



**UNIVERSIDAD DE MATANZAS
FACULTAD DE CIENCIAS TÉCNICAS
DEPARTAMENTO DE QUÍMICA**

Propuesta del uso de bombeo hidráulico en el pozo VD – 4X del yacimiento Varadero para la recuperación de la producción de petróleo

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. Marlon Lazcano Zequeira.

Matanzas, 2023



**UNIVERSIDAD DE MATANZAS
FACULTAD DE CIENCIAS TÉCNICAS
DEPARTAMENTO DE QUÍMICA**

Propuesta del uso de bombeo hidráulico en el pozo VD – 4X del yacimiento Varadero para la recuperación de la producción de petróleo

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. Marlon Lazcano Zequeira

Tutores: Esp. Ing. Silvia Blanco Martínez

MSc. Milagros Beatón Berenguer

Consultante: Esp. Ing. Eloisa Correoso Romero

Matanzas, 2023

NOTAS DE ACEPTACION

Calificación: _____

Presidente del Tribunal

Firma

Miembro del Tribunal

Firma

Miembro de Tribunal

Firma

Miembro de Tribunal

Firma

Dado en la ciudad de Matanzas a los ____ días del mes de septiembre del año 2023.

DECLARACION DE AUTORIDAD

Yo, Marlon Lazcano Zequeira, declaro ser el único autor del presente trabajo presentado en opción al título académico de Especialista en Perforación de pozos de petróleo y Producción de petróleo. Mención: Producción de petróleo, por lo tanto autorizo para su consulta a profesionales, técnicos y demás personal de la Empresa de Perforación y Extracción de Petróleo del Centro, del Centro Politécnico del Petróleo Habana, Centro Politécnico del Petróleo sede Varadero y de la Universidad de Matanzas, que deseen hacer uso del mismo con el objetivo y finalidad que se estime conveniente siempre que se respete su procedencia.

Marlon Lazcano Zequeira
Facultad de Ciencias Técnicas.
Universidad de Matanzas

DEDICATORIA :

- A la memoria de mi padre, Jorge Luis Lazcano Cortina (Kaqui), expetrolero, de la etapa fundacional de la empresa que gozó de gran prestigio y el cariño de todos sus compañeros, familiares y amigos por los valores que profesaba y que aunque desafortunadamente, ya no está entre nosotros, su ejemplo ha sido siempre mi mayor inspiración para luchar por grandes metas.
- A toda mi familia.
- A Roylán Quevedo Cárdenas por su estímulo sistemático para mi desarrollo profesional en la empresa.

AGRADECIMIENTOS

- Ante todo y en grado superlativo, a la consultante Esp. Ing. Eloisa Correoso Romero por su estímulo y apoyo decisivo para el logro de esta meta.
- A mis tutoras: Esp. Ing. Silvia Blanco Martínez y MSc. Milagros Beatón Berenguer.
- A todos los amigos y compañeros de trabajo que de una u otra forma contribuyeron a llevar a feliz término este propósito profesional.
- A todos: ¡Muchas gracias!.

AGRADECIMIENTOS

- A todos los profesores del Centro Politécnico del Petróleo y otros que impartieron clases en la especialidad.
- A mis tutores
- A todas las personas que depositaron confianza en mí y me apoyaron para alcanzar esta meta.
- A todos aquellos que me animaron y me apoyaron en esta ardua tarea.

A todos muchas gracias.

RESUMEN

Este trabajo se realiza en la Empresa de Perforación y Extracción de Petróleo del Centro (EPEP-C), por la necesidad del país de aumentar la producción de petróleo y por el aumento del ritmo de declinación de la producción de petróleo del Yacimiento Varadero en los últimos años, con el objetivo de proponer el uso de bombeo hidráulico en el pozo VD – 4X para recuperar su producción de petróleo. Se actualiza y se revisa toda la información disponible sobre el pozo objeto de estudio, se caracteriza el pozo, se analiza el comportamiento histórico de sus principales indicadores de producción. Se construye el esquema de completamiento y terminación actual, se evalúa la factibilidad técnica y económica del uso del bombeo hidráulico en el pozo y se propone el programa de trabajo para su implementación, el cual permite su explotación a su máximo potencial ya que se puede bajar la bomba a una mayor profundidad, al poder manejar sus altas cargas y su bajo nivel dinámico. Se calculan sus reservas de petróleo y se realiza pronóstico de producción por 10 años después de implementar el bombeo hidráulico a partir del año 2024 hasta el 2033. Con la implementación de esta propuesta se pronostica un incremento de producción de aproximadamente 15, 10 m³/d a partir del año 2024, este petróleo puede ser utilizado para la generación de energía eléctrica, en la producción gas licuado y azufre.

ABSTRACT

This work is carried out at the Central Petroleum Drilling and Extraction Company (EPEP-C), due to the country's need to increase oil production and due to the increased rate of decline in oil production from the Varadero Field in the recent years, with the aim of proposing the use of hydraulic pumping in the VD – 4X well to recover its oil production. All available information about the well under study is updated and reviewed, the well is characterized, and the historical behavior of its main production indicators is analyzed. The current completion and completion scheme is constructed, the technical and economic feasibility of the use of hydraulic pumping in the well is evaluated and the work program for its implementation is proposed, which allows its exploitation to its maximum potential since it can be downloaded the pump to a greater depth, being able to handle its high loads and low dynamic level. Its oil reserves are calculated and a production forecast is made for 10 years after implementing hydraulic pumping from the year 2024 to 2033. With the implementation of this proposal, an increase in production of ~ 15, 10 m³/d is forecast from From the year 2024, this oil can be used for the generation of electrical energy, in the production of liquefied gas and sulfur.

TABLA DE CONTENIDOS

| | |
|---|----|
| INTRODUCCION | 1 |
| CAPITULO 1: ANALISIS BIBLIOGRAFICO..... | 4 |
| 1.1 GENERALIDADES DEL PETROLEO. | 4 |
| 1.1.1 CARACTERISTICAS GENERALES DE LOS YACIMIENTOS DE PETROLEO..... | 8 |
| 1.2 LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL..... | 14 |
| 1.2.1 BOMBEO MECANICO CONVENCIONAL. | 15 |
| 1.3 CARACTERISTICAS DEL BOMBEO HIDRAULICO..... | 16 |
| 1.3.1 FLUIDO MOTRIZ..... | 17 |
| 1.3.2 VENTAJAS DEL BOMBEO HIDRÁULICO. | 21 |
| 1.3.3 DESVENTAJAS DEL BOMBEO HIDRÁULICO..... | 21 |
| 1.3.4 CRITERIOS PARA LA SELECCION DEL BOMBEO HIDRAULICO. ... | 21 |
| 1.3.5 CONSIDERACIONES EN LA SELECCION Y DISEÑO DEL BOMBEO HIDRAULICO | 22 |
| 1.4 PROCEDIMIENTO DE INSTALACION DEL SISTEMA DE BOMBEO HIDRÁULICO | 24 |
| 1.5 CONCLUSIONES PARCIALES DEL CAPITULO I..... | 26 |
| CAPITULO 2: MATERIALES Y METODOS | 27 |
| 2.1 CARACTERIZACION DEL POZO VD – 4X DESDE EL PUNTO DE VISTA GEOLOGICO, PETROFISICO Y PRODUCTIVO..... | 27 |
| 2.2 METODO PARA EL ANALISIS DE LA HISTORIA DE PRODUCCION DEL POZO VD – 4X DESDE SUS INICIOS DE EXPLOTACION HASTA LA ACTUALIDAD..... | 29 |

| | |
|--|----|
| 2.3 METODOLOGIA PARA LA CONSTRUCCION ESQUEMA DE COMPLETAMIENTO ACTUAL DEL POZO VD – 4X POR EL PROGRAMA WELLVIEW | 30 |
| 2.4 METODOLOGIA EMPLEADA PARA LA EVALUACION DE LA FACTIBILIDAD TECNICA Y ECONOMICA DEL USO DEL BOMBEO HIDRAULICO EN EL POZO VD – 4X..... | 31 |
| 2.4.1 METODO ECON PARA EL ANALISIS ECONOMICO..... | 33 |
| 2.5 METODO EMPLEADO PARA LA PROPUESTA DE PROGRAMA DE TRABAJO PARA LA IMPLEMENTACION DEL BOMBEO HIDRAULICO EN EL POZO VD – 4X. | 33 |
| 2.6 METODO PARA EL ANALISIS DE RIESGOS | 34 |
| 2.7 CONCLUSIONES PARCIALES DEL CAPITULO II..... | 35 |
| CAPITULO 3: ANALISIS Y RESULTADOS..... | 36 |
| 3.1 RESULTADOS DEL ANALISIS DE LA HISTORIA DE PRODUCCION DEL POZO VD – 4X DESDE SUS INICIOS DE EXPLOTACION HASTA LA ACTUALIDAD..... | 36 |
| 3.2 RESULTADOS DE CONSTRUCCION DEL ESQUEMA ACTUAL WELLVIEW DEL POZO VD – 4X..... | 38 |
| 3.3 RESULTADOS DE LA EVALUACION DE LA FACTIBILIDAD TECNICA Y ECONOMICA DEL USO DEL BOMBEO HIDRAULICO EN EL POZO VD – 4X. ... | 40 |
| 3.3.1 RESULTADOS DEL CALCULO DE POTENCIAL POR EL SOFTWARE VOGEL DEL POZO VD – 4X..... | 40 |
| 3.3.2 CALCULO DE DECLINACION Y RESERVAS DE PETROLEO EN EL POZO VD-4X..... | 44 |
| 3.3.3 ANALISIS ECONOMICO DEL USO DEL BOMBEO HIDRAULICO EN EL VD- 4X..... | 46 |
| 3.4 PROGRAMA DE TRABAJO PARA LA IMPLEMENTACION DEL BOMBEO HIDRAULICO EN EL POZO VD – 4X | 49 |
| 3.5 ANALISIS DE RIESGOS..... | 50 |
| 3.6 CONCLUSIONES PARCIALES DEL CAPITULO III..... | 51 |

| | |
|-----------------------------|----|
| CONCLUSIONES GENERALES..... | 53 |
| RECOMENDACIONES | 54 |
| BIBLIOGRAFIA | 55 |
| ANEXOS | 60 |

INTRODUCCION

Llega un momento en el cual la energía natural del yacimiento no es suficiente para levantar los fluidos desde el subsuelo hasta la superficie, y una de las formas de suplir dicha energía es a través de la implantación de un método de levantamiento artificial.

Un método de levantamiento artificial, es un sistema implementado para asistir e incrementar a la productividad de un pozo, generalmente gran porcentaje de los pozos producen mediante flujo natural en los inicios de su vida útil, pero cuando la energía necesaria para mantener el flujo natural a una tasa rentable declina, se requiere de un sistema que permita levantar el crudo desde el subsuelo hasta superficie ayudando a que la vida productiva del pozo aumente y se puedan recuperar mayores volúmenes de fluido.

El objetivo de estos métodos de levantamiento es la de aumentar la energía del reservorio para poder llevar la columna de fluido hasta su destino en superficie.

El bombeo hidráulico es un sistema artificial de producción especial, a diferencia del tipo pistón, no ocupa partes móviles y su acción de bombeo se realiza por medio de transferencia de energía entre el fluido motriz y los fluidos producidos.

El comportamiento de un pozo petrolero puede ser muy cambiante a medida que su vida útil avanza, esto es debido a que la tasa de producción empieza a declinar, el factor de recobro que poseía inicialmente también disminuye y su energía se reduce hasta llegar a un punto estable a causa del tiempo que el mismo lleva operando productivamente, cuando un sistema de levantamiento implementado en un pozo ya no es económicamente rentable, bien sea por su costo de mantenimiento, reparación, bajos niveles de producción o elevado costo injustificado, se plantea la opción de realizar un cambio en cuanto al método de levantamiento hacia uno que genere resultados similares pero con un menor costo en todos los aspectos antes mencionados.

El bombeo hidráulico nunca se ha introducido en la industria petrolera cubana, existen dos compañías extranjeras interesadas en introducir este método en Cuba, la rusa Rosneft y la mexicana

Nuvoi, con esta investigación se pretende proponer un candidato para aplicar el bombeo hidráulico por primera vez en Cuba y recuperar así la producción de petróleo del pozo VD - 4X, el cual se encuentra cerrado en conservación desde septiembre/2019 por baja productividad, altas cargas y bajo nivel, es un pozo con alto drenaje con más de 40 años de explotación.

Problema a resolver.

Ante la necesidad de la Empresa de perforación y extracción de petróleo del Centro (EPEP-Centro) de aumentar la producción de petróleo, se hace necesario proponer medidas que permitan lograr este fin.

Por el nivel de importancia de la situación problema que se presenta, se plantea el siguiente

Problema Científico:

¿Cómo recuperar la producción de petróleo del pozo VD – 4X?

Hipótesis: Si se implementa el bombeo Hidráulico en el pozo VD – 4X entonces se podrá recuperar su producción de petróleo.

Objetivo general: Proponer el uso de bombeo hidráulico en el pozo VD – 4X para para la recuperación de su producción de petróleo.

Objetivos específicos:

- 1- Realizar caracterización del pozo VD – 4X desde el punto de vista geológico, petrofísico y productivo.
- 2- Analizar historia de producción del pozo VD – 4X desde sus inicios de explotación hasta la actualidad.
- 3- Construir esquema de completamiento actual del pozo VD – 4X por el programa *Wellview*.
- 4- Evaluar factibilidad técnica y económica del uso del bombeo hidráulico en el pozo VD – 4X.

- 5- Proponer el programa de trabajo para la implementación del bombeo hidráulico en el pozo VD – 4X.

