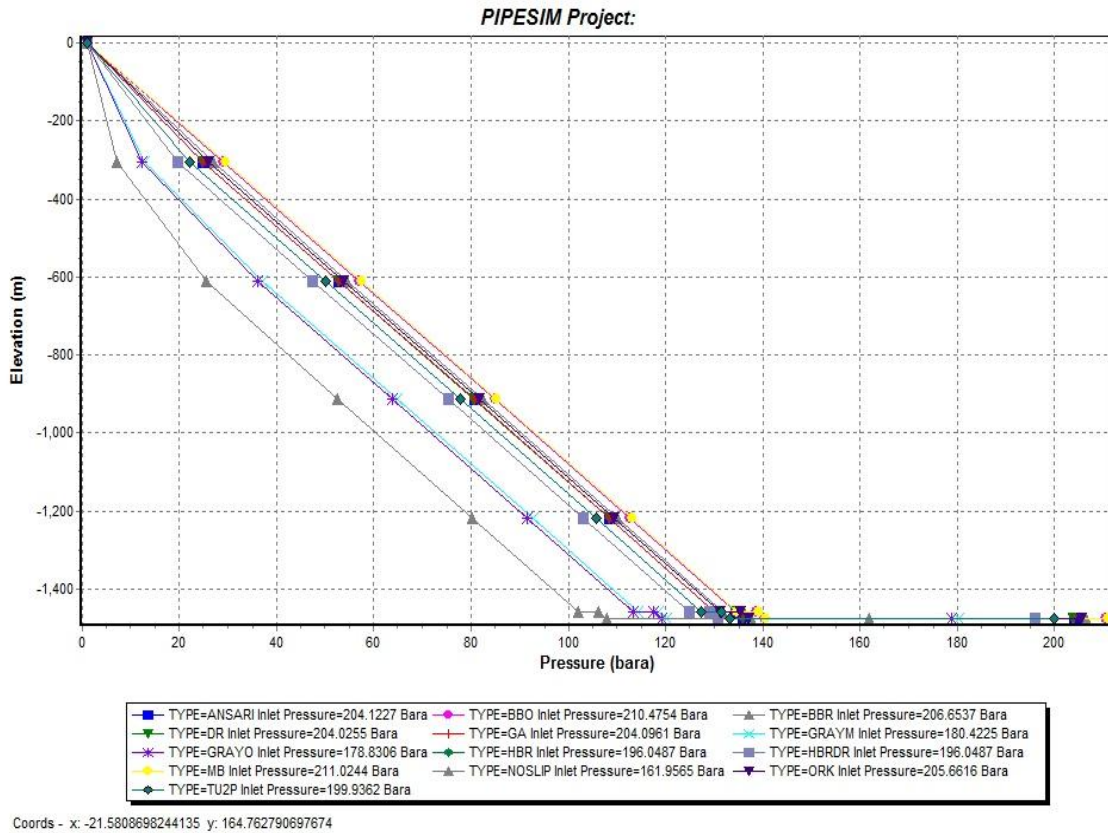


Figura 3.10: Perfil de las correlaciones para flujo multifásico vertical del M-018.

La correlación que mejor se ajustó, presentando menor error de 2,09 % de desviación fue la ecuación de Orkiszewski.

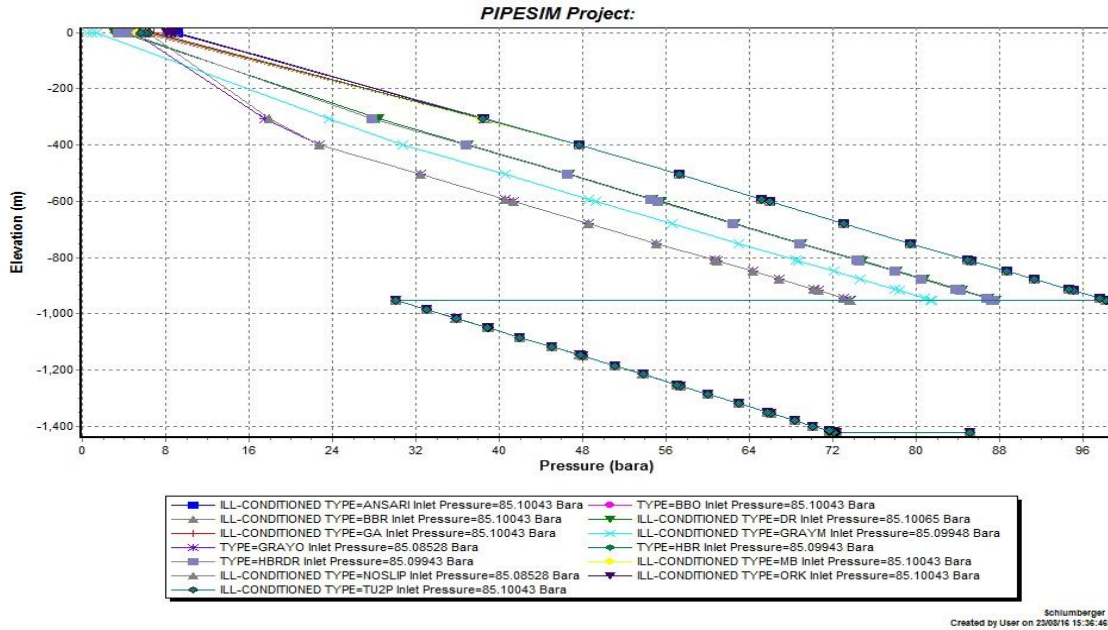


Figura 3.11: Perfil de las correlaciones para flujo multifásico horizontal del M-020.

La correlación que mejor se ajustó, presentando menor error de 0,1% de desviación fue la ecuación de Hagedorn & Brown.

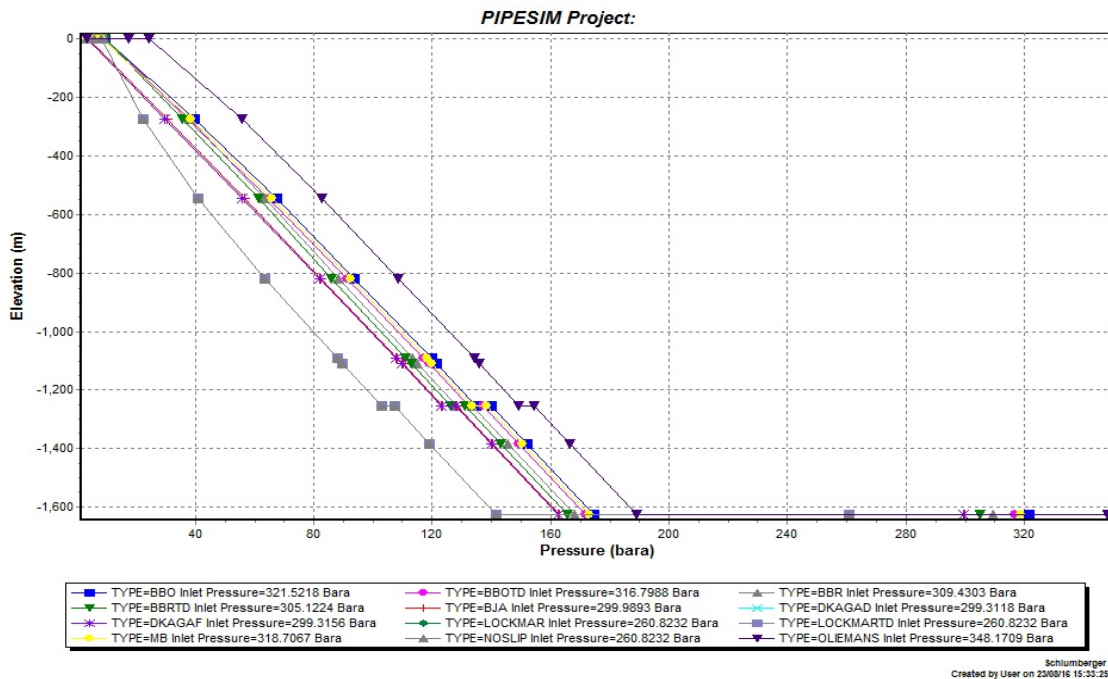


Figura 3.12: Perfil de las correlaciones para flujo multifásico vertical del M-526.

La correlación que mejor se ajustó, presentando menor error de 1,5% de desviación fue la ecuación de Hagedom & Brown.

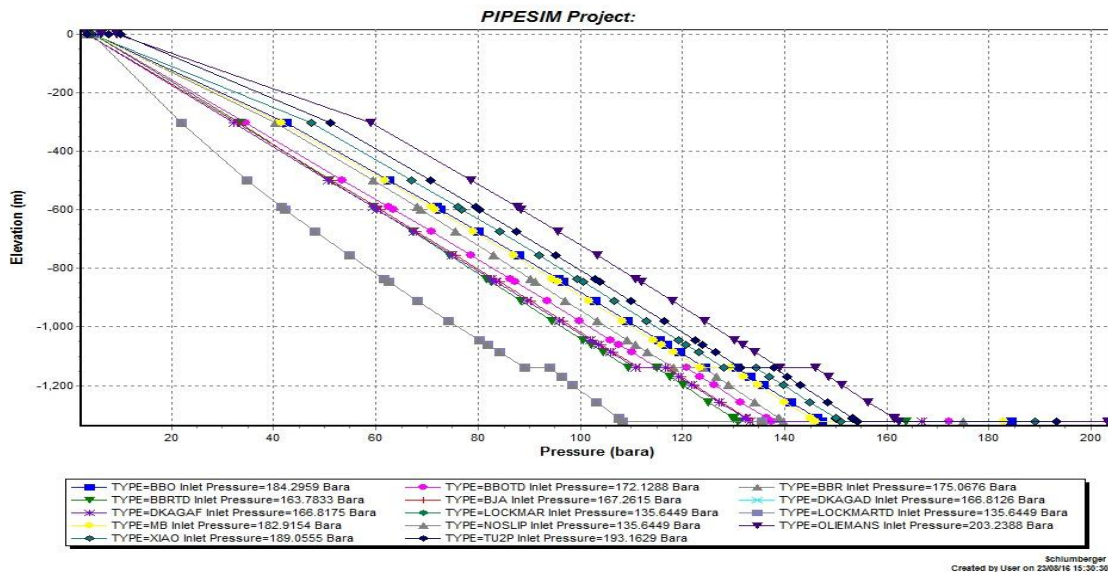


Figura 3.13: Perfil de las correlaciones para flujo multifásico vertical del M-702.

La correlación que mejor se ajustó, presentando menor error de 0,1% de desviación fue la ecuación de Hagedom & Brown.

Una vez realizado el ajuste de las correlaciones de flujo multifásico vertical y horizontal, se procedió a la configuración de las mismas que menores errores produjeron, o lo que es lo mismo, la que más se ajustó a las condiciones de los pozos. También se configuró el ángulo de cambio entre las correlaciones, es decir al ángulo a partir del cual el simulador toma en cuenta las correlaciones verticales y horizontal para realizar los cálculos. En este caso el ángulo es de 86°.

3.2.2 Análisis nodal.

Los resultados del análisis nodal del simulador se presentan en las figuras 3.14, 3.15, 3.16, 3.17, para cada pozo.

Las curvas de oferta y demanda del pozo M-018 se interceptan en el punto de operación, como muestra la figura 3.9, en el cual la presión de fondo es 62,45 atm y Qf de 21,41 m³/d con un error de desviación de 4% y 5% respectivamente. Mostrando que el pozo aún presenta un alto potencial productivo con elevadas posibilidades de incrementar producción.

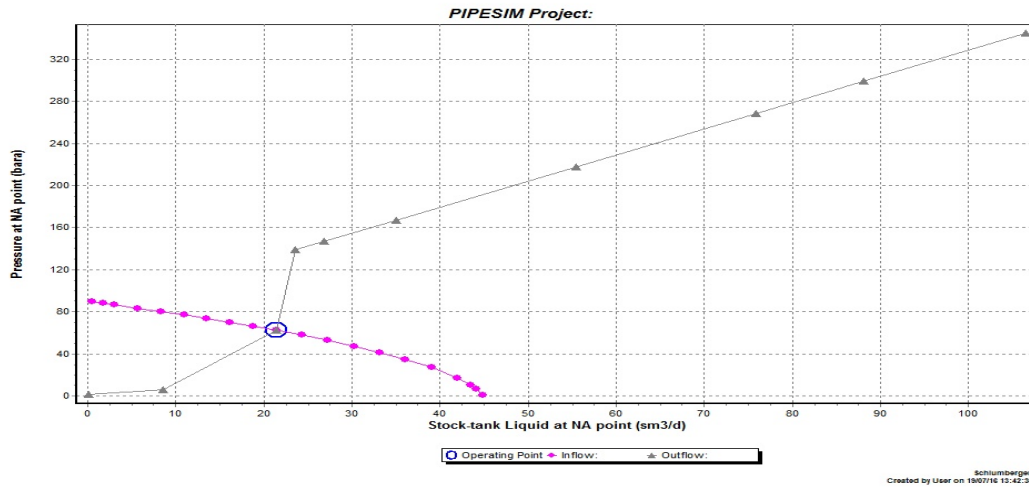


Figura 3.14: Punto de operación del M-018.

Las curvas de oferta y demanda del pozo M-020 se interceptan en el punto de operación, como muestra la figura 3.10, en el cual presión de fondo es 82 atm y Q_f de 27 m³/d con un error de desviación de 4% y 11% respectivamente. Mostrando que el pozo aún presenta un alto potencial productivo con elevadas posibilidades de incrementar producción.

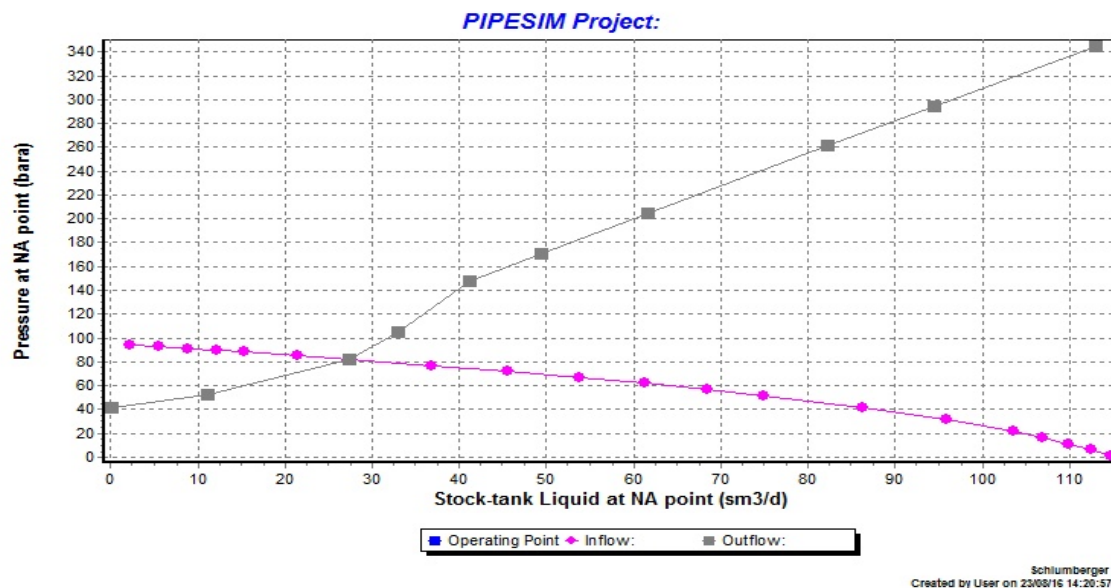


Figura 3.15: Punto de operación del M-020.

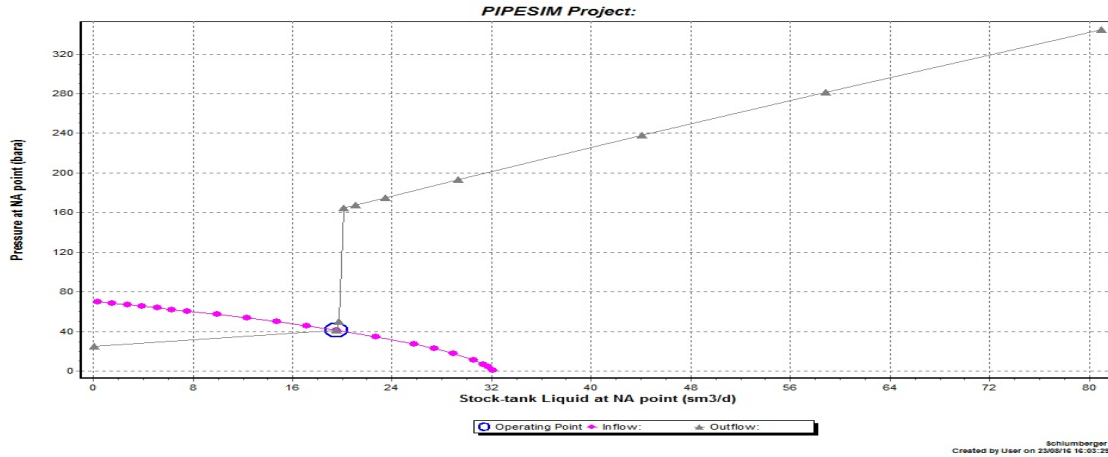


Figura 3.16: Punto de operación del M-526.

Las curvas de oferta y demanda del pozo M-526 se interceptan en el punto de operación, como muestra la figura 3.11, en el cual presión de fondo es 39 atm y Qf de 20 m³/d con un error de desviación de 3% y 5% respectivamente. Mostrando que el pozo aún presenta un potencial productivo aceptable con elevadas posibilidades de incrementar producción y a la vez eliminar los principales problemas de funcionamiento del sistema de levantamiento artificial.

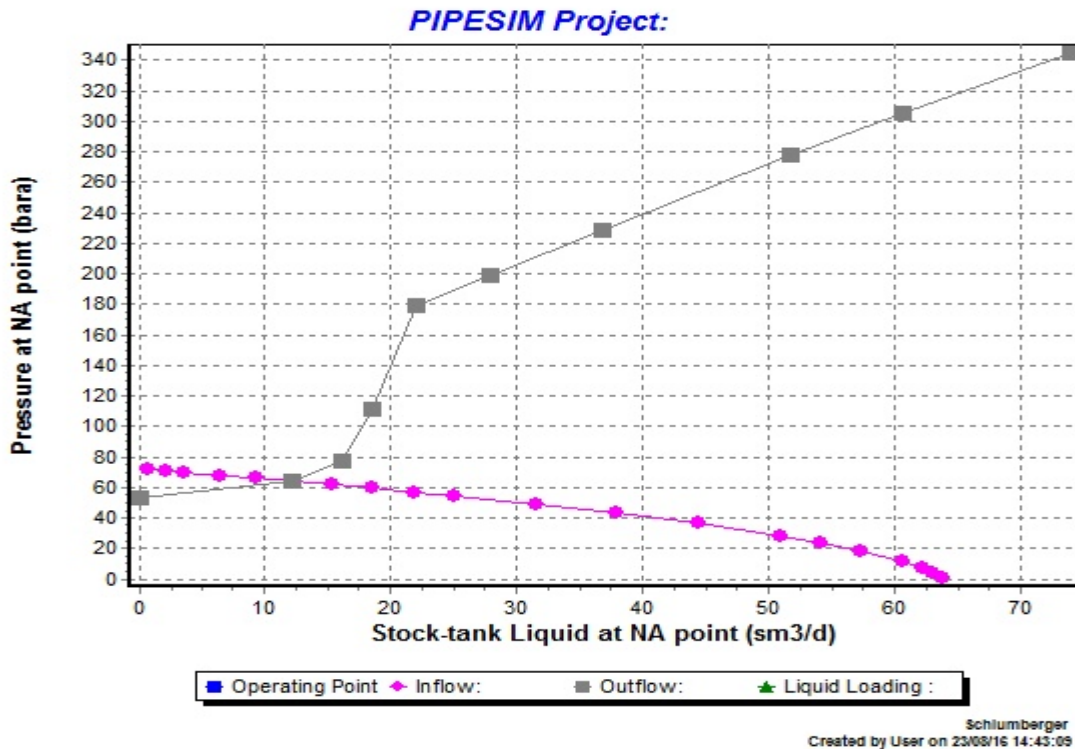


Figura 3.17: Punto de operación del M-702.

Las curvas de oferta y demanda del pozo M-702 se interceptan en el punto de operación, como muestra la figura 3.12, en el cual presión de fondo es 57 atm y Qf de 20 m³/d con un error de desviación de 2% y 5% respectivamente. Mostrando que el pozo aún presenta un alto potencial productivo con elevadas posibilidades de incrementar producción.

En la tabla 3.4 se muestra los valores de la producción de fluido medida y simulada con el por ciento de desviación, así como la presión de fondo medida y simulada.

Tabla 3.4 Error de desviación del valor simulado con el valor medido.

Pozo	Pf medido (atm)	Pf simulado (atm)	% Error	Qf medido (m ³ /d)	Qf simulado (m ³ /d)	% Error
M-018	60	62,46	4	22,58	21,41	5
M-020	85	82	4	23,7	27	11
M-526	38	39	3	21,11	20	5
M-702	58	57	2	21,11	20	5

3.2.3 Análisis de sensibilidad.

Las variables a modificar son el %BSW y la relación gas- petróleo. En el pozo M-018 el rango de variación del RGP es de 0-200 m³/m³ y el BSW de 0%-100%. Las variables de salida son la presión de fondo y la producción de flujo. Se observa en la figura 3.18 que Pf y Qf no varían con la modificación del BSW lo que significa que aunque el BSW aumente el pozo continúa produciendo agua. En la figura 3.19 se observa que a medida que va incrementando la RGP, que no es más que la presencia de gas en el fluido de producción, la producción disminuye incrementando la presión de fondo. En este caso la RGP real del pozo es constante debido a que el pozo tiene poco gas.

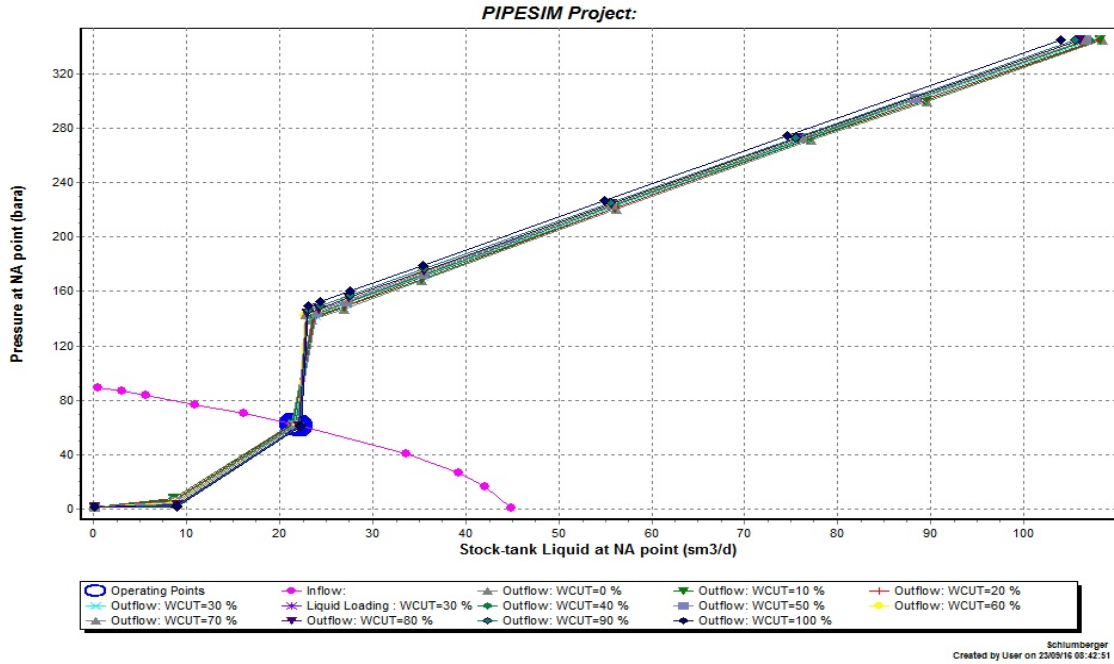


Figura 3.18: Variación del BSW en el M-018.

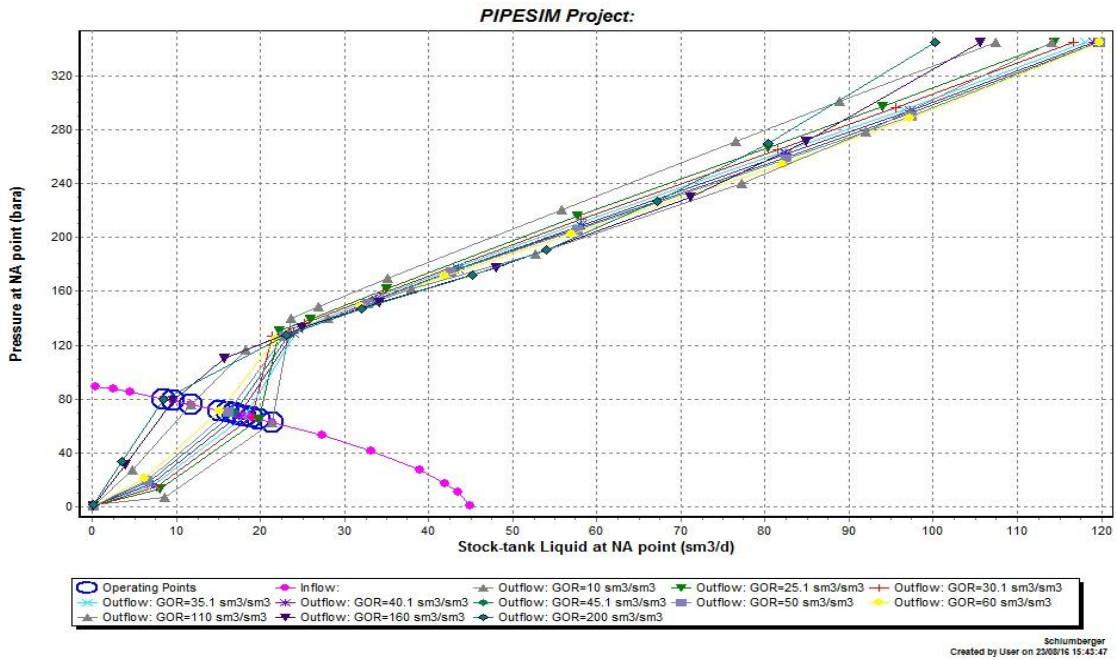


Figura 3.19: Variación del RGP en el M-018.

Para el M-020 el rango de variación del %BSW es de 0-100, en la figura 3.20 se puede observar que a medida que incrementa %BSW el Q_f aumenta pero disminuye la P_f , lo que

se considera negativo, ya que si la presión de fondo disminuye notablemente puede ocurrir una inundación del pozo.

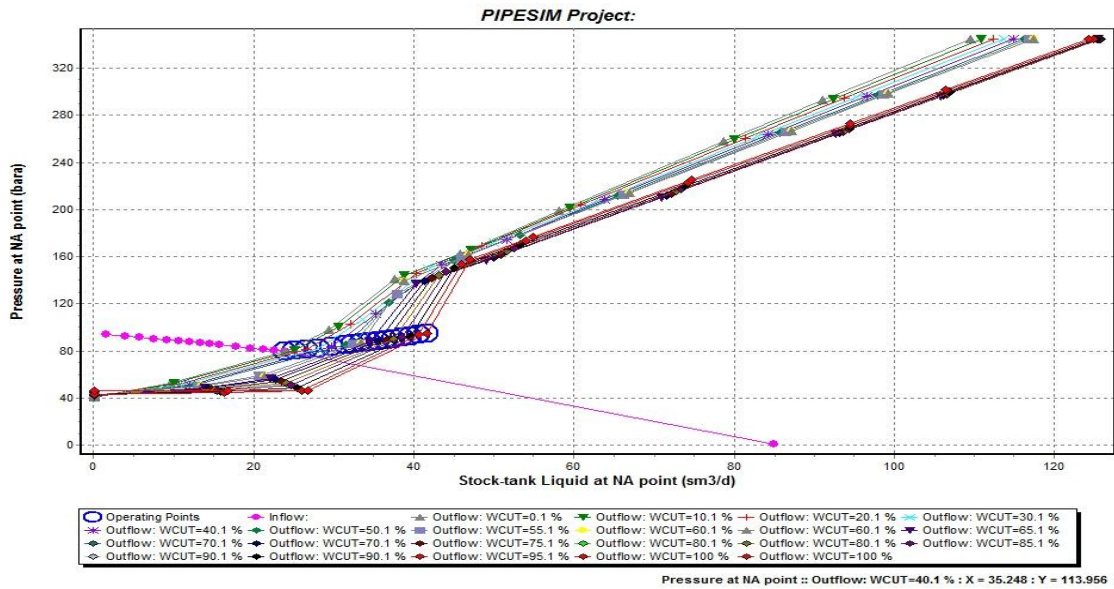


Figura 3.20: Variación del %BSW en el M-020.

El rango de la RGP va de 0-200 en la figura 3.21 se observa que si disminuye la RGP la presión de fondo, disminuye debido a un incremento de la producción de fluido; lo que se considera negativo porque pudiera acabar la energía del pozo en forma de presión acumulada.