El trabajo cuenta en su estructura con introducción, tres capítulos, conclusiones, recomendaciones, bibliografía y anexos:

Capítulo 1: Análisis Bibliográfico. Este capítulo aborda el marco teórico necesario para el desarrollo de la investigación y contiene información relevante que concierne a la problemática de la misma. Para su confección de la bibliografía disponible se consulta, se revisa y se seleccionan las más importantes con el objetivo de profundizar en el tema y proveer un documento de consulta para una posterior ejecución de la propuesta realizada.

Capítulo 2: Materiales y métodos. En este capítulo se define el método investigativo de trabajo que permita verificar la hipótesis planteada. Para esto, se caracteriza el objeto de estudio y los materiales y métodos para el desarrollo de los objetivos específicos.

Capítulo 3: Análisis y resultados. En este capítulo se procesan, analizan y discuten los resultados obtenidos en la investigación, con énfasis en la propuesta de recuperar de producción de petróleo del pozo VD – 4X con el uso de bombeo hidráulico.

CAPITULO 1: ANALISIS BIBLIOGRAFICO

Este capítulo aborda el marco teórico necesario para el desarrollo de la investigación y contiene información relevante que concierne a la problemática de la misma. Para su confección la bibliografía disponible se consulta, se revisa y se seleccionan las más importantes con el objetivo de profundizar en el tema y proveer un documento de consulta para una posterior ejecución de la propuesta realizada.

1.1 Generalidades del petróleo

La etimología de la palabra petróleo, petro = roca y óleum = aceite, gramaticalmente significa aceite de roca. Si este aceite se analiza para verificar su constitución química-orgánica, por contener el elemento carbono (C) en sus moléculas, se encontrará una extensa variedad de compuestos formados con el hidrógeno (H) denominados hidrocarburos. (Colectivos de autores, 2019).

Los hidrocarburos son gaseosos, líquidos, semisólidos y sólidos, como aparecen en sitios de la superficie terrestre, o gaseosos y líquidos en las formaciones geológicas en el subsuelo. (González; Becerra; Gala, 2018).

Existen tres grandes categorías de petróleo crudo: tipo parafínico, tipo asfáltico y de base mixta. El petróleo parafínico está compuesto por moléculas en las que el número de átomos de hidrógeno es siempre superior en dos unidades al doble del número de átomos de carbono. Contiene parafina y muy poco o ningún material asfáltico. Es apto para obtener gasolina de bajo octanaje y de él se produce parafina y aceites lubricantes de alta calidad. Las moléculas características del petróleo asfáltico son los naftenos, que contienen exactamente el doble de átomos de hidrógeno que de carbono. Contiene poca o ninguna parafina, pero si material asfáltico en grandes cantidades y se obtienen aceites lubricantes como resultado de su refinación. El petróleo de base mixta contiene hidrocarburos de ambos tipos. (Thomas, 2001).

Las características fundamentales en una roca reservorio, desde el punto de vista de la ingeniería de yacimiento son: porosidad, permeabilidad específica, saturación (Ferrer, 2010).

Otra forma de clasificación del petróleo es de acuerdo a su gravedad °API (abreviatura de *American Petroleum Institute*) como se muestra a continuación: (Thomas, 2001).

Crudo liviano: gravedades mayores de 31.1 °API

Crudo mediano: gravedades entre 22.3 y 31.1 °API

Crudo pesado: gravedades entre 10 y 22.3 °API

Crudo extrapesado: gravedades menores de 10 °API

La clasificación de los petróleos cubanos desde el punto de vista de su origen (generación), se basa en el trabajo de López J. O., et al (2004), donde los petróleos se agrupan en tres familias (I, II y III), aquí la principal diferencia no es el tipo de materia orgánica, sino el ambiente donde ésta se acumuló.

De esta manera en la Familia I, se encuentra la materia orgánica Tipo II y IIS, acumuladas en un ambiente marino muy anóxico (hipersalino) con alto confinamiento. Aquí los carbonatos prevalecen sobre las arcillas. Por su grado de maduración se reconocen dos subgrupos:

IA, de baja maduración (reconocidos en los yacimientos Varadero, Boca de Jaruco y Puerto Escondido).

IB de alta maduración (reconocidos en los pozos Río del Medio y Los Arroyos).

La Familia II contiene materia orgánica del Tipo II, formada en un ambiente marino, abierto y los carbonatos tienen mucho mayor predominio que las arcillas. A diferencia de la familia anterior, aquí solamente se reconoce el petróleo de alta maduración (reconocido en los pozos de los yacimientos Pina y Brujo).

La Familia III contiene materia orgánica del tipo II (I-II), que fue acumulada en un ambiente marino, con diferente grado de aporte de material terrestre. Aquí la cantidad de los carbonatos es menor que la de las arcillas o están completamente ausente. También por el grado de maduración se reconocen dos subgrupos:

IIIA de alta maduración reconocido en los pozos de Martín Mesa y el Pinar 2.

- IIIB de baja maduración, presente en los pozos de los yacimientos Cantel y Cristales.

La Presión de saturación del petróleo con el gas, es la presión mínima con la cual la mezcla de petróleo y gas se encuentra en estado monofásico, es decir el gas disuelto completamente en el petróleo. Si la presión en el Yacimiento disminuye por debajo de la presión de saturación el gas disuelto en el petróleo va a salir en forma de gas libre, o sea se forman dos fases, una líquida y la otra gaseosa. (Berger, 1992).

La magnitud de la presión de saturación depende de las propiedades del petróleo y el gas. El petróleo más pesado tiene la presión de saturación más baja; en tal petróleo, el gas se disuelve menos que en los petróleos ligeros. (Correa, 2018).

La recuperación de petróleo es función del caudal de producción. Dependiendo de las condiciones de temperatura y presión iniciales del reservorio, la mezcla de hidrocarburos se puede presentar con las fases de líquido y vapor en equilibrio. La fase vapor (gas libre), por ser menos densa que el líquido, se acumula en las partes más altas del medio poroso, formando lo que se denomina “capa de gas”. (Crane, 1986).

En un reservorio con ese tipo de estructura, la zona de petróleo se coloca en producción, mientras que la zona de gas se preserva, ya que la principal fuente de energía para la producción está en la capa de gas. El mecanismo funciona de la siguiente manera: la zona de petróleo se coloca en producción, lo que conlleva a una reducción en su presión debido a la extracción del fluido. (Correa, 2018).

Esa caída de presión se transmite hacia la capa de gas, que se expande, penetrando gradualmente en la zona de petróleo. El gas de la capa va ocupando espacios que anteriormente eran ocupados por el petróleo. Como el gas tiene una compresibilidad muy alta, su expansión ocurre sin que haya caída sustancial de la presión. El efecto de la gravedad es un agente responsable por la mejoría del desempeño de los mecanismos de producción. La gravedad hace que ocurra la segregación de fluidos, es decir, los fluidos tienden a ubicarse dentro del reservorio de acuerdo con sus densidades. (Correa, 2018).

La segregación gravitacional puede mejorar, por ejemplo, el mecanismo de gas disuelto. El gas, en vez de expandirse dentro del reservorio desplazando el petróleo hacia fuera del medio poroso, es producido conjuntamente con el petróleo. Sin embargo, con la actuación de la gravedad sobre los fluidos, una gran parte del gas que sale de la solución, migra hacia la parte más alta de la estructura, provocando el apareamiento de la llamada capa de gas secundaria. (Correa, 2018).

Para la extracción del petróleo, a través de la perforación de pozos, se perforan las distintas capas de roca, tierra y otros elementos orgánicos hasta llegar a la profundidad en donde se encuentra el yacimiento de los hidrocarburos, para ello se utilizan además de equipos y específicos, sustancias contaminantes y agresivas para la perforación de las capas de suelo (Hernández; Pradas, 2018).

La demanda mundial de hidrocarburos se mantiene y aparentemente no va a decrecer en el futuro. En esto debe jugar un papel principal el ingenio de las personas y los continuos avances en la tecnología. Los recursos petroleros que se deben asimilar en los próximos años se encuentran en lugares remotos y de difíciles condiciones para la vida o provienen de recursos no convencionales como gas de lutitas y las arenas petrolíferas, así como la recuperación mejorada de los campos convencionales existentes. La búsqueda de nuevos recursos seguirá requiriendo tecnologías más eficientes de exploración y producción, asimilar nuevas ideas y pasar a zonas no tradicionales a un ritmo cada vez más rápido. Todavía tiene que ser enfrentado por la industria el desarrollo de tecnologías de producción de crudo cada vez más viscoso, como el uso del bombeo hidráulico. (Verrier, 2019).

1.1.1 Características generales de los yacimientos de petróleo

Para que los hidrocarburos permanezcan contenidos en el yacimiento, las capas o estratos suprayacentes y subyacentes que lo cobijan deben ser impermeables. De igual manera, los lados tienen que impedir la fuga de los líquidos. Ciertas condiciones fundamentales deben estar presentes para que exista un yacimiento, como son: la porosidad, permeabilidad y saturación de la roca. Desafortunadamente, es imposible extraer todo el petróleo de un yacimiento. Sin embargo, no se escatiman esfuerzos por estudiar, investigar y aplicar métodos que conduzcan al mayor porcentaje acumulado de extracción durante la primera y segunda etapas de vida productiva del yacimiento y, quizás, si fuese posible, hasta una tercera y cuarta etapas. (Tomás, 2001).

Los estratos pueden tener permeabilidad horizontal y vertical. Ambas son muy importantes para el desplazamiento de fluidos en los estratos. La permeabilidad depende de factores como la deposición, la sedimentación, la compactación y la homogeneidad o heterogeneidad de los sedimentos. (Tomás, 2001).

Presión del yacimiento

La presión del yacimiento es sumamente importante, porque ésta induce el movimiento del petróleo desde los confines del yacimiento hacia los pozos y desde el fondo de éstos 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. (Berger, 1992).

Al incrementarse la explotación del yacimiento, se produce una disminución de la presión de éste. 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. (Berger, 1992).

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, selección de revestidores y sargas de producción, fluidos de perforación, fluidos para reacondicionamiento de pozos, cementaciones, estudios de producción y de yacimientos. La temperatura está en función de la profundidad. Mientras más profundo esté el yacimiento, mayor será la temperatura de éste. (Berger, 1992)

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. Está definido como:

$$IP = \frac{Q_p}{\Delta P} \quad (1.1)$$

Dónde:

IP → Índice de Productividad, $m^3/d/atm$

Q_p = Caudal de petróleo (m^3/d)

Δp = Diferencial de presión (atm)

$$\Delta P = P_c - P_f \quad (1.2)$$

Dónde:

P_c = Presión de capa (atm)

P_f = Presión de fondo (atm)

El Índice de Productividad es una medida del potencial del pozo o de su capacidad de producir y es una propiedad comúnmente medida. En algunos pozos, generalmente, los que producen bajo empuje hidráulico, el índice de productividad permanece constante para una amplia variación en tasa de flujo, en tal forma que ésta es directamente proporcional a la presión diferencial ($P_c - P_f$) de fondo. (Correa, 2018).

En la práctica se asume de esta manera, para todos los caudales de producción y nos lleva a una línea recta como se muestra en la figura 1.1.

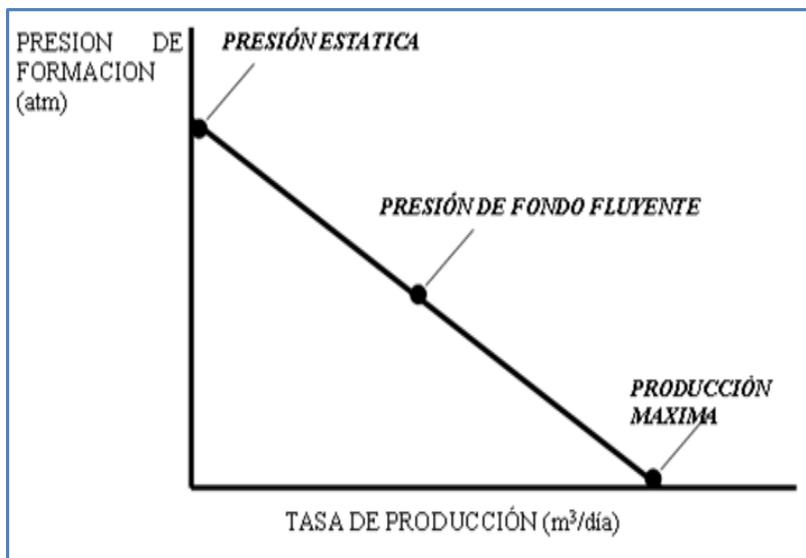


Figura 1.1. Diagrama del comportamiento del Índice de Productividad. (Correa, 2018).

En otros pozos, las 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 1.2. (Correa, 2018).

La causa de dicha declinación se debe a uno o varios factores:

1. Efecto de turbulencia por el aumento de la tasa de flujo.

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

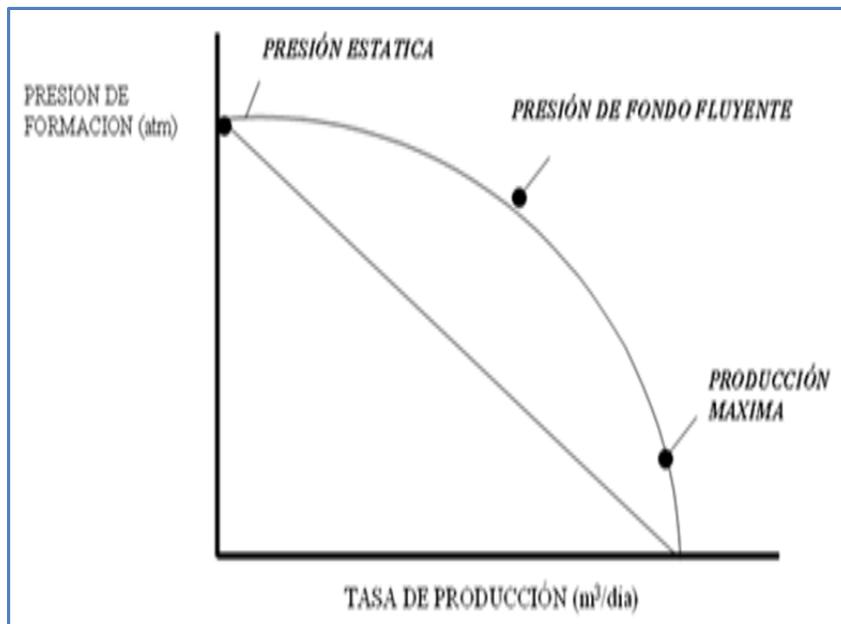


Figura 1.2. Diagrama con reducción del Índice de Productividad. (Correa, 2018)

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: (Correa, 2018).