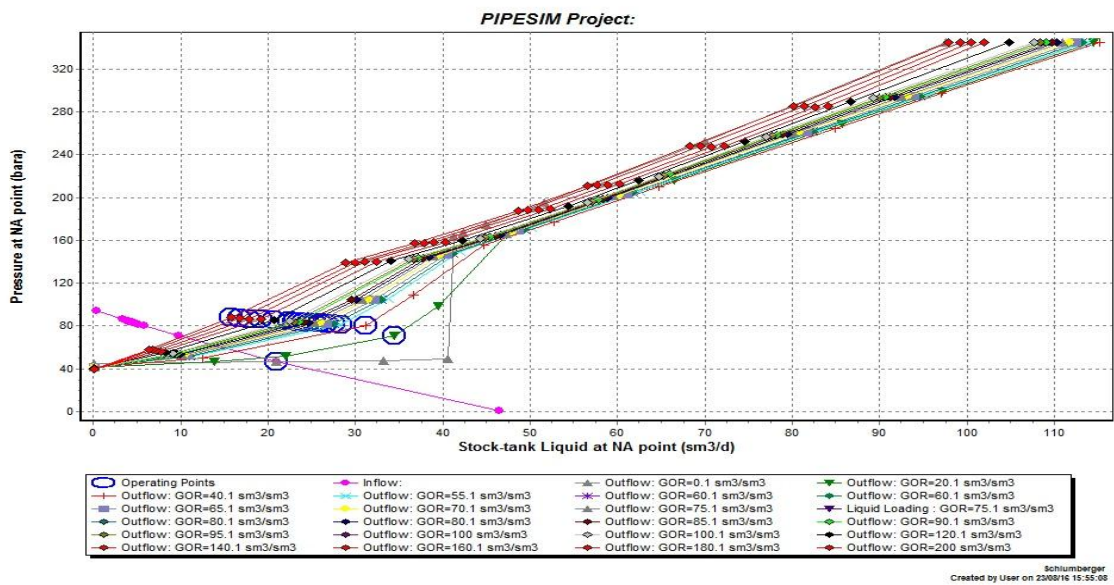


Figura 3.21: Variación del RGP en el M-020.

Para el M-526 el rango de variación del %BSW es de 0-100, en la figura 3.22 se puede observar que a medida que incrementa %BSW, el Qf y Pf no varían. Por lo que se puede concluir que no influyen en el comportamiento del pozo notablemente.

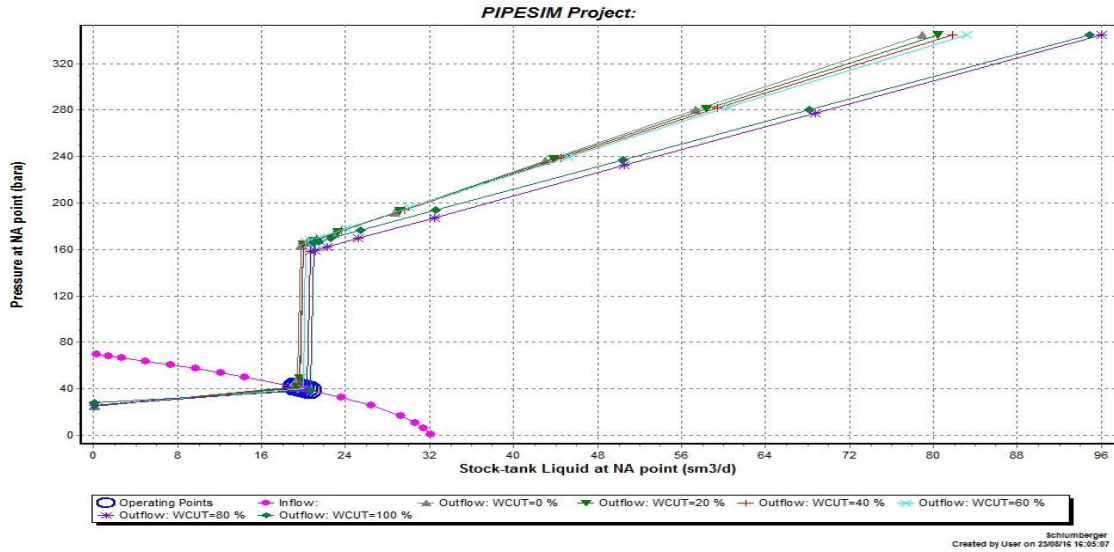


Figura 3.22: Variación del %BSW en el M-526.

El rango de la RGP va de 0-100 en la figura 3.23 se observa que esta variable no influye notablemente en la producción del pozo.

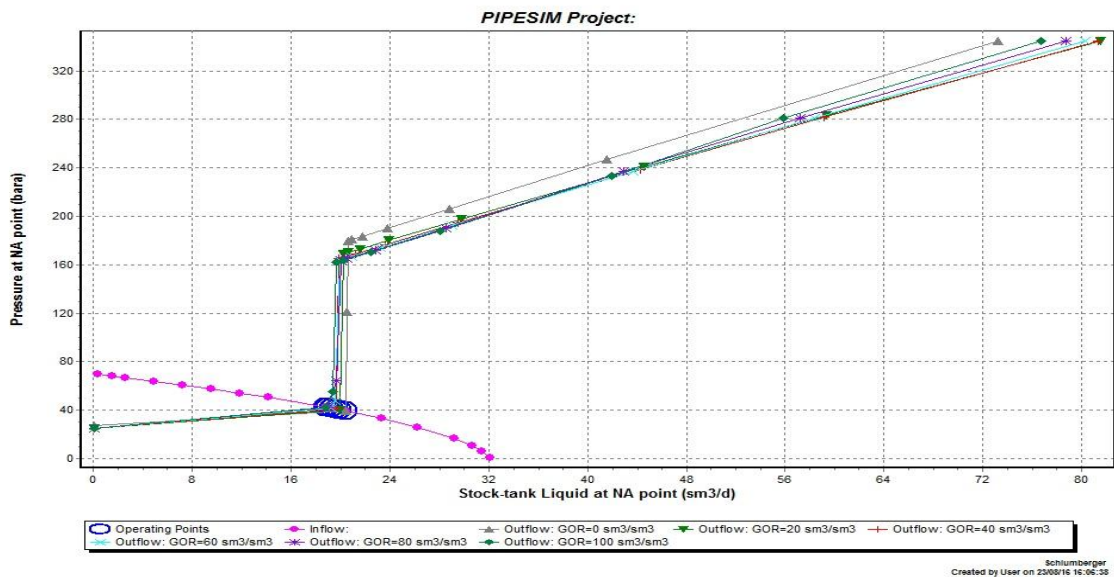


Figura 3.23: Variación del RGP en el M-526.

Para el M-702 el rango de variación del %BSW es de 0-100, en la figura 3.24 se puede observar que a medida que incrementa %BSW, el Qf y Pf no varían. Por lo que se puede concluir que no influyen en el comportamiento del pozo notablemente.

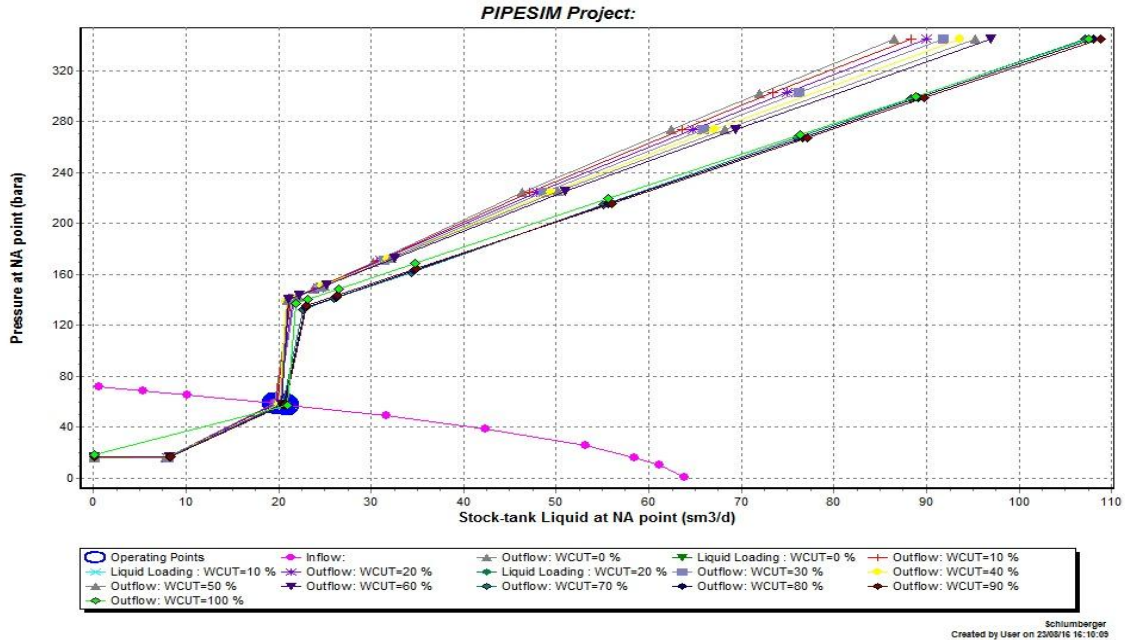


Figura 3.24: Variación del %BSW en el M-702.

El rango de la RGP va de 0-100 en la figura 3.25 se observa que esta variable no influye notablemente en la producción del pozo.

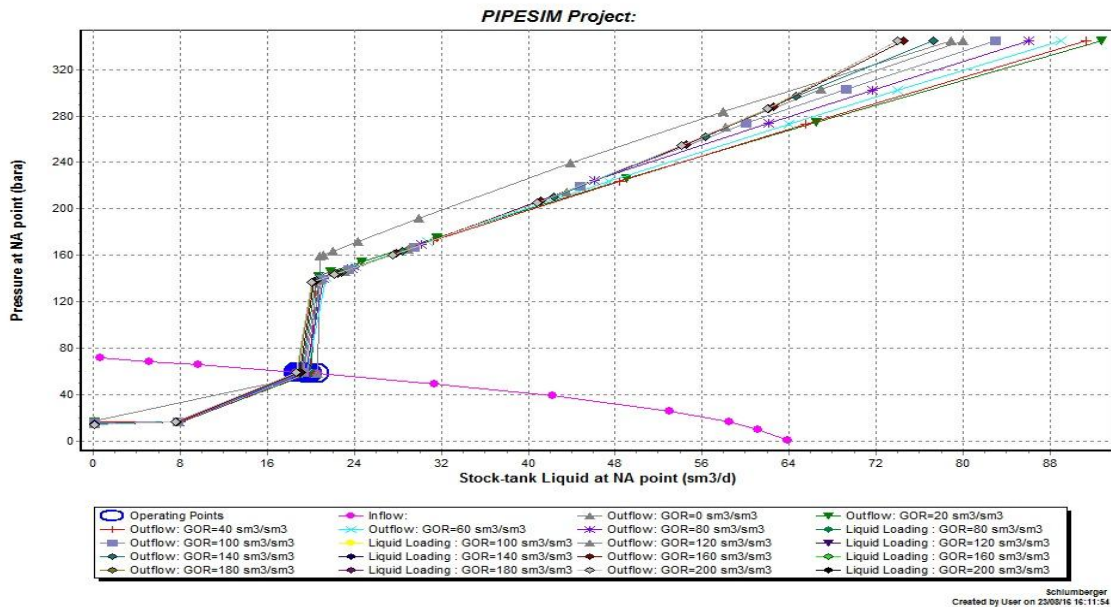


Figura 3.25: Variación del RGP en el M-702.

En general los valores pequeños de los porcentos de desviación demuestran que el modelo simulado se ajusta al caso base. Una vez realizadas las sensibilidades, se compararon y analizaron los resultados finales obtenidos basándose en los fundamentos teóricos adquiridos, para ofrecer alternativas o recomendaciones factibles para mejorar la productividad de los pozos en estudio.

3.3 Propuestas de mejoras a la producción de los pozos.

Para determinar las posibles mejoras a proponer se tienen en cuenta algunas de las operaciones que se realizan según el desempeño del método de producción y de acuerdo a las posibilidades reales de cada pozo de incrementar la producción. Las operaciones son:

- Cambio de la bomba.
- Cambio del sistema de bombeo.
- Cambio de uno o varios parámetros en la unidad de bombeo.
- Variación de la profundidad de la bomba.
- Aislamiento de zonas con influencia de gas o de agua.

Una vez seleccionada la medida a tomar se consulta la existencia del equipamiento necesario para su posterior instalación.

Para el pozo **M-018** se propone cambio de la Unidad de Bombeo (UB) actual por una del tipo C-456D-305-144 con mayor capacidad para la bomba de profundidad que presenta el pozo de 44,5 mm de diámetro y 9,10 m (30 pies) de longitud para S= 3,06m a 1460 m por el largo del instrumento (MD) y 1460 m por la vertical (TVD). Se garantiza la sumergencia de 500 m TVD al menos. La UB propuesta garantiza sin dificultades las cargas y los esfuerzos de torque. Se espera un aumento de producción de aproximadamente de 6 m³/d - 12 m³/d según el IP del pozo y los nuevos parámetros con una eficiencia volumétrica del 73%, pues teóricamente se mantiene el caudal del pozo.

Para el pozo **M-020** se propone cambiar el método de levantamiento artificial de cavidad progresiva a bombeo mecánico con una UB del tipo C-640D-305-192 basada en las existencias reales en el almacén y aprovechando al máximo el completamiento actual del pozo. Bajar una bomba nueva de 82,55 mm de diámetro y 7,31 m (24 pies) para S= 4,88m a

1300m por el largo del instrumento y 945 m TVD, utilizando los 136 tubos de 114,3 mm (4,5 pulgadas) de diámetro UPSET que tiene el pozo, con $N= 2,4$ golpes/minutos. Completar con 15 cabillas de peso de 38,1mm (1,5 pulgadas) de diámetro de grado D, manteniendo 154 de las 169 cabillas de 31,49 mm (1,25 pulgadas) para mantener la profundidad actual. Montar varillón nuevo de 38,1 mm (1,5pulgadas).

Se garantiza sumergencia de aproximadamente 750 m TVD como mínimo. Peso de la sarta de cabillas de 7,7 ton capaz de minimizar la aparición del fenómeno de flotación de cabillas. Se espera un aumento de producción de alrededor de los $30 \text{ m}^3/\text{d}$ con una eficiencia volumétrica de bombeo alrededor del 45%. Con el método BMC desaparece el efecto de desgaste continuo del varillón, disminuyendo la probabilidad de ocurrencia del mismo. La UB a montar debe garantizar sin dificultades las cargas y los esfuerzos de torque para las nuevas condiciones de trabajo. En la figura A.1.1 se muestra una comparación de los dos métodos de levantamiento artificial.