IP < 1,17 m³/día/atm es bajo.

1,17 a 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 0,234 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 presión. (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).
- Normalmente no se conoce toda la información requerida para calcular el flujo de potencial máximo basado en la ecuación de Darcy.
- Se puede usar información recogida de los niveles de fluido para determinar el flujo potencial máximo de un pozo.
- La relación entre la producción (Q_f) y la presión de fondo (P_{wf}) es determinada, se puede predecir el caudal de la producción para cualquier presión de fondo dada.

Después que se estimula un pozo (sea con trabajos de acidificación, fracturación u otros) el IP debe aumentar (más producción con la misma diferencia de presión), si no se realiza bien, el tratamiento puede ser infructuoso. (Correa, 2018).

La permeabilidad tiene por símbolo la letra “k”, y la unidad de medida más utilizada es el darcy, en homenaje al ingeniero francés Henry D’Arcy (1803-1858), que formuló la ecuación de desplazamiento de un fluido a través de un medio poroso lineal:

$$K = \frac{q \cdot \mu \cdot L}{A(P_1 - P_2)} \quad (1.3)$$

Dónde:

K = Permeabilidad = Darcy

q = Caudal = cm^3/s

μ = Viscosidad = cP

$L = \text{Longitud} = \text{cm}$

$A = \text{Área} = \text{cm}^2$

$(P_1 - P_2) = \text{Diferencial de presión} = \text{atm}$

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 separa en el fondo del pozo y el gas en la parte alta. La presión del fondo del pozo es la suma de la presión hidrostática de la columna del fluido y la presión del gas sobre éste. 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, será cambiado el caudal de fluido, que a su vez cambiará la presión de fondo fluyente y de paso cambiará el nivel del fluido. (Correa, 2018).

Curvas de afluencia.

Crear una curva de Relaciones de Índice de Productividad o IPR (por sus siglas en inglés) requiere de 4 datos de información: presión del reservorio, presión de fondo fluyente, caudal de fluido y presión del punto de burbuja. Este último dato es normalmente la presión del reservorio en los depósitos saturados con una cierta cantidad de años de explotación. El caudal de fluido se obtiene de una prueba de pozo. La presión del depósito estática y la de fondo pueden adquirirse con los niveles de fluido. En la figura 1.3 se muestra el comportamiento real de la diferencia de presión del depósito al fondo del pozo con la línea recta de presión de fondo contra caudal de producción, el índice de productividad es la pendiente de la recta. (Correa, 2018).

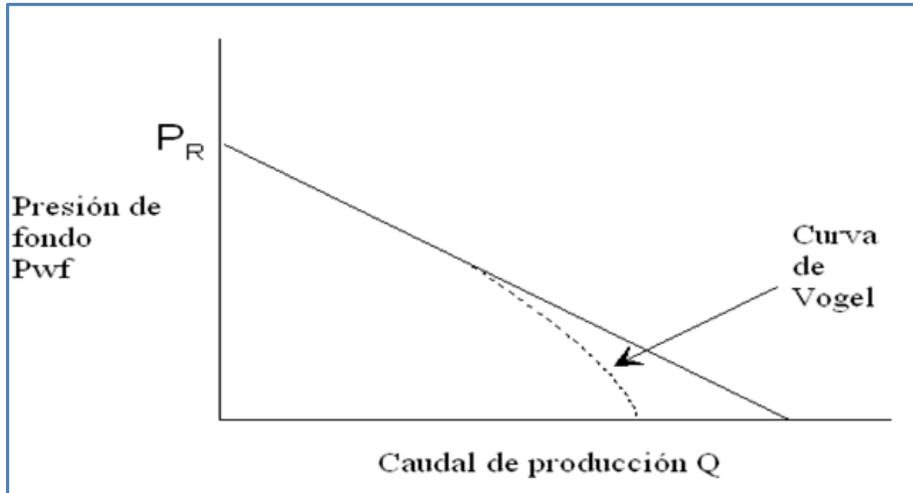


Figura 1.3. Comportamiento real de la diferencia de presión del depósito al fondo del pozo. (Correa, 2018).

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. (Correa, 2018).

1.2 Levantamiento Artificial

La energía natural del yacimiento solo 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, siendo 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. (Berger, 1992).

1.2.1. Bombeo mecánico convencional.

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. (Correa, 2018)

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. (Correa, 2018)

Los componentes básicos del bombeo mecánico son los siguientes:

- Equipos de superficie
- Equipos de subsuelo

Equipos de superficie.

Entre sus componentes se encuentran la unidad de bombeo o balancín cuya función es la de aportar el movimiento reciprocante apropiado para accionar la sarta de cabillas a través de correas y engranajes que regulan la velocidad de rotación, estas pueden ser balancín API y los hidráulico

Componentes de la unidad de bombeo convencional. (Perero; Roca, 2016).

Barra Pulida: Es el componente que soporta el peso de la sarta de cabillas, la bomba y el fluido dentro de la tubería, es generalmente de diámetro de 1 $\frac{1}{4}$ " o 1 $\frac{1}{2}$ " y de 22' o 26' de longitud.

Motor: Es el encargado de suministrar la energía necesaria para levantar el fluido, este puede ser de combustión interna o eléctrico (mucho más común).

Pesos o Contrapesos: Se colocan para balancear las fuerzas desiguales que se originan en las carreras, ascendente y descendente, son ubicados en la manivela o la viga principal en el extremo opuesto al cabezote.

Manivela: Es la unión entre la caja de engranaje y el balancín, la cual se hace a través de pines que se colocan en los orificios que esta presenta, la ubicación de dichos pines representa las longitudes de carreras máximas y mínimas del balancín, el cambio de los pines de un orificio a otro se conoce como cambio de tiro.

Reductor de Velocidad: También es llamado como caja de engranajes, es un sistema rotatorio entre el motor y el sistema biela-manivela. (Guadalupe; Zambrano, 2017).

Equipos de Subsuelo.

Bomba de subsuelo: está compuesta por los siguientes elementos básicos: el barril, el émbolo o pistón, la válvula fija o de influjo y la válvula viajera o de flujo.

En la figura 1.4 se muestra un esquema de los sistemas de levantamientos artificiales del bombeo mecánico, hidráulico, electrosumergible y levantamiento por gas *lift*.

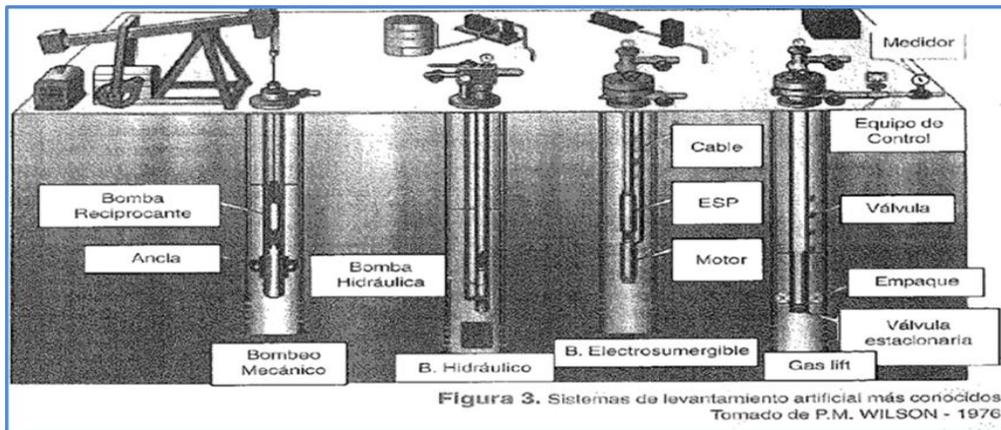


Figura 1.4 Esquema sistemas levantamientos artificiales. (Wilson, 1976).

1.3 Características del bombeo Hidráulico

Este sistema de levantamiento cumple la misma función que el bombeo mecánico pero en lugar de tener varillas de acero que lleguen hasta el subsuelo, utiliza el principio de Pascal que enuncia que la presión aplicada a la superficie de un fluido se transmite por todo el fluido a la misma intensidad, generando así que el bombeo hidráulico sea más eficiente y a su vez más económico que cualquier otro sistema de levantamiento porque el fluido utilizado, se llama fluido motriz, es reutilizado para transmitir la presión hidráulica a lo largo del completamiento para mover el motor y la bomba reciprocante que generan el levantamiento de la columna de fluidos hasta la superficie. (Perero; Roca, 2016).

El inicio de la explotación mediante el sistema de levantamiento hidráulico comenzó en 1932, en este sistema la transmisión de presión mediante un fluido es más eficiente, con un impacto positivo en la economía porque la inversión es mucho menor, en la actualidad existen dos tipos de levantamiento por bombeo hidráulico, tipo pistón y tipo Jet, este proyecto se enfoca únicamente en el bombeo hidráulico tipo Jet. (Guadalupe; Zambrano, 2017).

El fluido motriz transmite hidráulicamente la energía para que la bomba reciprocante de subsuelo pueda operar y levantar el petróleo hasta la superficie, dicho fluido es bombeado desde un centro de fuerza donde se distribuye a través de líneas de alta presión para que sea transmitida a todos los pozos que estén produciendo bajo este método. (Guadalupe; Zambrano, 2017).

1.3.1 Fluido Motriz

Según el fluido de yacimiento que se requiere levantar, la composición y el tipo de fluido motriz pueden variar, puede ser en ocasiones un fluido motriz de base agua, como en otras puede ser petróleo liviano cumpliendo la misma función. (Perero; Roca, 2016).

Un factor influyente en el tipo de fluido motriz a utilizar son, en ocasiones la normativa de leyes ambientales que estén regulando el país, por lo que generalmente el agua es seleccionado en lugar del crudo liviano por ser un fluido más limpio y de menor impacto ambiental en caso de algún tipo de accidente o inconveniente; cuando se utilizan crudos livianos la función además de transportar la presión hidráulica a la bomba es de reducir la viscosidad del petróleo levantado mediante la mezcla de ambos fluidos generando así como resultado un fluido menos denso y más fácil de levantar. (Perero; Roca, 2016).

El fluido motriz es inyectado hacia el fondo del pozo mediante una serie de equipos utilizados para otorgar la presión necesaria para que el fluido pueda mover la bomba reciprocante, el sistema de inyección está compuesta por tanques, bombas, líneas de presión, cabezales. (Perero; Roca, 2016).

Existen dos tipos de sistemas de inyección de fluido motriz utilizados actualmente:

- Sistema de fluido motriz cerrado
- Sistema de fluido motriz abierto

El sistema de fluido motriz cerrado es aquel donde el fluido inyectado no se mezcla con el fluido producido, únicamente es usado para transmitir la presión hidráulica hacia la bomba, en este tipo de sistema el fluido utilizado es el agua que regresa a superficie por una tubería alterna paralela al sistema. (Perero; Roca, 2016).

En el sistema de fluido abierto es inyectado crudo liviano para que se mezcle con el más pesado y así facilitar su levantamiento hacia superficie, su aplicación fue la primera en utilizarse y es la más rentable.

La bomba hidráulica es altamente usada debido a su facilidad de instalación ya que no posee partes móviles, y el bombeo se produce gracias a la transferencia de energía existente entre la corriente de fluido inyectado y la del fluido proveniente del yacimiento. (Araya, 2009).

El bombeo hidráulico estimula la producción de pozos maduros de bajo potencial aumentando su producción hasta un 60 %, presenta un sistema de control automático de modo intelectual y de bajo mantenimiento que abarata sus costos hasta un 50 %, presenta un convertidor de frecuencias que recupera la electricidad cuando la varilla se mueve hacia abajo, con una economía de electricidad de un 30 %. (Colectivos de autores, 2022).

Con el bombeo hidráulico se puede realizar análisis del funcionamiento del equipo y del modo operativo en tiempo real y se puede realizar la gestión de la producción remotamente a través de la telemetría, logrando el máximo llenado de la bomba ajustando automáticamente el modo de entrada teniendo en cuenta el nivel del petróleo crudo en el pozo. (Ray, 2020).

El bombeo hidráulico puede producir hasta 15,00 BPD y más con presión de fondo adecuada diámetro tubular y potencia, se considera confiable con garganta y boquillas adecuadas para las condiciones operativas, evitar la cavitación con relación a la presión de entrada y el agua producida puede ser empleada como fluido de fuerza en el pozo o como fluido de separación en el sistema de tratamiento, se considera bueno para pozos que requieren operación flexible, tolera grandes rangos de profundidad, de temperatura, fluidos corrosivos, y altas cargas,

posee alto rango de profundidad, alta eficiencia y bajo nivel de mantenimiento. (Colectivos de autores, 2022).

En la figura 1.5 se muestra un diagrama de una bomba, donde el fluido motriz ingresa por la parte superior por la sección de la boquilla (*nozzle*), generando que la presión que posee inicialmente el fluido se convierta en velocidad. En este proceso el fluido motriz a alta velocidad ingresa por la garganta y el difusor perdiendo energía en el momento que es transferida a la mezcla entre ambos fluidos, causando así la existencia de un fluido final con una energía suficiente para poder llegar a la superficie mediante el anular y continuar con la producción.

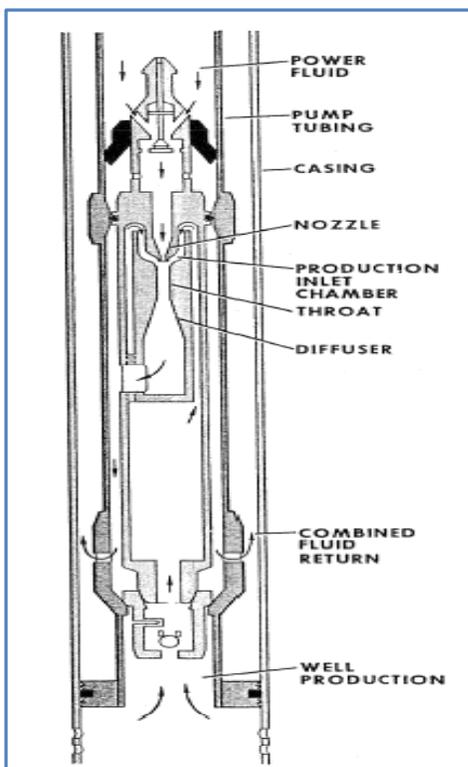


Figura 1.5 Diagrama de una bomba hidráulica. (Brown, 1980).

1.3.2 Ventajas del bombeo Hidráulico

- La no- existencia de partes móviles permitiendo que la bomba soporte mayores niveles de energía y fluidos de alta viscosidad por medio de ella.
- El arreglo de la boquilla, garganta y difusor entregan una mayor eficiencia al ser compactos y de fácil instalación, permitiendo su uso en lugares urbanos, pozos desviados, aguas profundas y condiciones poco favorables.
- El bombeo Hidráulico entrega mayores tasas de producción en comparación con otros sistemas de levantamiento utilizando la misma mediada de tubería, esto debido al principio de intercambio de energía generado en el proceso de producción.
- Puede alcanzar altos niveles de profundidad, llegando inclusive a profundidades de 18000 pies
- Toleran sólidos provenientes de la formación dentro de la producción, y la aplicación de químicos como inhibidores o anticorrosivos es sencilla.

1.3.3 Desventajas del bombeo Hidráulico

Las principales limitaciones del bombeo Hidráulico están en que la explotación de pozos sencillos aislados puede ser no económica, limitaciones con las altas presión en el fondo, las altas contrapresiones, tiene que tener una fuente segura de fluido motriz permanentemente. (Perero; Roca, 2016).

1.3.4 Criterios para la selección del bombeo Hidráulico

El proceso de selección del tipo de bombeo hidráulico depende de parámetros muy importantes, entre los que están, el tamaño de la garganta, el tamaño de la boquilla, la relación entre los caudales de entrada y salida entre otros criterios a analizar a continuación. (Perero; Roca, 2016).

- Se debe tener presente que la bomba corresponda al diámetro del tubing que está instalado.

- La capacidad de bombeo abastezca la entrega de caudal por parte del pozo y que su eficiencia corresponda a la indicada, es decir, que no sobrepase los límites de presión y caudal máximos.

Seleccionar correctamente el tamaño de bomba es de suma importancia para que pueda ingresar y recorrer el *tubing* hasta el pie de asiento sin ningún tipo de problema, entre los diámetros más utilizados en el mundo se encuentran: 2", 2 3/8", 2 1/2", 2 7/8", 3", 3 1/2", y 4". (Guadalupe; Zambrano, 2017).

1.3.5 Consideraciones en la selección y diseño del bombeo hidráulico

- Escoger si el sistema a diseñar va a ser un sistema fluido motriz abierto o un sistema fluido motriz cerrado
- Escoger la profundidad de asentamiento de la bomba
- Elegir una bomba adecuada para las condiciones del pozo y para el tubing, caudal, profundidad, presiones.
- Elegir una fuente de poder en superficie
- Escoger y diseñar la configuración de limpieza del fluido motriz
- Para una bomba KOBE se toman adicionalmente las siguientes consideraciones
- Presión del yacimiento (P_r)
- Presión de fondo fluyente (P_{wf})
- Producción del pozo (Q)
- Profundidad de asentamiento
- Profundidad de las perforaciones
- Diámetro del tubing
- Diámetro del casing
- Gravedad API del fluido producido

En la figura 1.6 se muestra un diagrama de un sistema de levantamiento hidráulico

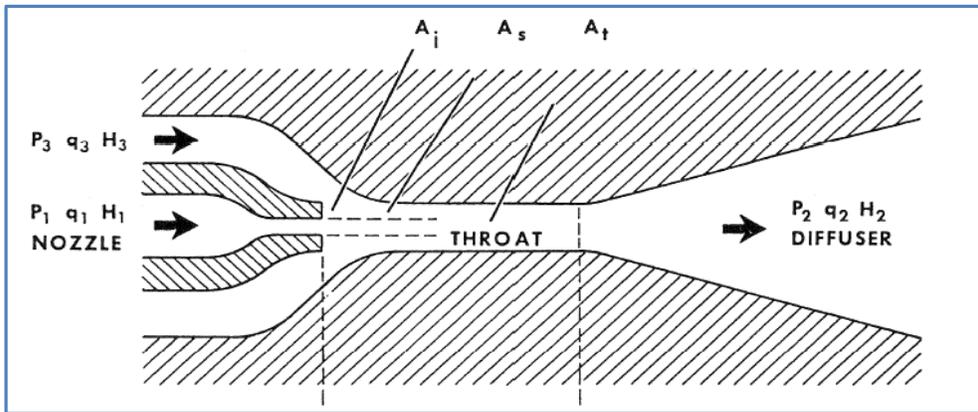


Figura 1.6 Diagrama de un sistema de levantamiento hidráulico. (Brown, 1980).

Dónde:

p_1 =presión de fluido motriz, atm

A_j = Area de la boquilla, m^2

q_1 = caudal de fluido motriz, m^3/d

A_s = Área de la garganta, m^2

p_2 = presión de descarga, atm

A_t = Área Total, m^2

q_2 = Caudal de retorno= q_1+q_3 , m^3/d

p_3 = presión en el *intake*, atm

q_3 = caudal *intake*, m^3/d

H = Presión Adimensional

N = Eficiencia de la bomba, %

En las figuras A7.1 a la A7.4 se muestran detalles de diferentes tipos de levantamiento artificial con relación al hidráulico. (Sardiñas, 2017).

1.4 Procedimiento para la instalación del sistema de bombeo hidráulico.

En la instalación de equipos de bombeo hidráulico intervienen una serie de procedimientos y actividades de importancia que deben ser atendidas y aplicadas correctamente con el fin de que la instalación sea exitosa. (Schlumberger, 2021).

Antes de comenzar la operación de instalación, el ingeniero o técnico de campo encargado de la operación se reunirá con todo el personal involucrado en la operación para asegurar que todos entiendan cuales son los procedimientos generales a seguir, el personal involucrado debe estar en completa coordinación con la instalación del equipo de bombeo hidráulico. Se hará énfasis en aquellos aspectos que afectan a la seguridad del personal, instalaciones y equipo participante en la instalación. Es importante realizar la junta de seguridad entre personal involucrado antes de comenzar la operación y guardar registro en reporte de instalación. A continuación relacionamos el procedimiento para la instalación del bombeo hidráulico: (Schlumberger, 2021).

- 1- Cuando el equipo se encuentre en el patio de tuberías se deberá posicionar las cajas del bombeo hidráulico con la punta azul hacia la boca del pozo sobre polines de madera.
2. Verificar parámetros de resistencia de aislamiento del motor y sensor.
3. Verificar alineación de la mesa de trabajo del equipo de reparación con el pozo. En caso que esta condición no se encuentre bajo los requerimientos exigidos, se deberá hacer esta alineación por parte del personal de la compañía responsable de la torre de perforación.
4. Dejar descarga ya acoplada al primer tramo para evitar aplicar torque a la rosca de conexión entre los mismos con el equipo hidráulico ya conectado.
5. Una vez concluido el armado de la camisa continuar con el ensamble del equipo hidráulico.
6. Levantar el equipo hidráulico, en base a la siguiente secuencia de instalación.
7. Conectar sensor al motor.

8. Una vez conectado el sensor al motor se debe checar datos del sensor para comprobar la integridad de la conexión. Así como el aislamiento eléctrico del motor.
9. Subir protector inferior, verificar movimiento de los ejes y acoplarlo al motor, asegurar todos los tapones de llenado y verificar giro.
10. Subir la succión y acoplarlo al protector superior y verificar giro.
11. Subir la bomba, verificar giro; realizar alineación del eje conforme a procedimiento y acoplarla a la succión.
12. Bajar equipo hidráulico hasta que el sensor quede a medio metro del piso de trabajo.
13. Conectar línea de presión de descarga en el cuerpo del sensor, (tubo de ¼")
14. Bajar equipo de bombeo hidráulico hasta que la cabeza del motor (S) se encuentre a una altura de 1.5 m aproximadamente sobre piso de trabajo.
15. Verificar continuidad fase a fase, en caso de obtenerse resultados satisfactorios proseguir con la instalación del equipo de bombeo hidráulico.
16. Bajar equipo de bombeo hidráulico lo más cercano posible a la capa productora del pozo.

1.5 Conclusiones parciales del Capítulo I

- 1- El bombeo hidráulico es considerado de bajos costos de mantenimiento con garganta y boquillas adecuadas.
- 2- El bombeo hidráulico se considera confiable con garganta y boquillas adecuadas para las condiciones operativas, evitar la cavitación con relación a la presión de entrada y el agua producida puede ser empleada como fluido de fuerza en el pozo o como fluido de separación en el sistema de tratamiento.
- 3- En la instalación de equipos hidráulico intervienen una serie de procedimientos y actividades de importancia que deben ser atendidas y aplicadas correctamente con el fin de que la instalación sea exitosa.
- 4- El bombeo hidráulico se considera bueno para pozos que requieren operación flexible, tolera grandes rangos de profundidad, de temperatura, fluidos corrosivos, y altas cargas.
- 5- Una de las principales ventajas de la bomba hidráulico es que posee alto rango de profundidad, alta eficiencia y bajo nivel de mantenimiento.

CAPITULO 2: MATERIALES Y METODOS

En este capítulo se define el método investigativo de trabajo que permita verificar la hipótesis planteada, para esto, se caracteriza el objeto de estudio y los materiales y métodos para el desarrollo de los objetivos específicos. Se realiza una búsqueda investigativa de los archivos digitalizados de toda la información del pozo, donde aparecen los resultados de las evaluaciones realizadas, interpretaciones geológicas, petrofísicas y de producción.

2.1 Caracterización del Pozo VD – 4X desde el punto de vista geológico, petrofísico y productivo

Este pozo termina su perforación el 06/10/1977, se perfora amparado en el proyecto # 1020 del yacimiento Varadero con categoría de explotación, desde el ramillete K-25 con el objetivo de extraer las reservas descubiertas por el pozo VD-3X en este entorno y completar el conocimiento de los objetivos referidos inconclusos. Este objetivo se cumple quedando en producción en mayo de 1978 en el pliegue central (PLC). Con más de 40 años de explotación y un acumulado de producción de petróleo de 10 800 m³.

El reservorio de este pozo está caracterizado por caliza pelito morfa bandeada y fracturada e intercalaciones de pedernal.

En la tabla 2.1 se muestra el comportamiento de los últimos niveles del pozo tomado del archivo digital del pozo donde se observa que este es un pozo con bajo nivel dinámico (1157 m LI) y la bomba se encuentra a 1202, con 45 m LI de sumersión. Poca columna de líquido sobre la bomba. (Colectivos de autores, 2022)

2.1 Tabla de Niveles VD- 4X

| Fecha | Pt MPa | Pc MPa | Nivel m | Hora | Observaciones |
|------------|--------|--------|---------|-------|----------------|
| 03/05/2016 | 3.4 | 2.04 | 1048 | 08:45 | |
| 09/22/2016 | 0.4 | 0.34 | 958 | 01:10 | |
| 10/26/2017 | 0.55 | 0.62 | 1121 | 11:25 | |
| 02/07/2018 | 0 | 0 | 1130 | 09:45 | |
| 02/19/2018 | FM | 0 | 1158 | 11:30 | Se reparó |
| 03/29/2019 | 0.52 | 0.55 | 1148 | 10:15 | Cerró casing |
| | 0.52 | 0.55 | 1148 | 10:35 | Casing cerrado |
| | 0.52 | 0.55 | 1148 | 11:00 | Casing cerrado |
| | 0.52 | 0.69 | 1157 | 11:25 | Abrió casing |

En la tabla 2.2 se muestran los diferentes horizontes atravesados por el pozo.

2.2 Tabla de Límites geológicos VD- 4X

| Pozo | Horizonte | Topo mts | Manto |
|-------|--------------------------|----------|-----------------|
| | | MD | |
| VD-4X | Vía Blanca | 675 | |
| | Bacunayagua | 677 | |
| | Amaro | 865 | |
| | Carmita I | 892 | |
| | Vega alta | 1203 | |
| | Morena V* | 1347 | Pliegue central |
| | Morena V1 | 1387 | Pliegue central |
| | Ronda V1-2 | 1440 | Pliegue central |
| | Cifuentes V2 | 1525 | Pliegue Central |
| | Cifuentes base Lim Gamma | 1647 | Pliegue Central |

En la tabla 2.3 aparece un resumen de los resultados de la interpretación petrofísica de los registros geofísicos del pozo con los intervalos analizados donde se muestra la litología, las porosidades y la saturación de petróleo (Sp).