Para el pozo **M-526** se propone cambio de la UB actual por una del tipo C-640D-605-168 con mayor capacidad para la bomba de profundidad que presenta el pozo de 63,5mm de diámetro y 4,87m (16 pies) de longitud para $S= 3,06\text{m}$ a 1400m MD y 1264m TVD, utilizando los 127 tubos de 88,9mm (3,5pulgadas) EUE que tiene el pozo y necesitando 19 tubos más para lograr la profundidad propuesta. Completar con 12 cabillas de 38,1mm (1,5 pulgadas) de diámetro grado D, sustituir las cabillas de 7/8" por 94 cabillas de 25,4 mm (1 pulgada) y las 76 cabillas de 1" sumando 170 cabillas. Un varillón de 38,1mm (1,5 pulgadas) con sus respectivas anillas de bronce, ranes y prenses para esta medida.

Se garantiza la sumergencia de 382 m TVD (más del doble respecto a la sumergencia actual). La UB y la sarta de cabillas propuestas garantizan sin dificultades las cargas y los esfuerzos de torque. Se espera un aumento de producción de aproximadamente de $6 \text{ m}^3/\text{d}$ - $12 \text{ m}^3/\text{d}$ según el IP del pozo y los nuevos parámetros con una eficiencia volumétrica del 50%, teóricamente aumenta el caudal del pozo en casi $20\text{m}^3/\text{d}$; además, las condiciones de ubicación de la bomba mejoran considerablemente en cuanto a sumergencia, manteniendo una inclinación similar. Existe la posibilidad de eliminar el régimen de circulación que tiene el pozo actualmente o al menos de circular al pozo con menor frecuencia, pues se

aumentan las capacidades de carga en los elementos de bombeo con la consecuente y lógica disminución de aparición del fenómeno de flotación.

Para el pozo **M-702** se propone cambiar la UB al tipo C-1280D-427-168 basada en la existencia en almacén para aprovechar el máximo el completamiento actual del pozo. Bajar nueva bomba de 82,55 mm de diámetro de 24 pies para S= 4,27 a 1700 m MD (1313mTVD) utilizando los 147 tubos de 3,3 pulgadas EUE que tiene el pozo y necesitando 33 tubos más para lograr la profundidad propuesta. El pozo tiene un total de 180 cabillas de estas, 20 de 1,25 “,95 de 1” KH y 65” H; se necesita completar con 328 m de cabillas más para aprovechar la mayor cantidad de cabillas actuales del pozo y garantizar mejor distribución de las mismas. Se propone sustituir las 20 cabillas de 1,25” por 15 de 1,5 grado D, mantener las 95 cabillas de 1” KH completándola debajo con otras 17 de 1” grado 75, mantener las 65 cabillas de 1”H completándolas arriba con 30 cabillas de 1” grado 97.

Se garantiza una sumergencia de alrededor de 500m TVD. La UB a montar garantiza sin dificultades las cargas y los esfuerzos de torque para la nueva situación en este pozo. Se espera un aumento de producción de 10-20 m³/d según el IP del pozo y los nuevos parámetros, pues teóricamente duplicamos el caudal del pozo y las condiciones de ubicación de la bomba mejoran considerablemente en cuanto a sumergencia manteniendo la misma inclinación.

A continuación se muestran los parámetros de operación del sistema de bombeo propuesto:

Tabla 3.5 Parámetros de operación del sistema de bombeo propuesto.

Pozo	N (gpm)	S (m)	Ø (mm)	Qt(m3/d)	Qsimulado(m3/d)	Efic vol %
M-018	6,0	3,06	44,5	41,10	28,0	73
M-020	1,9	4,88	82,55	71,42	55,5	80
M-526	4,7	3,06	63,50	65,55	28,9	46
M-702	2,4	4,27	82,55	78,95	35,5	46

En la tabla 3.6 se observa las profundidades a las que se propone colocar la bomba en cada pozo y el nivel dinámico.

3.3.1 Resultado de la aplicación de las mejoras propuestas.

En el pozo M-018 se implementa la medida en junio de 2016 con un tiempo de duración de las operaciones necesarias para establecer el cambio de la UB de un día. En el momento de aplicación de la mejora el pozo tiene una producción de flujo de 22,58 m³/d con un BSW de 0,20% y después de cambiar la UB se estabiliza la producción en 30 m³/d. Alcanzando la bomba los niveles dinámicos y estáticos que muestra la tabla 3.6 y por consiguiente un incremento de la sumergencia a la nueva profundidad de la bomba. Por lo que se considera de positiva la propuesta. En la figura 3.26 se muestran los parámetros de operación alcanzados por el pozo después de aplicada la medida donde se nota un incremento de la producción de fluido en el punto que señala dicho incremento.

En el pozo M-020 se implementa la medida en marzo de 2016 con un tiempo de duración de las operaciones necesarias para establecer el cambio de la UB y la bomba de subsuelo de tres días. En el momento de aplicación de la mejora el pozo tiene una producción de flujo de 23,77 m³/d con un BSW de 37,40% y después de cambiar la UB, la bomba de subsuelo y el anclaje de la bomba se estabiliza la producción en 57 m³/d. Alcanzando la bomba los niveles dinámicos y estáticos que muestra la tabla 3.6 y por consiguiente un incremento de la sumergencia a la nueva profundidad de la bomba. Por lo que se considera de positiva la propuesta. En la figura 3.27 se muestran los parámetros de operación alcanzados por el pozo después de aplicada la medida donde se nota un incremento de la producción de fluido en el punto que señala dicho incremento.

En el pozo M-526 se implementa la medida en febrero de 2016 con un tiempo de duración de las operaciones necesarias para establecer el cambio de la UB de un día. En el momento de aplicación de la mejora el pozo tiene una producción de flujo de 21,11 m³/d con un BSW de 28,4% y después de cambiar la UB se estabiliza la producción en 30 m³/d. Alcanzando la bomba los niveles dinámicos y estáticos que muestra la tabla 3.6 y por consiguiente un incremento de la sumergencia a la nueva profundidad de la bomba. Por lo que se considera de positiva la propuesta. En la figura 3.28 se muestran los parámetros de operación alcanzados por el pozo después de aplicada la medida donde se nota un incremento de la producción de fluido en el punto que señala dicho incremento.

En el pozo M-702 se implementa la medida en abril de 2016 con un tiempo de duración de las operaciones necesarias para establecer el cambio de la UB y la bomba de subsuelo de un mes. En el momento de aplicación de la mejora el pozo tiene una producción de flujo de 21,11 m³/d con un BSW de 1,35% y después de cambiar la UB, la bomba de subsuelo y el anclaje de la bomba se estabiliza la producción en 36,4 m³/d. En la tabla 3.6 muestra el porcentaje de desviación del valor simulado y la eficiencia volumétrica que alcanza la bomba después de realizados los trabajos en los pozos. Se muestra en la tabla 3.8 los niveles dinámicos y estáticos alcanzado por los pozos y por consiguiente un incremento de la sumergencia a la nueva profundidad de la bomba. Por lo que se considera de positiva la propuesta. En la figura 3.29 se muestran los parámetros de operación alcanzados por el pozo después de aplicada la medida donde se nota un incremento de la producción de fluido en el punto que señala dicho incremento.

Tabla 3.6 Desviación del Qsimulado y eficiencia volumétrica de la bomba propuesta.

Pozo	Qreal(m3/d)	Qsimulado(m3/d)	% error de desviación	Qt(m3/d)	Qreal(m3/d)	Efic vol %
M-018	29,46	28,00	5,0	41,10	29,46	72
M-020	57,00	55,50	2,6	71,42	57,00	80
M-526	30,00	28,90	3,6	65,55	30,00	46
M-702	36,40	35,50	2,5	78,95	36,40	46

En la tabla 3.7 se aprecia los parámetros de operación de los pozos después de realizado los cambios en cada pozo. Donde se muestra que la depresión de trabajo en todos los casos incrementó producto a la disminución de la Pf en los pozos.

Tabla 3.7 Parámetros de operación después de los cambios.

Pozo	Pf (atm)	% BSW	RGP (m3/m3)	ΔP (atm)
M-018	48	0,26	12,4	42
M-020	69	26,04	30,30	26
M-526	25	17,31	60,79	61
M-702	40	2,4	72,8	32

Tabla 3.8 Profundidad real de la bomba y nivel dinámico. (Los valores entre paréntesis son TVD).

Pozo	H fondo (m)	H bomba	Nivel dinámico (m)	Nivel estático (m)	Sumergencia (m)
M-018	1555	1458	947	1040	511
M-020	3258 (1423,3)	1300(945)	boca	356	945
M-526	1920 (1738,4)	1400(1264)	958(882)	1140(1038)	382
M-702	2495 (1750,9)	1700(1313)	879(820)	1672(1297)	493

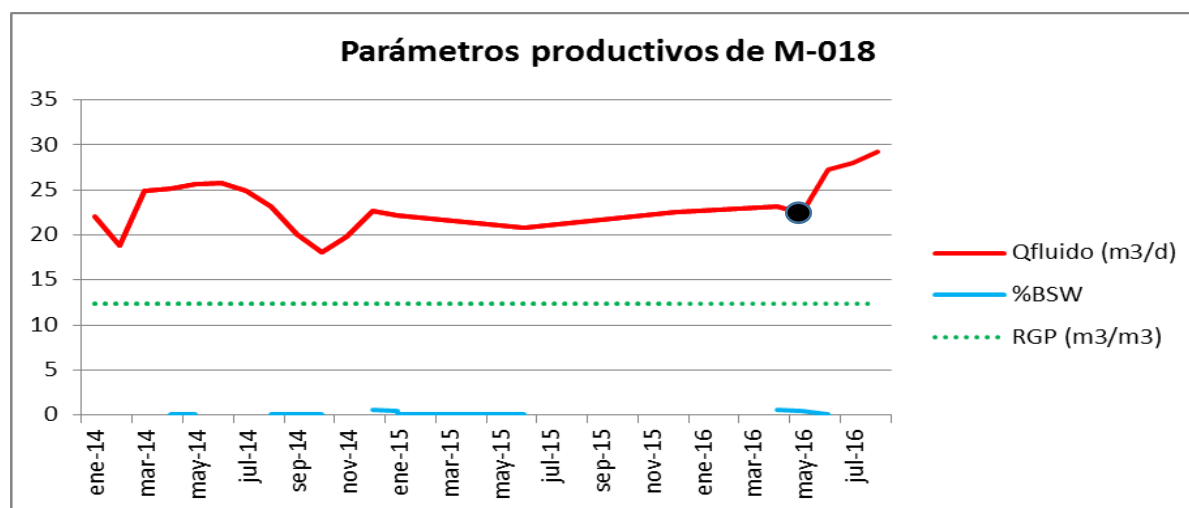


Figura 3.26: Comportamiento de los parámetros productivos del pozo M-018 con las mejoras.

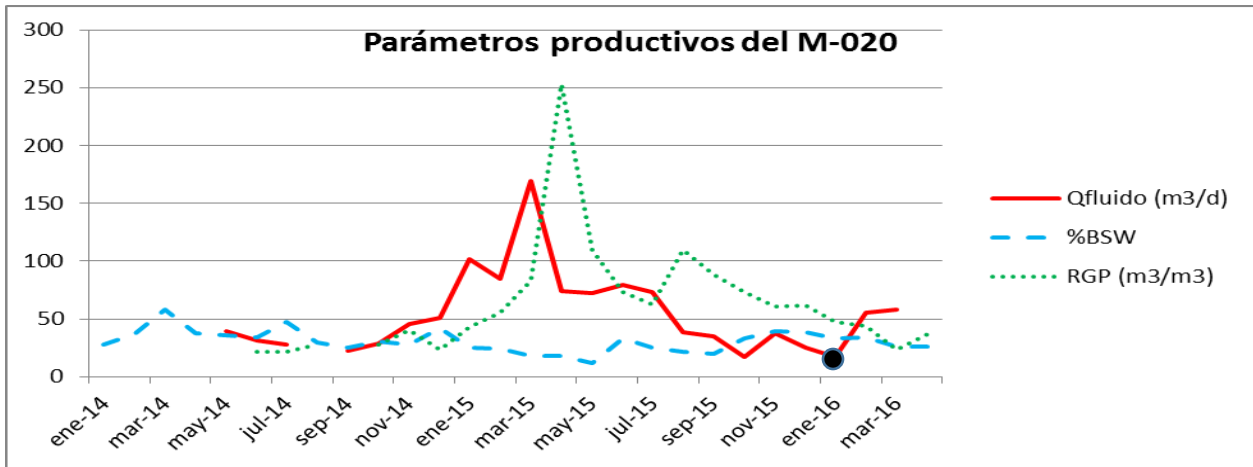


Figura 3.27: Comportamiento de los parámetros productivos del pozo M-020 con las mejoras.

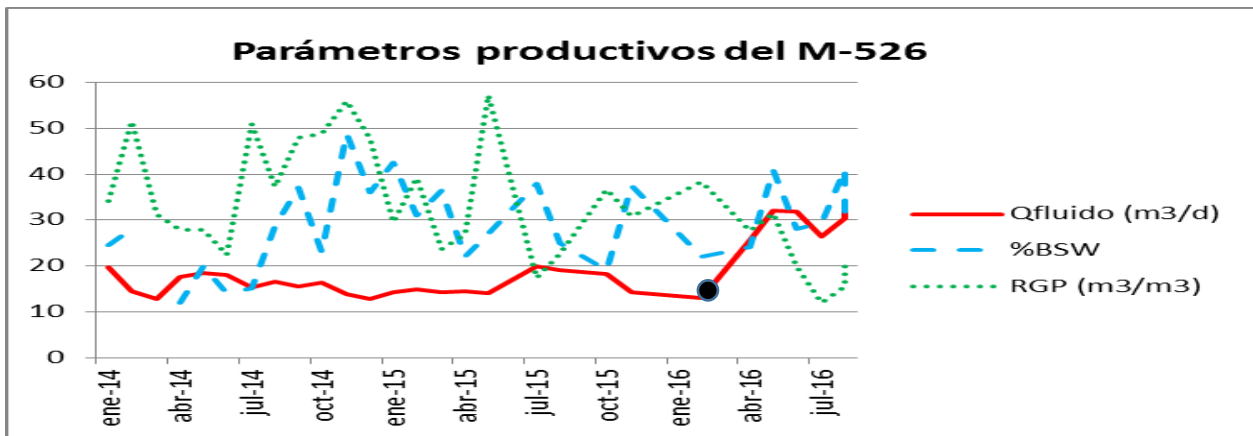


Figura 3.28: Comportamiento de los parámetros productivos del pozo M-526 con las mejoras.