Tabla 2.3 Resumen de la interpretación petrofísica del pozo VD-4X

| Intervalo(s) | | Litología | Porosidades | Sp |
|--------------|-----------|-----------|-------------|--------|
| MD | TVD | | matriz | matriz |
| m | | | % | % |
| 1741-1720 | 1741-1720 | PLC | 10 | 70 |
| 1680-1655 | 1680-1655 | PLC | 5 | 70 |
| 1640-1622 | 1640-1622 | PLC | 10 | 70 |

La producción de este pozo se controla por la Empresa de Perforación y Extracción de Petróleo Centro (EPEP-Centro), creada en 1976, ubicada en la finca “La Cachurra”, poblado de Guásimas, municipio de Cárdenas, en la provincia de Matanzas y se recolecta de forma hermética por una red de oleoductos que comunican al centro colector con el pozo. En el centro colector ocurre la primera etapa de separación del gas con el fluido que produce el pozo, el gas se envía directamente a través de un gasoducto a la planta Energas Varadero, el fluido se recolecta y se bombea, hacia la planta de procesamiento de crudo para recibir su tratamiento final y ser vendido.

El fluido que se obtiene de los pozos es una mezcla de hidrocarburos con agua, sedimentos y gas natural; la relación de cada uno de los componentes del fluido es aleatoria, la misma depende de las características de la capa productora y el nivel de explotación del pozo.

2.2 Método para el análisis de la historia de producción del pozo VD – 4X desde sus inicios de explotación hasta la actualidad

Como herramienta y como método clásico de investigación científica se utiliza la observación, para recolectar los datos necesarios para el análisis, además, es la manera básica por medio de la cual se obtiene información acerca del pozo VD-4X y así determinar el comportamiento de los indicadores de producción en el estudio exploratorio.

Dentro de los métodos teóricos se emplean el Análisis y síntesis buscando examinar y concentrar toda la información obtenida sobre el tema, para el razonamiento lógico y detallado de todos los eventos que se han llevado a cabo en el pozo VD-4X y la inducción - deducción para procesar el resultado de la herramienta utilizada.

Los métodos teóricos señalan los métodos de la ciencia que pertenecen al nivel teórico uno de ellos es el método histórico-lógico, se refiere a la historicidad y la lógica implícita en la investigación, sobre todo a la que se corresponde con el problema científico objeto de estudio. (Laffita, 2021).

El método empírico se usa en la revisión de documentos, folletos expediente del pozo, tesis, documentos de la especialidad y también se emplea los criterios de especialistas, y como herramientas de trabajo: el trabajo en grupo que se emplean tanto en el capítulo 1 y el 2. (Laffita, 2021).

Se tabulan y se grafican los principales indicadores del pozo en el período mayo/1978 a agosto/2019, ya que a partir del mes de septiembre/2019 el pozo deja de producir y queda cerrado en conservación, se tienen en cuenta los indicadores siguientes: caudal de petróleo (Qpet. m³/d), caudal de fluido (Qfluido m³/d), caudal de agua (BSW %), relación gas petróleo (RGP m³/m³), presión de capa (PC atm), presión de fondo (PF atm), para visualizar y analizar su comportamiento a través del tiempo. Para recolectar los datos de la investigación, se genera una hoja de cálculo que permite copiar los datos de los indicadores de producción del pozo mencionado anteriormente, registrados en los *softwares* SIE y Based - SAIEP que actúan como sistema automatizado de gestión de datos, el SIE es el sistema informativo de extracción de la empresa para registrar, calcular y graficar los indicadores de producción diariamente, en el gráfico de producción se recogen los datos mensuales de los indicadores de producción que se migran automáticamente del SIE a Based. En Based - SAIEP se lleva la historia completa del pozo, datos geológicos, geofísicos, de producción, reparación, investigaciones hidrodinámicas, propiedades de los fluidos y otros datos de interés. (Tavares, 2022).

2.3 Metodología para la construcción esquema de completamiento actual del pozo VD – 4X por el programa Wellview

Se incluye el esquema del pozo elaborado por el Software *Wellview* (en idioma inglés), el cual te ofrece la facilidad de construir una vista completa del pozo, donde se analizan sus complejidades tecnológicas, se le introducen todos los datos de construcción, camisas con sus diámetros y sus profundidades en cuanto a tope y base, tubería de producción con diámetro y profundidad, punzados con tope y base de cada uno de ellos, donde se comunica la capa productora con el hueco del pozo, bomba con diámetro y profundidad bajada, cemento con tope y base, fondos artificiales packer o tapones permanentes o recuperables o retenedor de cemento, horizontes productivos, tipo de terminación, si es a hueco desnudo o encamisado y manómetros para determinar las presiones con que trabaja el pozo ya sea de fondo, a la succión y a la descarga de la bomba, en este caso no se coloca manómetro en el esquema porque el pozo no tiene y las presiones se determinan por investigaciones por niveles. Todos los detalles de las facilidades que me ofrece Software *Wellview* que en español sería vista de pozo se pueden ver en la Figura A1.1.

2.4 Metodología empleada para la evaluación de la factibilidad técnica y económica del uso del bombeo hidráulico en el pozo VD – 4X

Los criterios que se usan para evaluar la factibilidad técnica y económica del uso del bombeo hidráulico en el pozo VD – 4X son los siguientes:

- 1- Comportamiento histórico de los indicadores de producción del pozo según metodología del acápite 2.2.
- 2- El estado técnico del pozo y sus complejidades tecnológicas para lo que se construye el esquema del pozo por el Software *Wellview* cuya metodología se explica en el acápite 2.3.

- 3- Potencial del pozo y su índice de productividad en el último período de producción estable (marzo/2016 a marzo/2017) por el software Vogel y por Qpotencial.
- 4- Declinación en el último período estable de producción (marzo/2016 a marzo/2017) por el Software ModZero.
- 5- Petróleo que quedan por extraer en el pozo a partir del dato de reservas que se obtiene por el Software ModZero y el petróleo acumulado en el pozo en el período de explotación que se evalúa (mayo/1978 a agosto/2019).
- 6- Resultados económicos que se obtienen por el Software Econ.

Las bases de cálculo que se tienen en cuenta para el cálculo de la efectividad técnica económica del uso del bombeo hidráulico, están dadas por los incrementos productivos esperados una vez implementada esta tecnología en el pozo y los costos, por concepto de contratación del servicio, gastos financieros, adquisición de equipos y los costos de la inversión.

Para el cálculo del potencial del VD – 4X se utiliza el *software Vogel*, (Figuras A2.1, A2.2), para ello fue necesario calcular la depresión de trabajo (ΔP), por la ecuación (2.1):

$$\Delta P = P_c - P_f \quad (2.1)$$

Dónde:

P_c = Presión de capa (atm)

P_f = Presión de fondo (atm)

La presión de capa se toma del informe de resultados investigación del pozo por curva de recuperación de nivel (CRN) que aparece en el archivo del pozo. (Colectivos de autores. 2022).

La presión de fondo se toma del informe de resultados investigación del pozo por nivel intensivo (NI) que aparece en el archivo del pozo. (Colectivos de autores. 2022).

$$IP = \frac{Q_p}{\Delta P} \quad (2.2)$$

Dónde:

Q_p = Caudal de petróleo (m^3/d)

Δp = Diferencial de presión (atm)

También se calcula el caudal teórico de la capa con el *software* Qpotencial (Tavares, 2020) que aparece en el la figura 3.5, utilizando el modelo de flujo lineal fracturado y las características geológicas, petrofísicas y de producción del pozo para validar los resultados obtenidos por Vogel.

Se calcula la declinación del pozo por el *Software* ModZero por declino exponencial (Figuras A4.1), para obtener las reservas de petróleo del pozo (valor asumido por ser un dato confidencial). (Tavares, 2022).

Como parte del análisis de factibilidad técnica y económica también se muestra el gráfico de historia de explotación del pozo vecino VD-59X como caso ejemplo positivo del uso de la tecnología de bombeo hidráulico.

2.4.1 Método para el análisis económico

Se realiza el análisis económico como parte del estudio de factibilidad técnica económica de la propuesta utilizando el *Software* Econ (Figuras A4.1), que se utiliza para realizar cálculo de efectividad técnica - económica de las mejoras para lograr incremento de producción de petróleo, funciona como hojas de cálculos vinculadas entre sí, donde se tiene en cuenta el gasto y el costo de operación del pozo, el costo de la inversión, pronóstico de producción, declinación y precio por unidad de producción del petróleo.

El incremento de producción anual es el potencial pronóstico m^3/d , multiplicado por los días trabajados en el año, expresado en miles de m^3 , el cual se afecta por el coeficiente de declinación a partir del año 2024 y así sucesivamente hasta el año 2033.

El ingreso se afecta por el precio del petróleo y por el coeficiente de costo, es decir, se le va restando por año el costo de operaciones que se le asigna a pagar en el año y en el acumulado

se descuenta a partir del 2024 el costo de la inversión y se va sumando este acumulado por año hasta lograr la ganancia total acumulada. (Colectivo de autores, 2018).

2.5 Método empleado para la propuesta de programa de trabajo para la implementación del bombeo Hidráulico en el pozo VD – 4X

Para hacer la propuesta de este programa de trabajo se tuvo en cuenta:

- 1- Los datos de construcción y datos históricos de explotación del pozo.
- 2- El objetivo del trabajo para lo cual se elabora el programa que en este caso es la instalación del bombeo hidráulico en este pozo como candidato a contrato por parte de la compañía rusa Rosnift.
- 3- Aseguramiento material y humano
- 4- Aseguramiento económico
- 5- Experiencia de instalación del bombeo electrosumergible por parte de la compañía Schlumberger en un pozo del yacimiento Varadero.

Se elabora el programa de trabajo para la instalación del bombeo hidráulico en el pozo VD – 4X (figuras A5.1 y A5.2) con las secuencias de operaciones a realizar para la instalación del bombeo hidráulico. (Colectivo de autores, 2022).

2.6 Método para el análisis de riesgos

Para el análisis de riesgos se utilizan informaciones que ya existe en trabajos de tesis anteriores donde se ha trabajado el tema de producción de petróleo las cuales están referidas en la bibliografía con los autores, (Correoso, 2018); (Franco, 2017). Se revisa la existencia de las señales necesarias para dar a conocer los tipos de riesgos que están presentes y evitar que los trabajadores tengan accidentes, se analizan los principales riesgos en los que se puede incurrir con las propuestas de mejoras, con sus medidas, seguimiento y responsables. Se analiza riesgos ambientales por cercanía del pozo con el polo turístico de Varadero.

2.7 Conclusiones parciales del Capítulo II.

1- Se tabulan y se grafican los principales indicadores de producción para su análisis e interpretación, utilizando como base el sistema digitalizado de gestión de datos, mediante los softwares SIE y Based – SAIEP y se construye el esquema actual del pozo por el *Software Wellview* (en idioma inglés).

2- Para la propuesta de uso de bombeo hidráulico en el pozo VD-4X se calcula potencial y las reservas utilizando la biblioteca digital de programas del departamento de ingeniería en yacimientos (Vogel, Qpotencial y ModZero).

3- Se utiliza como base de cálculo económico los incrementos productivos esperados una vez implementada esta tecnología de bombeo hidráulico en el pozo y los costos de la inversión, estos son introducidos en el software ECON de donde se obtiene, la producción incrementada, ingresos y acumulado.

CAPITULO 3: ANALISIS Y RESULTADOS

En este capítulo se procesan, analizan y discuten los resultados que se obtienen en la investigación, con énfasis en las propuestas del bombeo hidráulico en el pozo VD – 4X para recuperar su producción de petróleo.

3.1 Resultados del análisis de la historia de producción del pozo VD – 4X desde sus inicios de explotación hasta la actualidad

En la figura 3.1 se muestra el comportamiento de los principales indicadores de producción pozo VD – 4X, donde se observa la historia de explotación en el período mayo/1978 a agosto/2019, ya que a partir del mes de septiembre/2019 el pozo deja de producir y queda cerrado en conservación, en el año 2022 se actualiza la información del pozo y se deja cerrado en conservación, en el 2023 se vuelve a revisar la información del pozo y se realiza esta investigación con el fin de recuperar su producción.

Este pozo comienza a producir en mayo del 1978. En 10/1979 se punzó el intervalo (1741-1720) LI resultando surgente de petróleo con un caudal de 3 m³/d y choque de 5 mm, se acidificó admitiendo a 150 atm, con una presión de capa de 179 atm a 1730 m TVD. Posteriormente se investigó por curva de recuperación de presión (CRP. En 01/1983 se realiza ampliación con el intervalo (1680-1655) LI, y se da baño de ácido y se acidifican todas las zonas. El pozo quedó surgente de petróleo de forma inestable con un caudal de 6 m³/d y una presión de capa de 168 atm a 1730 m TVD.

Con el fin de estabilizar la producción del pozo se pone en explotación por bombeo desde mayo/1983 con bomba QPR 82.5 mm, lográndose un incremento de la producción hasta 20 m³/d, manteniendo estos picos hasta diciembre/1988, desde enero/1989 a julio/1990 la producción estuvo entre 15 y 16 m³/d, en agosto/1990 deja de producir por bloqueo por lo

que se realiza una acidificación y se recupera la producción con valores inestable hasta 20 m³/d, en diciembre/1992 se aumentó anclaje de la bomba de 950 m LI a 1196 m LI. La investigación de marzo/1993 arrojó una presión de capa de 141 atm a 1690 m TVD, en octubre/1993 la bomba comienza a perder eficiencia y se cambia por otra QPR de 82,5 mm en marzo/1997 con producción de aproximadamente 16 m³/d y comienza a declinar hasta 3 m³/d en diciembre /2006, en enero/2007 se cambia bomba QPR de 82,5 mm por bomba de cavidad progresiva (PCP), alcanzando caudales de 16 m³/d y en ocasiones con caída hasta de 3 m³/d hasta febrero/2014, se cambia bomba por una nueva del mismo tipo y se alcanza caudales prácticamente estable hasta junio/2015, cae la producción nuevamente hasta Marzo/2016, que se vuelve a cambiar bomba por otra del mismo tipo y se recupera la producción hasta valores de 8 m³/d.

En el período marzo/2016 - marzo/2017 los caudales se comportaron alrededor de 8 m³/d con presión de capa de 85 atm, presión de fondo de 80 atm, BSW entre (0 y 3,3) % y RGP entre (200 y 400) m³/m³ y en los últimos tiempos la producción de petróleo se comporta por debajo de 5 m³/d hasta que deja de producir por altas cargas y su bajo nivel dinámico y se deja en conservación desde septiembre/2019. La figura 3.1 muestra la historia de este pozo desde el comienzo de su explotación. (Colectivos de autores, 2022).

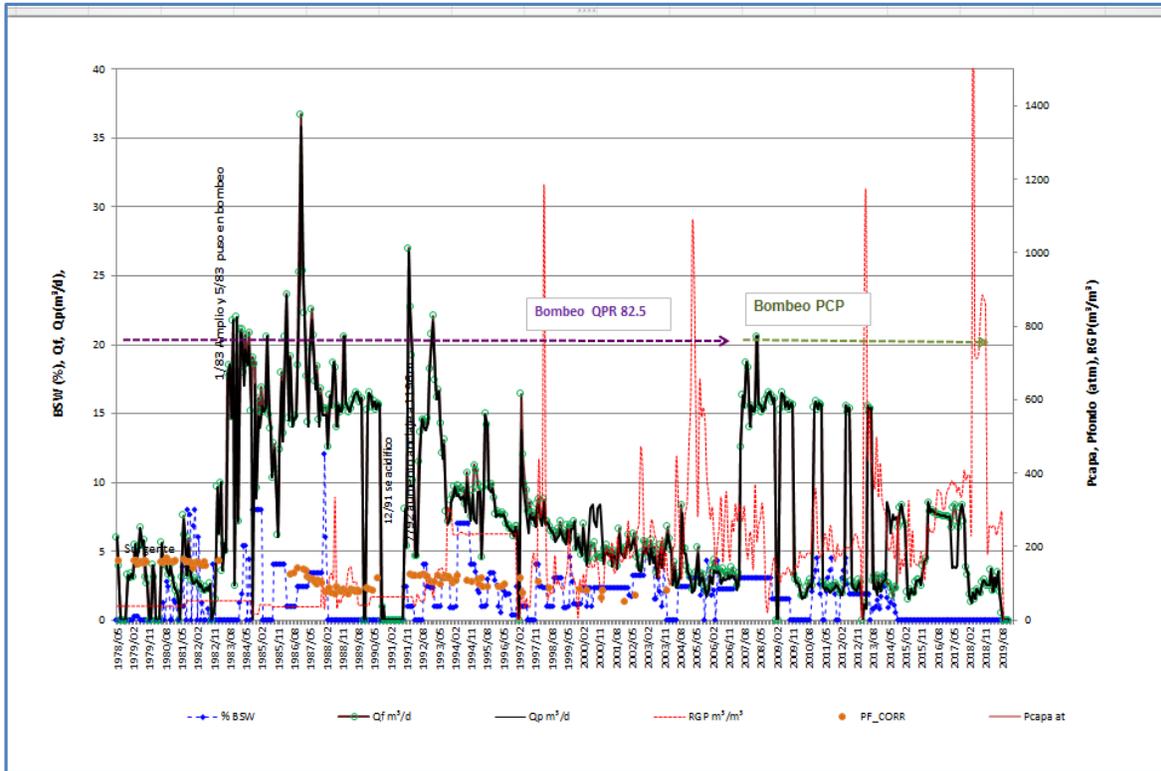


Figura 3.1 Comportamiento de los principales indicadores de producción pozo VD – 4X.

3.2 Resultados de construcción del esquema actual *Wellview* del pozo VD – 4X

En la figura 3.2 se muestra el esquema del pozo VD -4X por el *software Wellview*. En total se bajaron 3 camisas para cumplir los diferentes objetivos previstos en el proyecto. La primera camisa guía de diámetro 351 mm se coloca a la profundidad de 38 m LI, posteriormente y a la profundidad de 320 m LI se baja una camisa tranque de agua de diámetro 245 mm, se continua perforando y al arribar a la profundidad de 1745 m LI se termina la perforación y se baja la camisa de explotación de 146 mm a 1741 m LI. En la tabla 3.1 se muestra la construcción del pozo.

Tabla 3.1 Datos de construcción del pozo

| Tipo Camisa | Diámetro | | Profundidad de bajada m | | Espesor mm | Altura del cemento m |
|--------------|----------|-----|-------------------------|------|------------|----------------------|
| | Pulg | mm | Tope | Base | | |
| Guía | 13 3/4 | 351 | 0 | 38 | 10 | 0 |
| Tranque agua | 9 5/8 | 245 | 0 | 320 | 10 | 180 |
| Explotación | 5 3/4 | 146 | 0 | 1741 | 10 | 1689 |

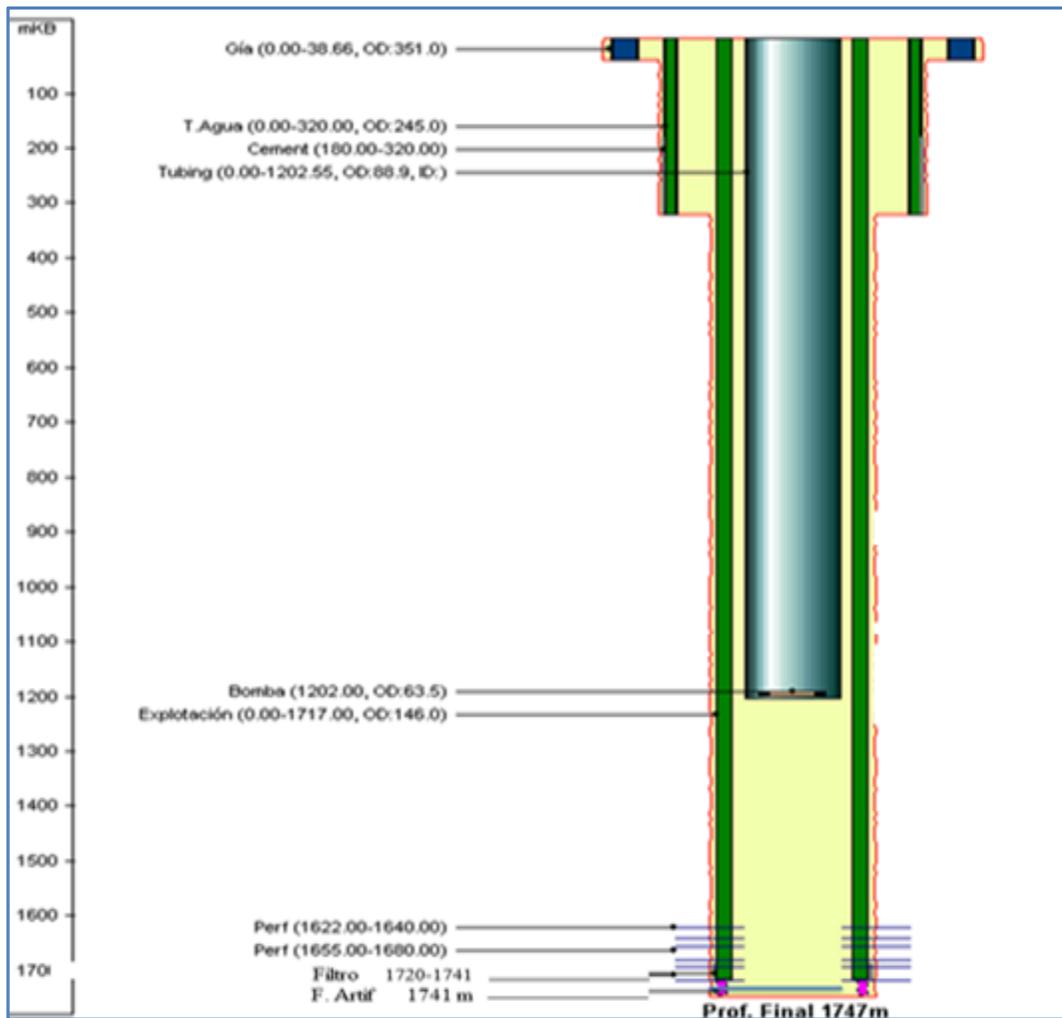


Figura 3.2 Esquema actual Wellview del pozo VD – 4X.

3.3 Resultados de la evaluación de la factibilidad técnica y económica del uso del bombeo hidráulico en el pozo VD – 4X

Con la instalación del bombeo hidráulico que se propone en el pozo VD – 4X, se pronostica recuperar la producción del pozo hasta valores cercano a su potencial, este cálculo de potencial se realiza por el Software Vogel y se valida por el Software Qpotencial, además se analizan los valores potenciales del pozo que aparecen en su historia de explotación figura 3.1.

3.3.1 Resultados del cálculo de potencial por el Software Vogel del pozo VD – 4X

Para conocer qué incremento de producción se puede lograr con la medida que se propone se realiza el cálculo del potencial del pozo con el *Software Vogel* (figuras A2.1, A2.2) y en la figura 3.3 se muestra el gráfico de demanda de producción de petróleo contra energía (Δp). Se observa que para una presión de capa de 85 atm y bajando la presión de fondo de (80 a 75) atm, se logra aumentar la depresión de trabajo (Δp) de (5 a 10) atm, para un caudal de petróleo potencial de 15.10 m³/d como se muestra en el punto rojo de la curva de demanda de producción y en el informe de resultados que se muestra más abajo en la figura 3.4. La curva azul muestra el comportamiento del % de agua del pozo.

Al programa *vogel* se le introduce datos de construcción del pozo como son intervalos abiertos en el pozo, radio del pozo, radio de drenaje, daño o *Skin*, presión de saturación y se da la opción validar para luego calcular y con la opción punto único se obtiene el gráfico y el informe de resultados.

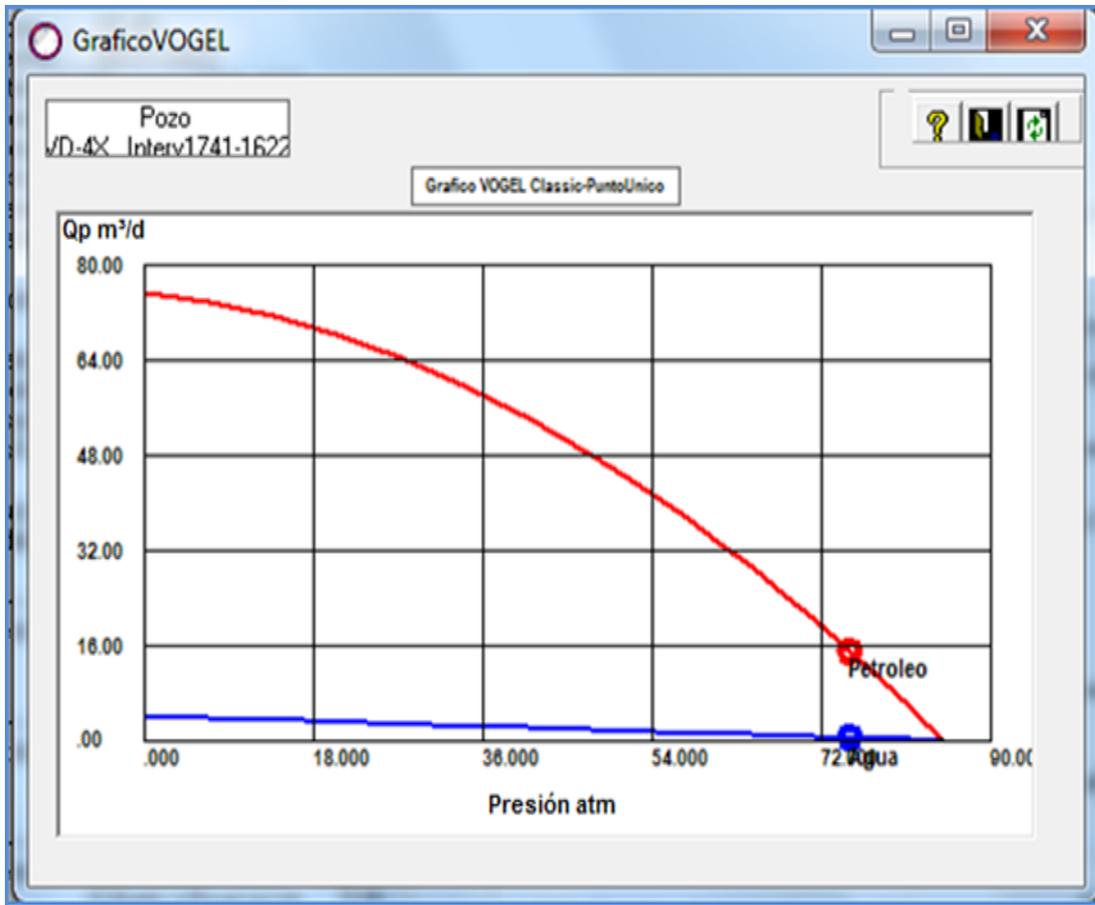


Figura 3.3 Gráfico demanda de producción vs energía del pozo VD - 4X por Software Vogel

En la figura 3.4 se muestra el informe de resultados obtenidos con el procesamiento de datos a través de dicho programa, donde se puede observar que el pozo tiene un potencial de petróleo de 15,10 m³/d para una presión de fondo mínima de 75 atm con un índice de productividad de 1,51 m³/d/atm, como indicativo de la productividad del pozo, entre el rango de 1,17 a 3,51 m³/día/atm considerado como un IP intermedio.

```

Programa VOGEL_2000
SoftYac-Varadero

Pozo..... VD-4X
Fecha.....09/21/2023
Intervalo MD.....1741-1622
Presion capa atm..... 85
Presion Saturacion atm .. 123
Skin..... 0
Radio pozo m..... .0889
Radio Drenaje m.. 200

Modelo Punto Unico

Datos Iniciales
Caudal de fluido mc/d 8      BSW % 3.03
Presion de fondo atm 80
PresFondo minima atm 75

Solucion de Punto Unico
Modelo...Classic-PuntoUnico

-----Caudales Potenciales Ppbh =0-----
Qpetròleo maximo mc/d... 75.23  Qagua maximo mc/d ... 4.12
Q fluido maximo mc/d ..... 79.35

-----Indices de Productividad -----
Jpetròleo mc/d atm..... 1.51  Jagua mc/d atm..... 0.05

-----Caudales a PresSaturacion Ppbh =Psat-----
Qpetròleo Psatur mc/d.... 0.00  Qagua a PSatur mc/d ... 0.00
Q fluido a Prsat mc/d ..... 0.00

-----Caudales Recomendados Ppbh =Prfminima-----
Qpetròleo optimo mc/d.... 15.10  Qagua optimo mc/d ... 0.48
Q fluido optimo mc/d ..... 15.58

Modelo MultiPunto

```

Figura 3.4 Resultados cálculo del potencial Vogel del pozo VD - 4X

También se realiza el cálculo del caudal teórico de la capa con el *Software* Qpotencial cuyos resultados se muestran en la figura 3.5, se utiliza el modelo de flujo lineal fracturado, se introducen los datos geológico, petrofísico y de producción del pozo, donde se obtiene un potencial de 15,04 m³/d, similar al resultado del caudal potencial del pozo calculado por el *Software* Vogel para 10 atm de depresión.