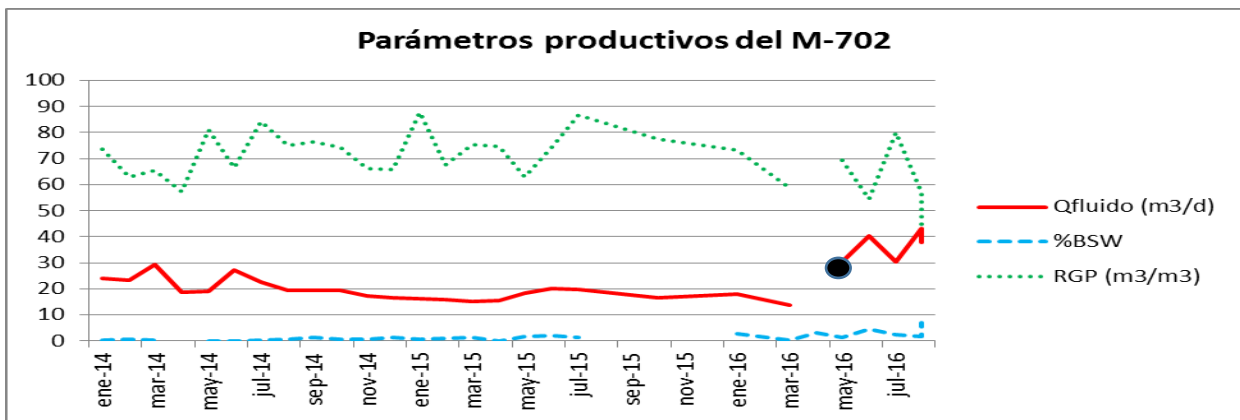


Figura 3.29: Comportamiento de los parámetros productivos del pozo M-702 con las mejoras.

3.4 Análisis económico.

El presente trabajo económico pretende determinar si las propuestas de mejoras, sobre la base del análisis del sistema de producción generan algún beneficio económico. Este análisis será proyectado para el año 2027.

3.4.1 Costos de las propuestas de mejoras:

Los costos detallados a continuación son precios del equipo a instalarse en el pozo los cuales incluyen herramientas de subsuelo, tubería de producción y equipo de superficie incluidos en el diseño de completación. Además el proceso de instalación de un equipo de fondo necesita de un equipo de *workover*, necesario para realizar distintos trabajos, como reemplazo de equipos existentes en el pozo e instalación del nuevo equipo. Los valores detallados a continuación incluyen precio de alquiler de la torre por día, servicios prestados y herramientas. Teniendo en cuenta el costo de equipo más el precio de alquiler del equipo de intervención se obtiene el costo de la reparación que representa el costo de inversión en el presente análisis.

Tabla 3.9 Costos de reparación de los pozos M-018 y M-020.

Costo de reparación M-018		
	Encofrado	Total
Costos (CUC)	35000,00	35000,00

Costo de reparación M-020						
	Alquiler de equipo	15 cabillas de 1 ½"	Bomba de subsuelo	Unidad de bombeo	Encofrado	Total
Costos (CUC)	48008,00	4324,00	6048,00	116302,00	35000,00	209682,00

Tabla 3.10 Costos de reparación de los pozos M-526 y M-702.

Costo de reparación M-526							
	Alquiler de equipo	12 cabillas de 1 ½"	94 cabillas de 1 "	19 tuberías de 3 ½ EUE	Unidad de bombeo	Encofrado	Total
Costos (CUC)	48008,00	3460,00	6738,00	3532,00	114200,00	35000,00	210937,00

Costo de reparación M-702								
	Alquiler de equipo	12 cabillas de 1 ½"	26 cabillas de 1 "	31 tuberías de 3 ½ EUE	Bomba de subsuelo	Unidad de bombeo	Encofrado	Total
Costos (CUC)	48008,00	3460,00	1864,00	5762,00	6048,00	163037,00	35000,00	263178,00

Para realizar el análisis económico se hizo necesario determinar los datos de la tabla 3.11 para posteriormente realizar el análisis económico, mediante una hoja de cálculo en Excel la cual se muestra en las figuras A.3.1, A.3.2, A.3.3 y en la A.3.4. Mostrándose los resultados en la tabla 3.12.

Tabla 3.11 Datos para el análisis económico.

Pozos	Producción real (m³/d)	Incremento (m³/d)	Declinación de los pozos (%)	Precio de venta (CUC)	Tasa de actualización (%)
M-018	29,46	7,00	10	183,20	10
M-020	57,00	33,23	20	183,20	10
M-526	30,00	8,89	12	183,20	10
M-702	36,40	15,29	9	183,20	10

Tabla 3.12 Resultados finales de la evaluación económica.

Pozos	Inversión (CUC)	Costo operativo/ tonelada de petróleo (CUC/tonelada)	VAN (CUC)	TIR (%)
M-018	35000,00	101,17	857858,39	579
M-020	209681,97	101,17	2363228,13	364
M-526	210937,00	101,17	355868,59	54
M-702	263178,18	101,17	1714138,97	159

La valoración económica del proyecto arroja un valor actualizado neto de 857858,39 CUC con una tasa de rendimiento del 10%. Si se tiene en cuenta un precio de venta fijo para los 10 años de duración del proyecto de 183,20 CUC y un costo unitario total de 101,17 CUC. La inversión inicial del presente proyecto se recupera en menos de 2 meses para el caso del M-018.

Para el caso del pozo del M-020 el valor actualizado neto de 2363228,13 CUC con una tasa de rendimiento del 10%. Si se tiene en cuenta un precio de venta fijo para los 10 años de duración del proyecto de 183,20 CUC y un costo unitario total de 101,17 CUC. La inversión inicial del presente proyecto se recupera en menos de 4 meses.

Para el M-526 el valor actualizado neto es de 355868,59 CUC con una tasa de rendimiento del 10%. Si se tiene en cuenta un precio de venta fijo para los 10 años de duración del proyecto de 183,20 CUC y un costo unitario total de 101,17 CUC. La inversión inicial del presente proyecto se recupera en menos de 1 año y 7 meses.

Por último el pozo M-702 tiene un valor actualizado neto de 17526665,28 CUC con una tasa de rendimiento del 10%. Si se tiene en cuenta un precio de venta fijo para los 10 años de duración del proyecto de 183,20 CUC y un costo unitario total de 101,17 CUC. La inversión inicial del presente proyecto se recupera en menos de 8 meses.

Es factible la ejecución de estas propuestas de mejoras ya que con ellas se eleva la producción de petróleo y de gas, teniendo en cuenta el objetivo estratégico al cual responde el proyecto como parte del cumplimiento del plan de producción de manera racional.

3.5 Conclusiones parciales:

- Se analiza los parámetros productivos de los pozos.
- Se obtiene el modelo de simulación y se valida el mismo mediante el cotejo de los pozos, las correlaciones de flujo y el análisis de sensibilidad.
- Se analiza el potencial real de cada pozo y se proponen mejoras en el sistema de levantamiento artificial.
- Se realiza una evaluación económica de las propuestas, proyectadas hasta 2027, con resultados positivos en todos los casos.

CONCLUSIONES

1. Se realiza el análisis en el sistema de producción, dando lugar a propuestas de mejoras tecnológicas en el sistema de levantamiento artificial, pronosticando un incremento de producción y disminución de los costos de operación.
2. Se obtiene el modelo de simulación del sistema de producción, validando el mismo mediante un cotejo de los pozos y análisis de sensibilidad arrojando un error de desviación en todos los casos menor que el 15%.
3. Se evalúa el comportamiento de los pozos según los parámetros productivos, mediante la confección de curvas IPR y OPR de los pozos con la herramienta de simulación Pipesim, donde se obtuvo que M-018 estaba produciendo al 50% de su producción máxima, el M-020 al 18%, M-526 al 74,8%, M-702 al 32,8%.
4. Se proponen los cambios pertinentes para mejorar los parámetros de operación del sistema de levantamiento artificial y así incrementar la producción. En el M-018 se incrementa la producción $7 \text{ m}^3/\text{d}$, en el M-020 $33,23 \text{ m}^3/\text{d}$, en el M-526 $8,89 \text{ m}^3/\text{d}$ y en el M-702 $15,29 \text{ m}^3/\text{d}$.
5. Se realiza un análisis económico que demuestra la factibilidad de las mejoras propuestas. El trabajo en el M-018 tiene un ingreso de 857858 CUC, el M-020 de 2363228 CUC, el M-526 de 355869 CUC y el M-702 de 1714139 CUC, el tiempo en que se recupera la inversión es de 19 meses, dando cumplimiento al objetivo general del trabajo de disminuir los costos de operación.
6. En todos los casos las mejoras propuestas generan una ganancia del orden de los millones de pesos, lo que se traduce en un ahorro para el país en la actividad petrolera.

RECOMENDACIONES

1. Extender esta metodología de trabajo a otros tipos de pozos, como los de largo alcance.
2. Implementar la optimización del sistema de producción en pozos que presenten los diferentes tipos de sistema de levantamiento artificial.
3. Estudiar más a fondo el implemento de herramientas de simulación en la industria petrolera cubana.

BIBLIOGRAFÍA

1. **Barbosa, R H. 2014.** *Evaluación de los parámetros de producción para una explotación más racional de los pozos del CC#10. Centro Politécnico del Petróleo Varadero. Trabajo final en opción al título de Especialista de Postgrado. Universidad de Matanzas, Cuba.*
2. **Bauerberg Klein. 2015.** Optimización integrada del sistema de producción utilizando análisis nodal. Training - oil field service. www.buerberg-klein.com. [En línea] 2015. [Citado el: 4 de 1 de 2016.]
3. **Bergesio, Liliana. 2007.** Población, muestra, informante clave, variable, unidad de análisis. [En línea] 5ta edición, Caracas Venezuela, Casa editorial Episteme [Citado el: 1 de 6 de 2016.] Disponible en www.naya.org.ar/ponencias/liliana_bergesio. <http://es.slideshare.net/jthd40/población-muestra-informantes-clave-variable>.
4. **Boyun G. 2007.** *Petroleum Production Engineering.* Louisiana : Elsevier Science, Technology Books, 2007. ISBN/ 0750682701.
5. **Castañedo, PC. 2011.** *Propuesta de mejora de la producción en los pozos con mayor potencial productivo pertenecientes al Grupo de periféricos de la EPEPC.* Centro Politécnico del Petróleo Varadero. Trabajo final en opción al título de Especialista de Postgrado Universidad de Matanzas, Cuba.
6. **Castro, Giovanni. 2015.** Fuentes y técnicas de recolección de información [En línea] Peru. [Citado el: 1 de junio de 2016.] Disponible en <http://es.slideshare.net/Giovannycastromz/fuentes-y-técnicas-de-recolección-de-información>.
7. **Cagigal A. 2010.** *Manual del estudiante Producción de Petróleo y Gas. Empresa de perforación y extracción de petróleo de occidente.* Cuba , 2010.
8. **D'angelo, S B 2016.** Población y muestra [En línea] Argentina [Citado el: 1 de 6 de 2016.] Disponible en: http://med.unne.edu.ar/sitio/multimedia/imagenes/ckfinder/files/files/aps/población_y_muestra.
9. **Departamento de Ingeniería de yacimiento de EPEP Centro. 2016.** *Informe final de reparación.* Matanzas, Cuba :, 2016.
10. **Departamento de Ingeniería de yacimiento EPEP Occidente. 2011.** *Manual de yacimiento de operadores, Curso de certificación de operadores de producción.* La Habana Cuba : s.n., 2011.

11. **Escobar, F H. 2004.** Fundamentos de Ingeniería de yacimiento. Editorial Universidad Surcolombia. [En línea] 2004. [Citado el: 30 de mayo de 2014.] <http://www.editorialusco.co>.
12. **Finanzas de empresas. 2014.** Crece Negocios. [En línea] venezuela 17 de julio de 2014. [Citado el: 15 de agosto de 2016.] <http://www.crecenegocio.com>.
13. **Florencia, Roca. 2016.** Países por producción de petróleo. [En línea] Estados Unidos. Licencia Creative Commons. [Citado el: 15 de agosto de 2016.] Disponible en: <http://www.worldfatbook.com>.
14. **Franco, J L . 1999.** Curso técnico de la industria petrolera. [En línea] Bogota Colombia . [Citado el: 4 de enero de 2016.] Disponible en : <http://www.oilwatch.com>.
15. **Gonzales, R R. 2007.** *Propuesta de optimización en los pozos con mayores posibilidades del CC#4. Centro Politécnico del Petróleo Varadero. Trabajo final en opción al título de Especialista de Postgrado. Universidad de Matanzas, Cuba.*
16. **Gutierrez, J A . 2009.** *Optimización de la producción por sistemas PCP en Campo Pacaya. Trabajo final en opción al título de Especialista de Postgrado Universidad nacional de Ingeniería, Facultad de Ingeniería de petróleo, gas natural y petroquímica. Lima.*
17. **Internatinal Energy Statistics-US Energy Information Administrations. 2015.** Estados unidos. [En línea] . [Citado el: 4 de enero de 2016.] Disponible en: <http://www.Energystatistic.com>.
18. **Ludeña, T A . 2012.** *Análisis del sistema de producción en el campo Paraíso para determinar el incremento de producción mediante el cambio del sistema de levantamiento artificial. Trabajo final en opción al título de Especialista de Postgrado Escuela politécnica nacional. Quito, Ecuador.*
19. **Lunan, . 2003.** *Training Program for Production Engineering.* Canada : s.n., 2003.
20. **Maggiolo, R. 2008.** optimización de la producción mediante análisis NODAL.ESP oil Engineering Consultants. [En línea] Venezuela [Citado el: 4 de enero de 2016.] Disponible en :<http://www.espoil.com>.
21. **Manrique, F. 2004.** Gerencias de los servicios. [En línea]. [Citado el: 1 de junio de 2016.] <http://www.gerenciaservicio.com/trabajos18/recolección-de-datos/recolección-de-datos.shtml#ixzz4AMBUmm00>.
22. **Meza, R M. 2011.** *Alternativas para optimización de la producción de crudo en los yacimientos p2-5 y p2-6, sometidos a procesos de inyección de gas, Campo pedernales. Trabajo final en opción al título de Especialista de Postgrado. Escuela de Ingeniería de petróleo. Maturin, Colombia.*
23. **Olivero, O B. 2014.** *Propuestas de medidas geólogo-técnicas para mejorar la producción de petróleo en pozos del CC#9 de EPEPC. Centro Politécnico del Petróleo Varadero. Trabajo final en opción al título de Especialista de Postgrad.o Universidad de Matanzas, Cuba.*

24. **Partidas, H. 2003.** *Bombeo Mecánico, Optimización, diagnóstico y operación.* Venezuela : PDVSA, 2003.
25. **Ruiz, E F. 2011.** *Análisis Técnico económico para la optimización del diseño de completaciones dobles en el bloque 16. Trabajo final en opción al título de Especialista de Postgrado* Escuela politécnica nacional de Ecuador. Quito.
26. **Schlumberger. 2010.** *User gude, PIPESIM production system analysis software.* Houston, USA : s.n., 2010.
27. **Thomas, J E. 2004.** *Fundamentos de Ingeniería de Petróleo.* [ed. Segunda.] Petrobras. Río de Janeiro : Interciencia, 2004. ISBN 85-7193-099-6.
28. **TrasMeridian Inc. 2002.** *RECOMENDED PRACTICE for Sizing and Selection of Electric Submersible Pump Installations.* [ed. Tercera] API. 2002.