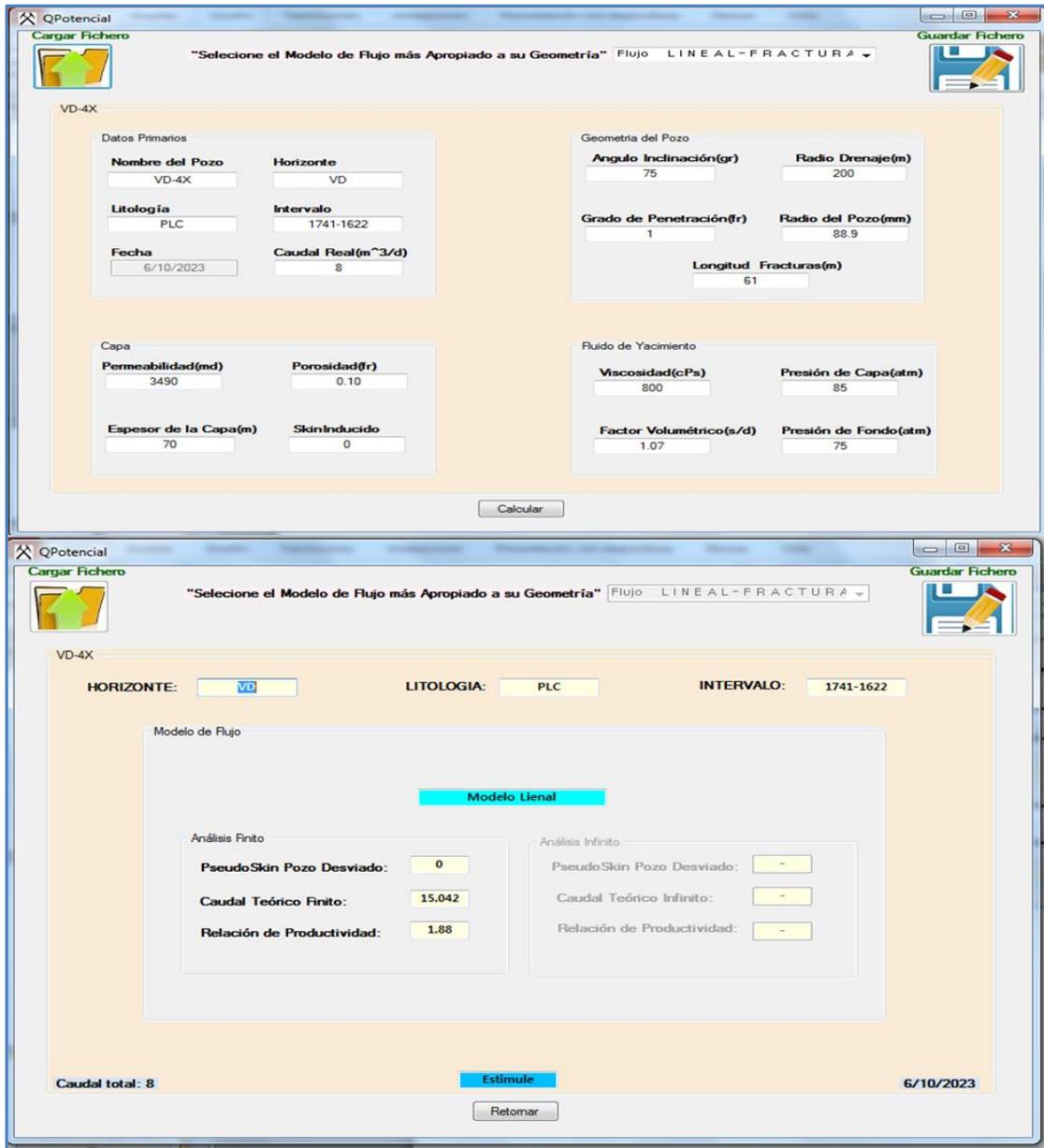


Figura 3.5 Resultados cálculo del potencial por programa Qpotencial.

3.3.2 Cálculo de declinación y reservas de petróleo en el pozo VD-4X

Se realiza cálculo de la declinación y las reservas del pozo para conocer la cantidad de petróleo que queda por extraer en el pozo en figura 3.6 se muestran el gráfico de la curva de declinación por mínimo cuadrado, que realiza el programa ModZero al cual se le introduce un fichero de datos de producción en m³/d con fecha (mes y año) del último período de explotación más estable, (marzo/2016 a marzo/2017) y se remarcan estos datos para trazar la recta para el cálculo de la declinación y reservas.

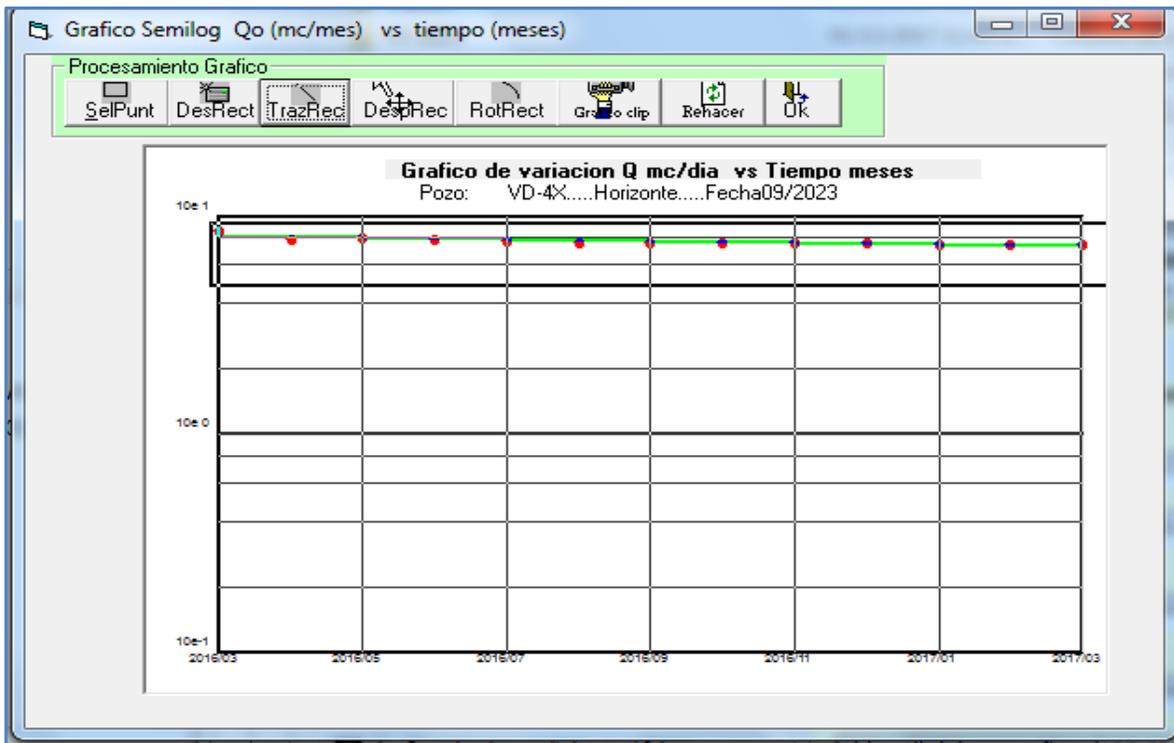


Figura 3.6 Curva de declinación por declino exponencial Software ModZero

En la figura 3.7 se muestra el cálculo de las reservas del pozo VD-4X, donde aparece la opción de selección de fichero, se seleccionan interactivamente los puntos a procesar por mínimos cuadrados para toda la serie de puntos, luego se da la opción calcular los parámetros de declinación y se graban los resultados en el proyecto correspondiente que se crea antes de

comenzar a trabajar con el *Software* ModZero y finalmente se obtiene el informe de resultados que se muestra en la figura 3.8.

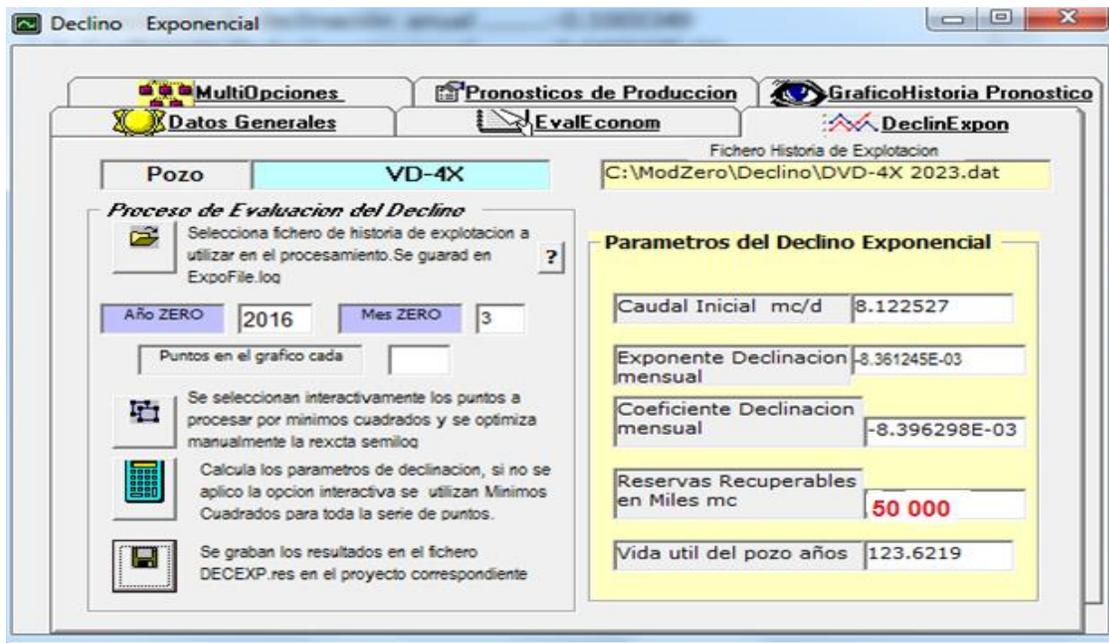


Figura 3.7 Cálculo de las reservas Pozo VD-4X por el software ModZero

Informe de resultados del procesamiento de los datos de producción por el *software* ModZero para obtener la declinación del pozo y las reservas (valor asumido por ser dato confidencial).

Figura 3.8

| | |
|---|---------------|
| 1.-Caudal Inicial en m ³ /mes..... | 243.6758 |
| 2.-Exponente de declinación anual..... | -0.1003349 |
| 3.-Coeficiente de declinación anual..... | -9.446559E-02 |
| 4.-Exponente de declinación mensual..... | - 0.0084 |
| 5.-Coeficiente de declinación mensual..... | - 0.0084 |
| 6.-Reservas Extraíbles Miles m ³ | 50.000 |

Figura 3.8 Informe de resultados del cálculo de declinación y reservas por el software ModZero

El pozo tiene un acumulado de producción de petróleo de 10 800 m³, según el cálculo de reservas que se hizo por ModZero le quedan por extraer aproximadamente 39 200 m³ de petróleo.

3.3.3 Análisis económico del uso del bombeo hidráulico en el VD-4X

Con la instalación de la bomba hidráulica en el pozo VD – 4X se pronostica un aporte de 15,10 m³/d, valor calculado por el programa Vogel y validado por el *Software* Qpotencial .

El valor estimado de la inversión es de \$ 739600,99. El resumen de los costos de la inversión aparece en la tabla 3.2.

El costo de inversión que se muestra en la tabla 3.2, se estima teniendo en cuenta el costo de la inversión que somete a consideración de CUPET la compañía mexicana “nuvoil”, interesada en brindar el servicio de instalación de bombeo hidráulico en Cuba.