ANEXOS:

Anexo 1

Figura A1.1 Tabla comparativa de los sistemas PCP y Bombeo Mecánico (Gutierrez, 2009)

Bombeo Mecánico (BM)	Bombeo por sistema PCP
El equipo de superficie; consta del clásico caballito, que se compone de una serie de partes mecánicas que hace necesario de una serie de facilidades para su instalación como por ejemplo de una base monolítica y cerco perimétrico apropiado.	El equipo de superficie es simple: sólo se compone de un cabezal PCP y en cuanto a las facilidades de instalación, no necesita base monolítica, solo 3 o 4 parantes de acero como soporte y un pequeño cerco perimétrico.
El equipo de fondo contiene una bomba que posee una serie de válvulas (la válvula viajera y estacionaria), las cuales pueden presentar atascamiento por producción de arena, finos o carbonatos en el fluido total.	En caso del equipo de fondo sólo se compone de dos partes: Rotor- Estator, la bomba no posee válvulas, evitando así los posibles problemas de atascamiento de la bomba por arena. Maneja hasta un 70% de arena. Sin embargo es necesario que la bomba siempre opere con fluido líquido para lubricación del elastómero y evitar su daño por trabajar en seco.
Según el principio de funcionamiento de la bomba mantiene un flujo intermitente.	Según el principio de funcionamiento de la bomba tiene un flujo continuo
Debido a una inspección rutinaria de las unidades de superficie y mantenimiento preventivo programados, la cantidad de horas-hombre para operadores de producción es mayor.	Se optimiza la cantidad de horas hombre en el mantenimiento del equipo de superficie, ya que se remite cambio de aceite del cabezal cada 6 meses y ciertas piezas al año.
El consumo de potencia en el motor es mayor.	Consume la mitad de la potencia de una bomba mecánica (la potencia representa 2/3 de los gastos operacionales de un pozo de

	alto porcentaje de agua)
El sistema completo necesita mayor apoyo logístico y de transporte para enviarlo al pozo donde operara	El sistema completo se puede transportar en una camioneta de 3/4 Toneladas) hacia el lugar donde operara el sistema.
Para poder aumentar la producción se necesita cambiar polea en el motor y aumentar la carrera en la unidad	Para poder aumentar la producción se necesita solamente cambiar polea en el motor
Debido a su configuración en superficie operativamente es más riesgosa.	Debido a su simple configuración en superficie es más segura y menos riesgosa.
Mayor cantidad de servicios al año en promedio 2-4 veces	La cantidad de servicios es de 1 vez cada 1,5 años
No tiene problemas con el torque de varillas por el principio de operatividad en subsuelo.	El torque de trabajo es bajo debido a la poca profundidad de los pozos, razón por la cual se han utilizado varillas de 3/4" y 7/8"

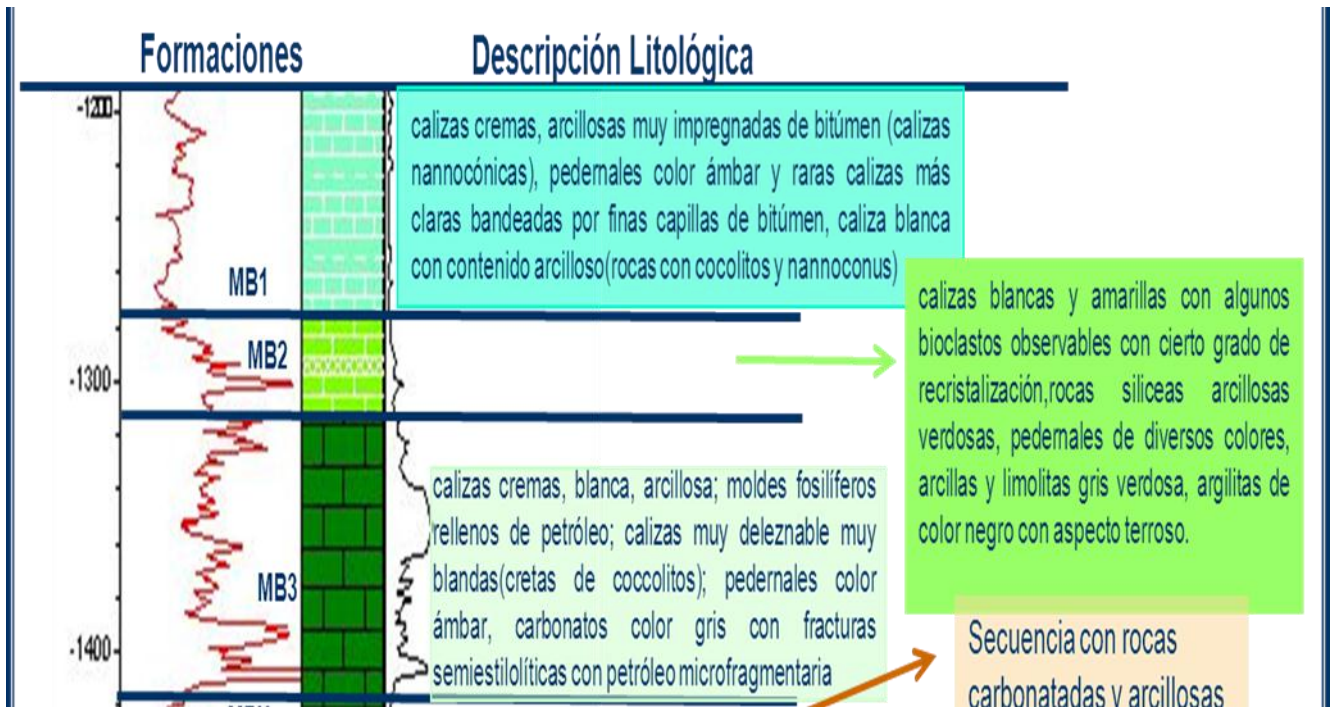


Figura A1.2 Descripción litológica del M-020.

Estratigrafía						
Período	Epoca	Formación	Edad	Horizonte	Corte litológico	Descripción Litológica
JURASICO _ CRETACICO	Grupo Veloz	Morena (V11)	K1 h-ba			Por dishes: Mudstone calcáreo arcilloso, wackestone bioclástico arcilloso, abundante metálico, MO. Por cuttings: Caliza arcillosa pardas, pedernal negro.
		Ronda (V12)	K1 be-vg			Por dishes: Mudstone, wackestone calcáreo con contenido arcilloso, metálico en poros, materia orgánica (MO). Por cuttings: Caliza arcillosa dolomítica color carmelita ámbar.
		Cifuentes (V2)	J3 th			Por dishes: Mudstone calcáreo, abundante metálico y MO, wackestone bioclástico con contenido arcilloso. Por cuttings: Caliza arcillosa dolomítica, pedernal crema, caliza clara amarillenta, espejo de falla, pedernales.

Reservorio

Figura A.1.3 Descripción litológica del M-526 y M-702.

Anexo 2

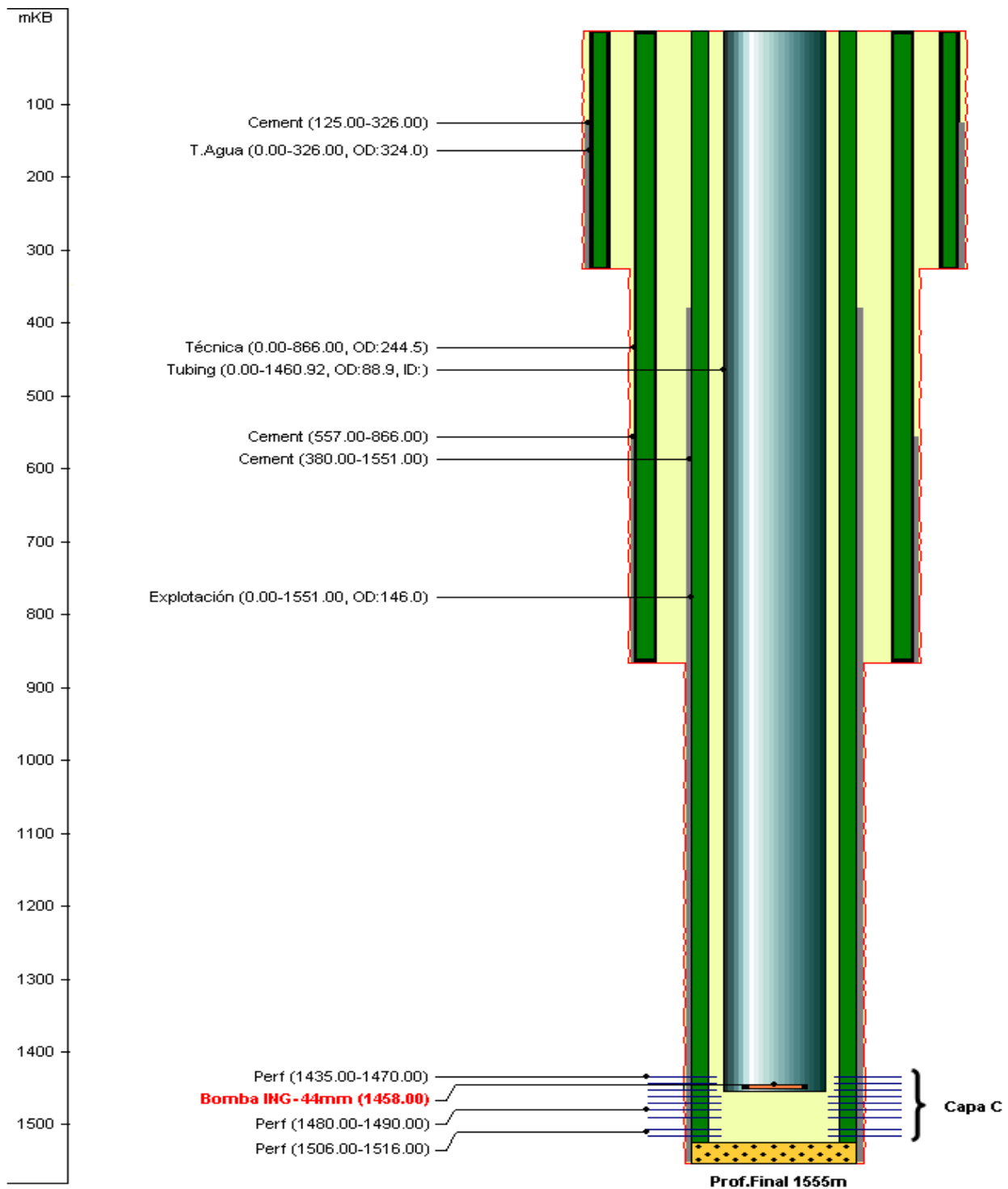


Figura A.2.1 Esquema de completamiento del pozo M-018.

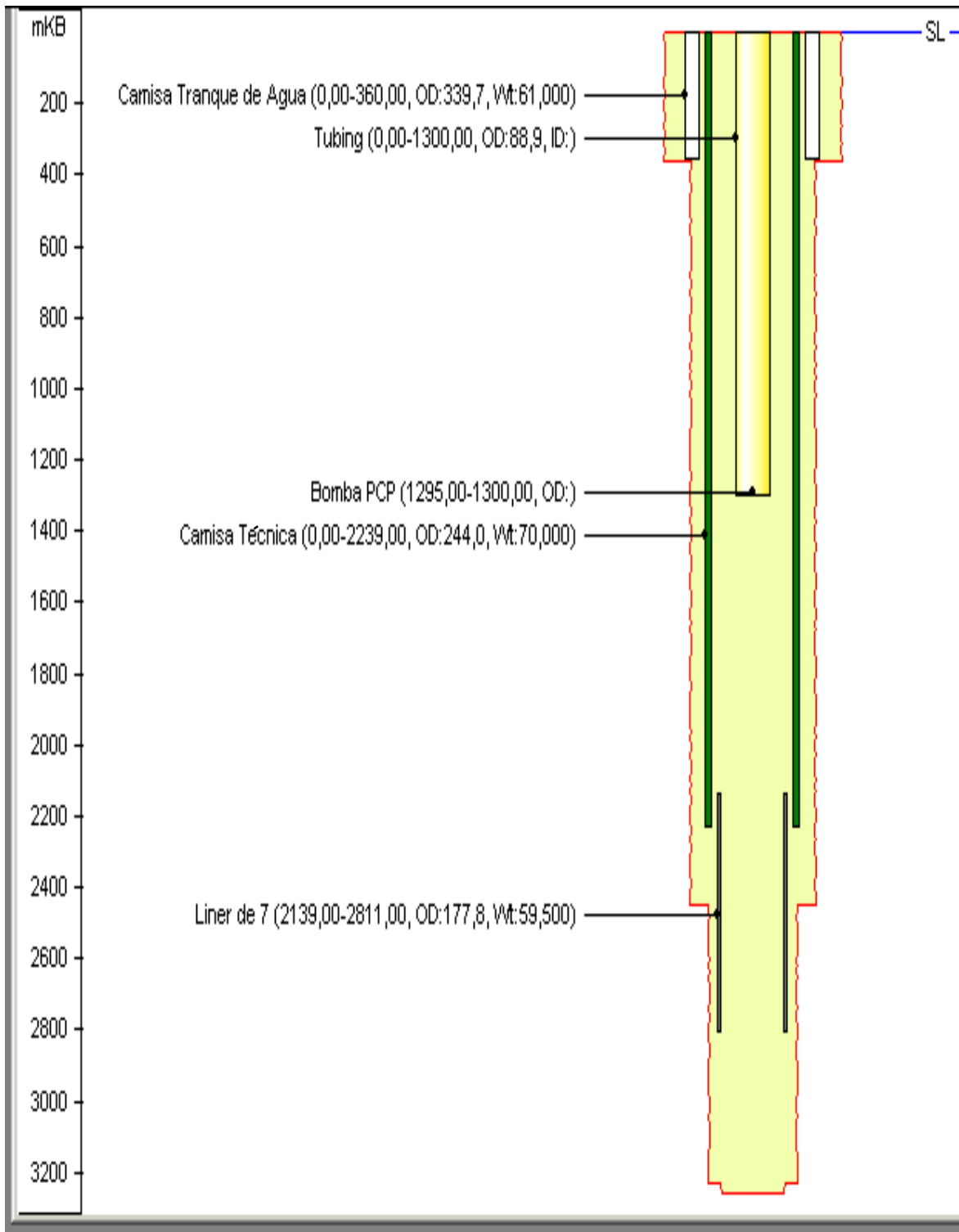


Figura A.2.2 Esquema de completamiento del pozo M-020.

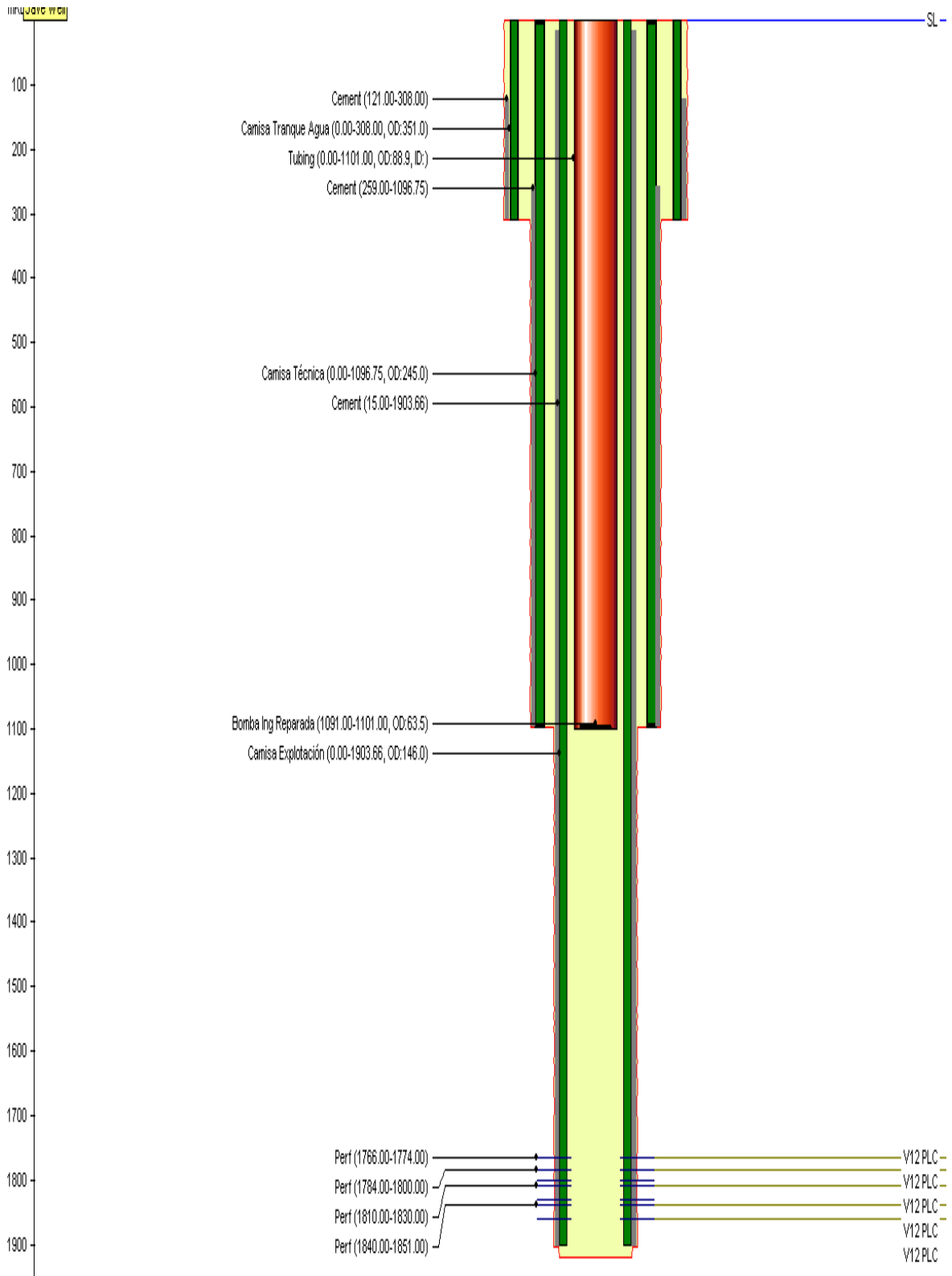


Figura A.2.3 Esquema de completamiento del pozo M-526.

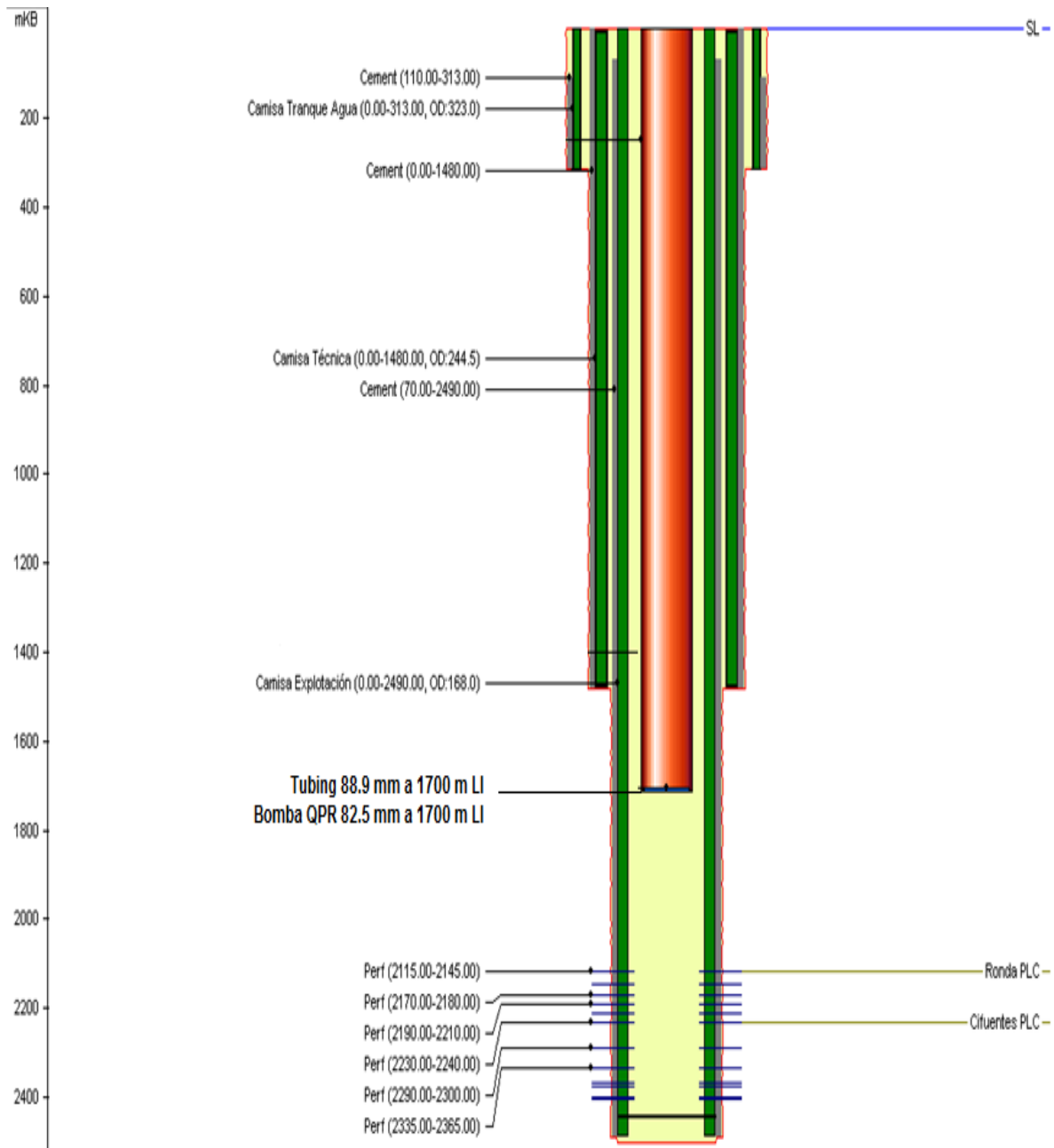
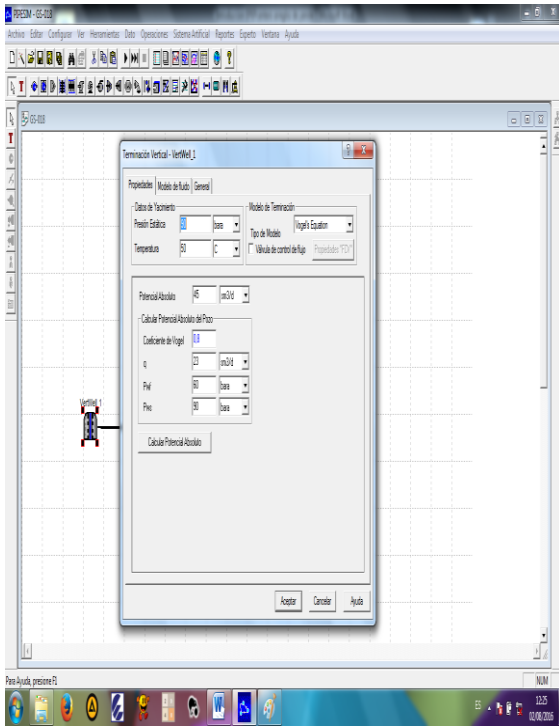
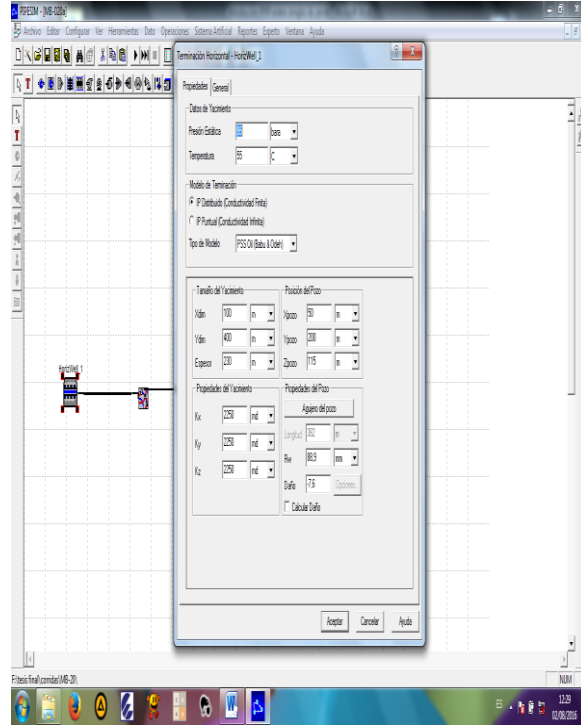


Figura A.2.4 Esquema de completamiento del pozo M-702.

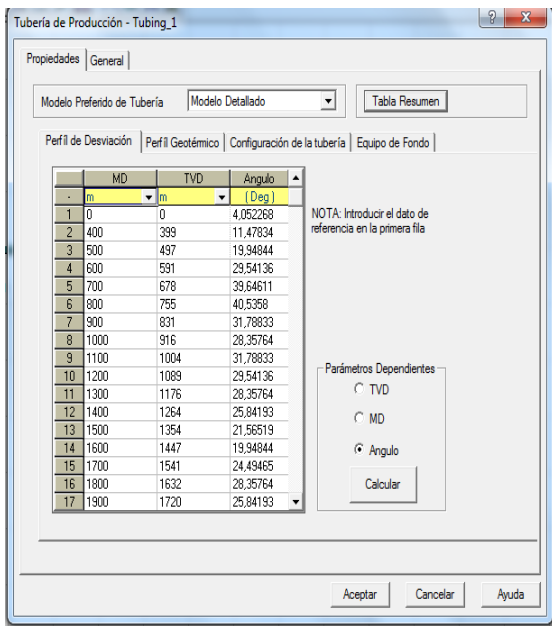


a. Yacimiento vertical

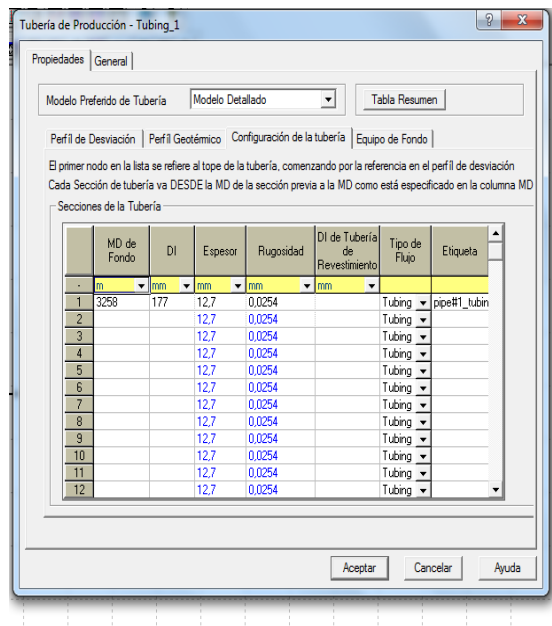


b. Yacimiento horizontal

Figura A.2.5 Ventana de entrada de información de yacimiento.



a. Perfil de desviación



b. Configuración

Figura A.2.6 Ventana de información del perfil de desviación y la configuración de la tubería de producción.

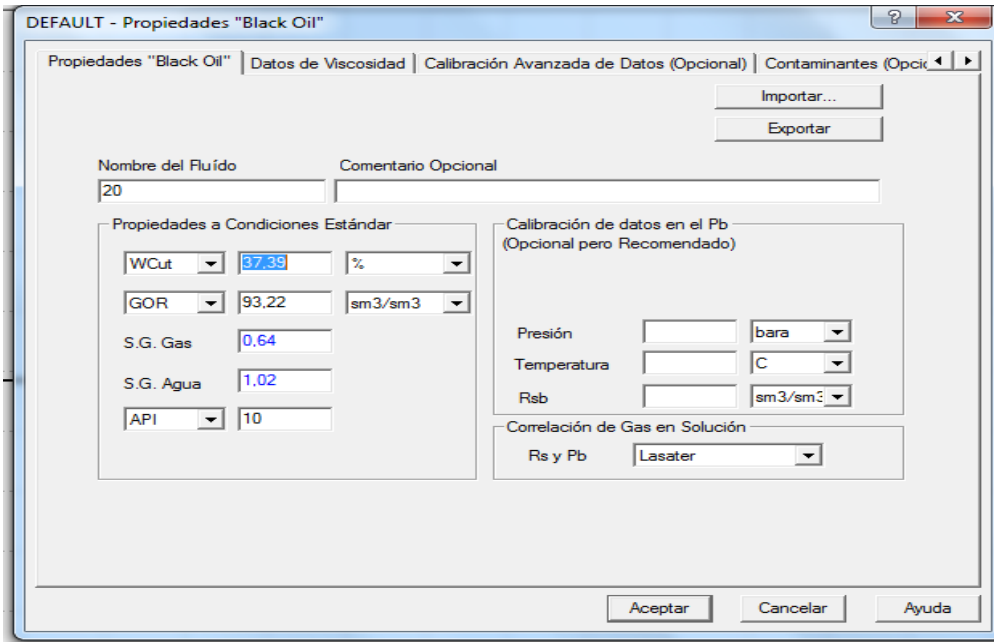


Figura A.2.7 Ventana de entrada de información de los fluidos producidos.

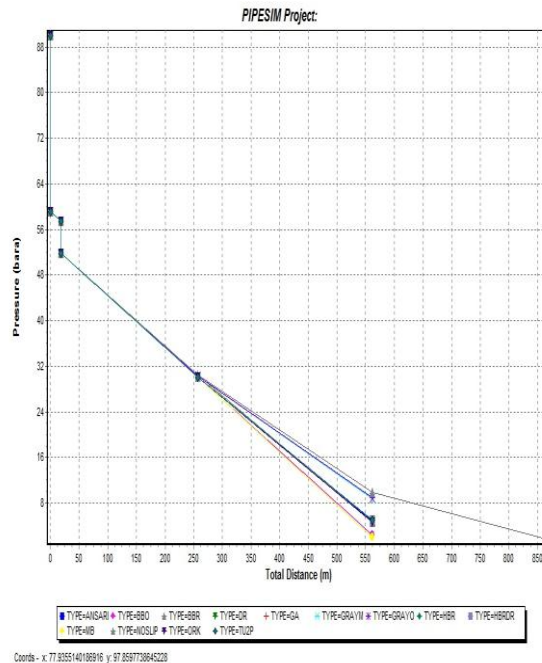
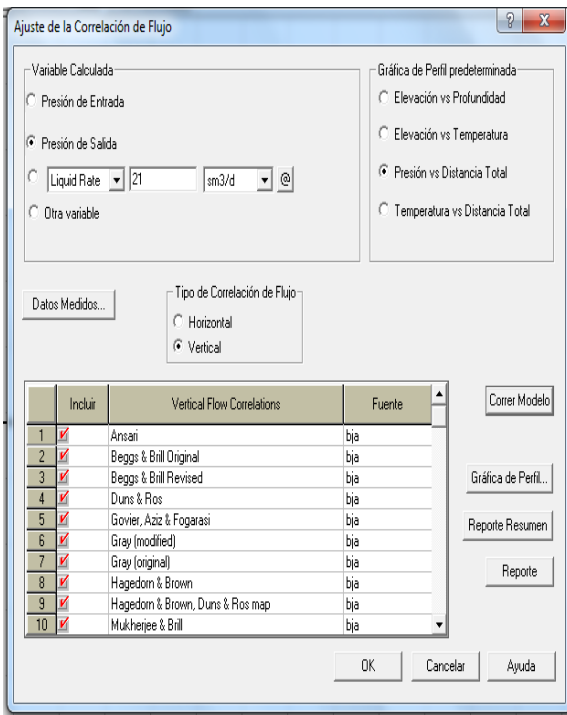


Figura A.2.8 Ventana de entrada de información para el ajuste de las correlaciones de flujo.

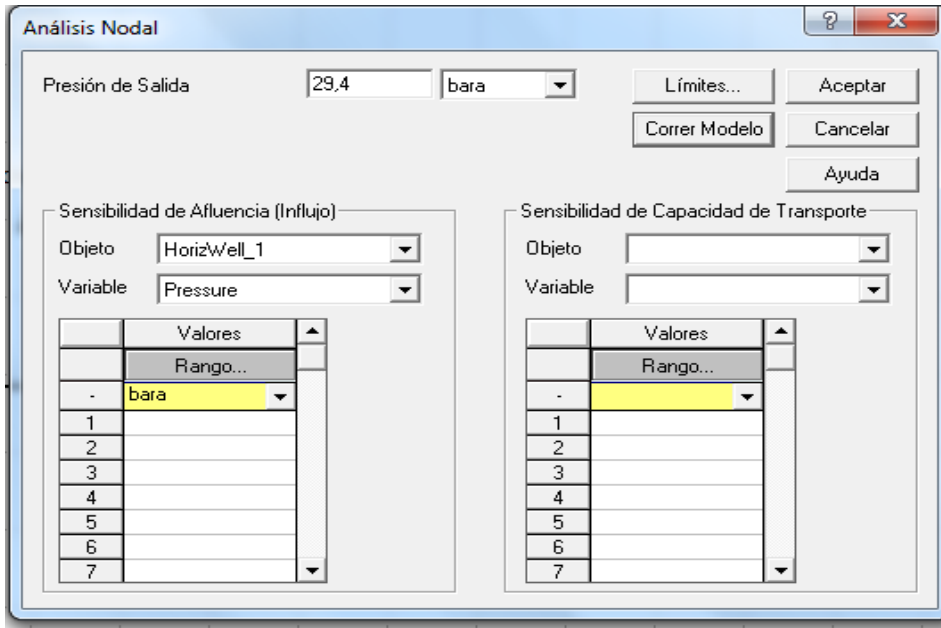


Figura A.2.9 Ventana del análisis nodal.

Anexo 3

Figura A.3.1 Análisis económico del pozo M-018.

Moneda Total	Año 0	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10	TOTAL
Ingresos	0,00	460.748,00	414.673,20	373.205,88	335.885,29	302.296,76	272.067,09	244.860,38	220.374,34	198.336,91	178.503,22	3.000.951,06
<i>Ingresos actualizados</i>	<i>0,00</i>	<i>418.861,82</i>	<i>342.705,12</i>	<i>280.395,10</i>	<i>229.414,17</i>	<i>187.702,51</i>	<i>153.574,78</i>	<i>125.652,09</i>	<i>102.806,26</i>	<i>84.114,21</i>	<i>68.820,72</i>	<i>1.994.046,77</i>
Incremento de las ventas		460.748,00	414.673,20	373.205,88	335.885,29	302.296,76	272.067,09	244.860,38	220.374,34	198.336,91	178.503,22	3.000.951,06
Egresos	35.000,00	254.442,55	228.998,30	206.098,47	185.488,62	166.939,76	150.245,78	135.221,20	121.699,08	109.529,17	98.576,26	1.692.239,19
<i>Egresos actualizados</i>	<i>35.000,00</i>	<i>231.311,41</i>	<i>189.254,79</i>	<i>154.844,83</i>	<i>126.691,22</i>	<i>103.656,45</i>	<i>84.809,83</i>	<i>69.389,86</i>	<i>56.773,52</i>	<i>46.451,06</i>	<i>38.005,41</i>	<i>1.136.188,39</i>
Costos de Inversión	35.000,00											35.000,00
Costos de Operación		254.442,55	228.998,30	206.098,47	185.488,62	166.939,76	150.245,78	135.221,20	121.699,08	109.529,17	98.576,26	1.657.239,19
SALDO	-35.000,00	206.305,45	185.674,91	167.107,41	150.396,67	135.357,01	121.821,31	109.639,17	98.675,26	88.807,73	79.926,96	1.308.711,88
SALDO ACUMULADO	-35.000,00	171.305,45	356.980,36	524.087,77	674.484,44	809.841,45	931.662,75	1.041.301,93	1.139.977,19	1.228.784,92	1.308.711,88	
SALDO ACTUALIZADO	-35.000,00	187.550,41	153.450,33	125.550,27	102.722,95	84.046,05	68.764,95	56.262,23	46.032,74	37.663,15	30.815,30	857.858,39
SALDO ACUM. Y ACTUALIZ.	-35.000,00	152.550,41	306.000,74	431.551,02	534.273,97	618.320,02	687.084,97	743.347,20	789.379,94	827.043,09	857.858,39	

Figura A.3.2 Análisis económico del pozo M-020.

Moneda Total	Año 0	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10	TOTAL
Ingresos	0,00	1.798.291,20	1.438.632,96	1.150.906,37	920.725,09	736.580,08	589.264,06	471.411,25	377.129,00	301.703,20	241.362,56	8.026.005,76
<i>Ingresos actualizados</i>	<i>0,00</i>	<i>1.798.291,20</i>	<i>1.438.632,96</i>	<i>1.150.906,37</i>	<i>920.725,09</i>	<i>736.580,08</i>	<i>589.264,06</i>	<i>471.411,25</i>	<i>377.129,00</i>	<i>301.703,20</i>	<i>241.362,56</i>	<i>8.026.005,76</i>
Incremento de las ventas		1.798.291,20	1.438.632,96	1.150.906,37	920.725,09	736.580,08	589.264,06	471.411,25	377.129,00	301.703,20	241.362,56	8.026.005,76
Egresos	209.681,97	993.084,72	794.467,78	635.574,22	508.459,38	406.767,50	325.414,00	260.331,20	208.264,96	166.611,97	133.289,57	4.641.947,27
<i>Egresos actualizados</i>	<i>209.681,97</i>	<i>993.084,72</i>	<i>794.467,78</i>	<i>635.574,22</i>	<i>508.459,38</i>	<i>406.767,50</i>	<i>325.414,00</i>	<i>260.331,20</i>	<i>208.264,96</i>	<i>166.611,97</i>	<i>133.289,57</i>	<i>4.641.947,27</i>
Costos de Inversión	209.681,97											209.681,97
Costos de Operación		993.084,72	794.467,78	635.574,22	508.459,38	406.767,50	325.414,00	260.331,20	208.264,96	166.611,97	133.289,57	4.432.265,30
SALDO	-209.681,97	805.206,48	644.165,18	515.332,15	412.265,72	329.812,57	263.850,06	211.080,05	168.864,04	135.091,23	108.072,98	3.384.058,49
SALDO ACUMULADO	-209.681,97	595.524,51	1.239.689,69	1.755.021,84	2.167.287,56	2.497.100,13	2.760.950,19	2.972.030,24	3.140.894,28	3.275.985,51	3.384.058,49	
SALDO ACTUALIZADO	-209.681,97	732.005,89	532.367,92	387.176,67	281.583,03	204.787,66	148.936,48	108.317,44	78.776,32	57.291,87	41.666,81	2.363.228,13
SALDO ACUM. Y ACTUALIZ.	-209.681,97	522.323,92	1.054.691,84	1.441.868,51	1.723.451,54	1.928.239,20	2.077.175,68	2.185.493,12	2.264.269,44	2.321.561,31	2.363.228,13	

Figura A.3.7 Análisis económico del pozo M-526.

Moneda Total	Año 0	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10	TOTAL
Ingresos	0,00	311.989,60	274.550,85	241.604,75	212.612,18	187.098,72	164.646,87	144.889,25	127.502,54	112.202,23	98.737,96	1.875.834,93
<i>Ingresos actualizados</i>	<i>0,00</i>	<i>311.989,60</i>	<i>274.550,85</i>	<i>241.604,75</i>	<i>212.612,18</i>	<i>187.098,72</i>	<i>164.646,87</i>	<i>144.889,25</i>	<i>127.502,54</i>	<i>112.202,23</i>	<i>98.737,96</i>	<i>1.875.834,93</i>
Incremento de las ventas		311.989,60	274.550,85	241.604,75	212.612,18	187.098,72	164.646,87	144.889,25	127.502,54	112.202,23	98.737,96	1.875.834,93
Egresos	210.937,00	172.292,51	151.617,41	133.423,32	117.412,52	103.323,02	90.924,26	80.013,35	70.411,74	61.962,33	54.526,85	1.246.844,32
<i>Egresos actualizados</i>	<i>210.937,00</i>	<i>172.292,51</i>	<i>151.617,41</i>	<i>133.423,32</i>	<i>117.412,52</i>	<i>103.323,02</i>	<i>90.924,26</i>	<i>80.013,35</i>	<i>70.411,74</i>	<i>61.962,33</i>	<i>54.526,85</i>	<i>1.246.844,32</i>
Costos de Inversión	210.937,00											210.937,00
Costos de Operación		172.292,51	151.617,41	133.423,32	117.412,52	103.323,02	90.924,26	80.013,35	70.411,74	61.962,33	54.526,85	1.035.907,32
SALDO	-210.937,00	139.697,09	122.933,44	108.181,43	95.199,66	83.775,70	73.722,61	64.875,90	57.090,79	50.239,90	44.211,11	628.990,62
SALDO ACUMULADO	-210.937,00	-71.239,91	51.693,53	159.874,96	255.074,61	338.850,31	412.572,92	477.448,82	534.539,61	584.779,51	628.990,62	
SALDO ACTUALIZADO	-210.937,00	126.997,35	101.597,88	81.278,31	65.022,65	52.018,12	41.614,49	33.291,59	26.633,28	21.306,62	17.045,30	355.868,59
SALDO ACUM. Y ACTUALIZ.	-210.937,00	-83.939,65	17.658,24	98.936,55	163.959,19	215.977,31	257.591,80	290.883,39	317.516,67	338.823,29	355.868,59	

Figura A.3.8 Análisis económico del pozo M-702.

Moneda Total	Año 0	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10	TOTAL
Ingresos	0,00	987.264,80	898.410,97	817.553,98	743.974,12	677.016,45	616.084,97	560.637,32	510.179,96	464.263,77	422.480,03	6.697.866,38
Ingresos actualizados	0,00	987.264,80	898.410,97	817.553,98	743.974,12	677.016,45	616.084,97	560.637,32	510.179,96	464.263,77	422.480,03	6.697.866,38
Incremento de las ventas		987.264,80	898.410,97	817.553,98	743.974,12	677.016,45	616.084,97	560.637,32	510.179,96	464.263,77	422.480,03	6.697.866,38
Egresos	263.178,18	545.205,13	496.136,67	451.484,37	410.850,78	373.874,21	340.225,53	309.605,23	281.740,76	256.384,09	233.309,52	3.961.994,45
Egresos actualizados	263.178,18	545.205,13	496.136,67	451.484,37	410.850,78	373.874,21	340.225,53	309.605,23	281.740,76	256.384,09	233.309,52	3.961.994,45
Costos de Inversión	263.178,18											263.178,18
Costos de Operación		545.205,13	496.136,67	451.484,37	410.850,78	373.874,21	340.225,53	309.605,23	281.740,76	256.384,09	233.309,52	3.698.816,27
SALDO	-263.178,18	442.059,67	402.274,30	366.069,61	333.123,35	303.142,25	275.859,44	251.032,09	228.439,21	207.879,68	189.170,51	2.735.871,92
SALDO ACUMULADO	-263.178,18	178.881,49	581.155,79	947.225,40	1.280.348,75	1.583.491,00	1.859.350,44	2.110.382,53	2.338.821,74	2.546.701,42	2.735.871,92	
SALDO ACTUALIZADO	-263.178,18	401.872,43	332.458,10	275.033,52	227.527,73	188.227,48	155.715,46	128.819,16	106.568,58	88.161,28	72.933,42	1.714.138,97
SALDO ACUM. Y ACTUALIZ.	-263.178,18	138.694,25	471.152,35	746.185,86	973.713,59	1.161.941,08	1.317.656,54	1.446.475,70	1.553.044,27	1.641.205,55	1.714.138,97	