Tabla 3.2 Resumen de los costos de la inversión

| DESCRIPCIÓN DEL CONCEPTO | UNIDAD | PRECIO UNITARIO (CUP) |
|--|--------------|-----------------------|
| Servicio integral de sistema artificial de producción de bombeo hidráulico, para la extracción de fluidos de formación en pozos petroleros, con capacidad operativa de 100 a 200 HP, con energía eléctrica suministrada por CUPET. | Equipo/día | 139 943,22 |
| Servicio integral de sistema artificial de producción de bombeo hidráulico, para la extracción de fluidos de formación en pozos petroleros, con capacidad operativa de 201 a 300 HP, con energía eléctrica suministrada por CUPET. | Equipo/día | 154 160,93 |
| Conjunto subsuperficial para bombeo múltiple en los pozos con tuberías de producción de 2 3/8", 2 7/8" y 3 1/2" de diámetro exterior. | Equipo/día | 7 3457,23 |
| Suministro de Ensamble de fondo con válvula de pie para TP de 2 7/8" y 3 1/2". | Pieza | 71 264,61 |
| Servicio de Inyección de Químico (Mejorador de Flujo, Inhibidor de Incrustaciones, Dispersante de Asfáltenos y Parafinas, Inhibidor de Corrosión Alta Temperatura y/o Desemulsificante) | Litro | 6 452,00 |
| Disponibilidad por causa imputable a CUPET de servicio integral de sistema artificial de producción de bombeo hidráulico, para la extracción de fluidos de formación en pozos petroleros, con capacidad operativa de 100 a 200 HP, con energía eléctrica suministrada por CUPET. | Equipo / día | 154360,00 |
| Disponibilidad por causa imputable a CUPET de Servicio integral de sistema artificial de producción de bombeo hidráulico, para la extracción de fluidos de formación en pozos petroleros, con capacidad operativa de 201 a 300 HP, con energía eléctrica suministrada por CUPET. | Equipo/día | 139 963,00 |
| Total | | 739 600,99 |

En la tabla 3.3 se muestra el comportamiento de los ingresos estimados desde el 2024 con el incremento de producción de petróleo que se logra con la instalación del bombeo hidráulico en el pozo VD – 4X, es decir se parte del incremento de producción (15,10 m³/d) y se declina esta producción hasta el 2033 para realizar pronóstico en m³/d y en miles de m³ como incremento anual y acumulado, así como los ingresos acumulados hasta el año 2033 en \$.

Tabla 3.3 Comportamiento de los ingresos desde el 2024 hasta el 2033.

| AÑOS | Costo | OPEX | TOTAL | Informacion | | Produc. | | INGRESOS | | Efectividad |
|------|----------|------|-------|-------------------|--------------------|-------------------|----------|-----------|-----------|--------------------|
| | Reparac. | | | Qoil | Incr.anual | Precio | Ingresos | Descuento | Acuml. | Acuml. |
| | \$ | \$ | \$ | m ³ /d | Mil m ³ | \$/m ³ | \$ | \$ | \$ | Mil m ³ |
| | 739601 | | | | | | -739601 | -739601 | -739601 | |
| 2024 | | 1500 | 1500 | 15.10 | 5.511 | 5300 | 29206800 | 29206800 | 28467199 | 5.511 |
| 2025 | | 1635 | 1635 | 13.80 | 4.704 | 5300 | 24927163 | 24927163 | 53394362 | 10.215 |
| 2026 | | 1782 | 1782 | 12.61 | 4.299 | 5300 | 22781424 | 22781424 | 76175786 | 14.513 |
| 2027 | | 1943 | 1943 | 11.53 | 3.929 | 5300 | 20820340 | 20820340 | 96996126 | 18.442 |
| 2028 | | 2117 | 2117 | 10.53 | 3.591 | 5300 | 19028016 | 19028016 | 116024142 | 22.033 |
| 2029 | | 2308 | 2308 | 9.63 | 3.282 | 5300 | 17389924 | 17389924 | 133414067 | 25.314 |
| 2030 | | 2516 | 2516 | 8.80 | 2.999 | 5300 | 15892788 | 15892788 | 149306855 | 28.313 |
| 2031 | | 2742 | 2742 | 8.04 | 2.741 | 5300 | 14524472 | 14524472 | 163831326 | 31.054 |
| 2032 | | 2989 | 2989 | 7.35 | 2.505 | 5300 | 13273885 | 13273885 | 177105211 | 33.559 |
| 2033 | | 3258 | 3258 | 6.72 | 2.289 | 5300 | 12130891 | 12130891 | 189236102 | 35.849 |

El impacto que posee esta inversión se ve directamente reflejado en el incremento de la producción de petróleo crudo del pozo de 15,10 m³/d a partir de la implementación del bombeo hidráulico a partir del año 2024, luego a esta producción incrementada se le aplica una declinación de un 9 % para realizar pronóstico hasta el 2033, es por eso que se observa esa pendiente de declinación de la producción a partir del primer año de implementación de la tecnología y se comienza a obtener ganancia desde el primer año una vez que se paga el costo de la inversión, según se muestra en el gráfico de la figura 3.9.

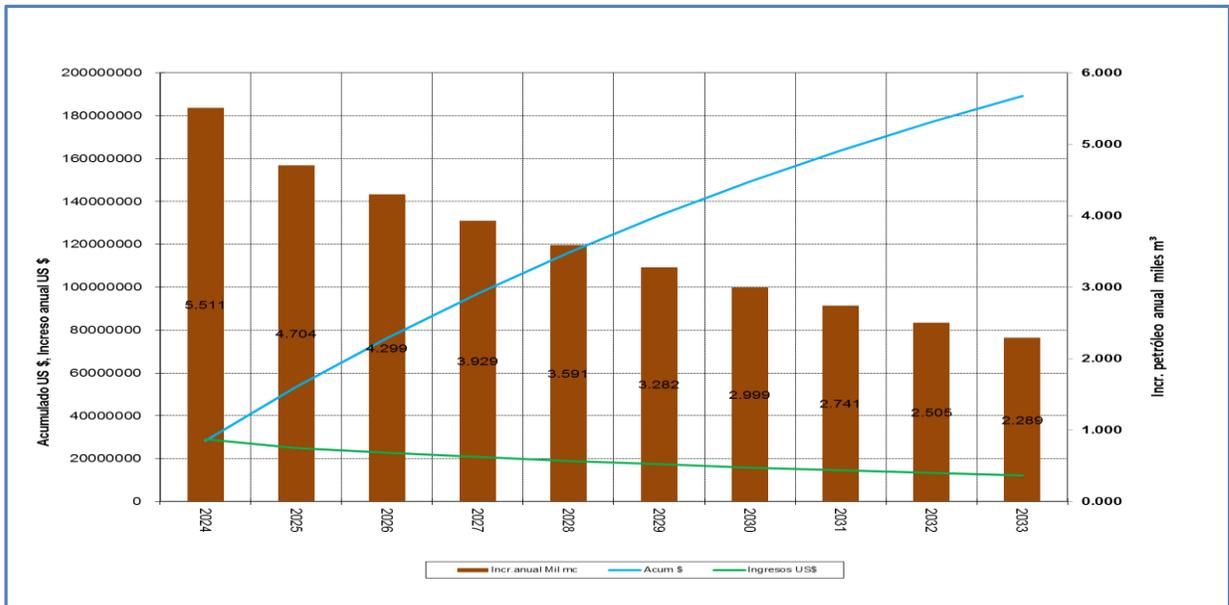


Figura 3.9 Comportamiento de indicadores de factibilidad técnica económica del bombeo hidráulico del pozo VD – 4X.

3.4 Programa de trabajo para la implementación del bombeo hidráulico en el pozo VD – 4X

Se elabora el programa de trabajo para la implementación de la bomba hidráulico en el VD – 4X (figuras A5.1 y A5.2), con las siguientes secuencias de operaciones:

1. Recibir pozo y área de trabajo del centro colector y abrir orden de trabajo.
2. Montar equipo de intervención cumpliendo con las distancias establecidas por regulaciones.
3. Realizar reunión de pre-arrancada. Comprobar plan de evacuación, planes de riesgos, y certificación del personal de operación.
4. Realizar la puesta en marcha del equipo de intervención (listado de chequeo)
5. Realizar plan de control de pozo propuesto por el grupo de Yacimiento de EPEPC bajo la supervisión del personal del centro colector.

6. Desalojar pozo por *tubing*.
7. Controlar *tubing* de ser necesario, mantener *casing* abierto para el centro colector durante la maniobra de cabilla.
8. Desmontar U/F.
9. Sacar varillón con sus accesorios, montar BOP de cabilla.
10. Montar mesa de trabajo y accesorios de cabilla.
11. Circular de tubing a casing con 25 m³ de agua caliente + 20 m³ de petróleo ligero + 10 m³ de agua técnica.
12. Sacar cabilla de 1'' con rotor de PCP partiendo para el muelle.
13. Desmontar mesa de trabajo y accesorios de cabilla.
14. Desmontar composición de bombeo.
15. Hacer prueba de presión y de funcionamiento, según procedimiento.
16. Bajar tubería con escariador de camisa.
17. Desmontar mesa de trabajo y BOP de tubería.
18. Pozo preparado para el completamiento con bombeo hidráulico.
19. Hacer prueba de presión y de funcionamiento, según procedimiento.
20. Montar mesa de trabajo y accesorios de tubería.
21. Armar bomba hidráulica según instrucciones del supervisor de la compañía.
22. Desmontar mesa de trabajo y BOP de tubería.
23. Arrancar el sistema según recomendaciones del supervisor.
24. Desmontar equipo. Acondicionar área.
25. Cerrar orden de trabajo y entregar pozo al centro colector.

3.5 Análisis de riesgos.

El área presenta todas las señales necesarias para dar a conocer los tipos de riesgos que están presentes y evitar que los trabajadores tengan accidentes, en caso de que ocurra una emergencia por explosión, derrames, incendio, salideros, etc. En la tabla 3.4 aparecen los

principales riesgos en los que se puede incurrir con las propuestas de mejoras, con sus medidas, seguimiento y responsables.

La cercanía del pozo VD-4X al polo turístico Varadero, no solo impacta al medio ambiente en los procesos de perforación, extracción, colección y transportación, también impacta en aquellos procesos que emplean este y sus derivados como materia prima por ejemplo en la fabricación de medicinas, fertilizantes, productos alimenticios, objetos de plástico, materiales de construcción, pinturas, textiles y para generar electricidad por lo que no se debe perder su control estricto de vista (Franco, 2017).

Principales riesgos de estas propuestas

- 1- Disminución en los pronósticos de incremento de producción del pozo a partir de la aplicación del bombeo electrosumergible.
- 2- Disminución de los precios del crudo en el mercado.
- 3- Aumento de los costos de producción.

Tabla 3.4 Otros riesgos. (Correoso.2018)

| Riesgos | Medidas | Seguimiento | Responsables |
|--|--|---|--|
| Afectaciones de origen natural o fuerza mayor (climatológicas) | Seguir el Plan contra Catástrofes y las orientaciones de la Defensa Civil. | Plan contra catástrofes | Esp. Seguridad Industrial |
| Afectaciones por causas físicas: explosiones, incendios de los equipos, derrame, salideros | Cumplir con las normas de seguridad industrial y con los planes de seguridad y protección. | Control diario de las condiciones de seguridad en las instalaciones | Jefe de centros colectores, Esp. Seguridad y Protección Esp. Seg. Industrial |

La implementación de esta tecnología en los pozos de petróleo, está fundamentada, además desde el punto de vista técnico y desde el punto de vista de la seguridad y salud de los trabajadores de esta empresa.

Se encuentran confeccionados los planes de seguridad laboral, donde se plasman las medidas para eliminar los riesgos laborales o minimizarlos en su totalidad y proteger presurosamente la seguridad de los trabajadores.

3.6 Conclusiones parciales del Capítulo III.

- 1- La propuesta del uso de bombeo hidráulico en el pozo VD-4X resulta factible ya que permite recuperar la producción del pozo con un aporte de 15,10 m³/d y recupera la inversión en el primer año de explotación.
- 2- El uso del bombeo hidráulico en el pozo VD-4X permite su explotación a su máximo potencial ya que se puede bajar la bomba a una mayor profundidad, al poder manejar las altas cargas y el bajo nivel dinámico del pozo.
- 3- Se calculan las reservas de petróleo del pozo y se realiza pronóstico de producción por 10 años después de implementar el bombeo hidráulico a partir del año/2024 hasta el 2033.

CONCLUSIONES GENERALES

- 1- Se demuestra que con la implementación del bombeo hidráulico en el pozo VD – 4X se puede recuperar su producción de petróleo con un aporte de 15,10 m³/d a partir del año 2024.
- 2- Con la implementación del bombeo hidráulico en el pozo VD – 4X se pronostica un acumulado de petróleo en el primer año de 5 511 m³ y hasta el 2033 de 35 849 m³ con una declinación de la producción de un 9 %.
- 3- La propuesta del bombeo hidráulico en el pozo VD – 4X tiene una gran efectividad técnico – económica ya que se espera un ingreso total en el primer año de \$ 28 467 199 CUP a un precio estimado de \$ 5 300 CUP el m³ de petróleo, además este petróleo puede ser utilizado para la generación de energía eléctrica, en la producción gas licuado y azufre.
- 4- Se elaboró el programa de trabajo con las secuencias de operaciones a llevar a cabo para la implementación del bombeo hidráulico en el pozo VD – 4X.

RECOMENDACIONES

- ✓ Aplicar el programa de trabajo que se propone para la implementación del bombeo hidráulico en el pozo VD – 4X.
- ✓ Realizar estudio a otros pozos del Varadero Oeste extendidos para proponer bombeo hidráulico.

BIBLIOGRAFIA

1. Araya, A. (2009). *“Análisis Técnico-Económico para el Cambio de Levantamiento Artificial en Cuatro Pozos del Campo Shushufindi”*. Tesis, Escuela Politécnica Nacional.
2. Berger Brill, D. (1992). *“Petróleo Moderno”*. USA. Penn Well Publishing Company. USA.
3. Brown, K. (1980). *“The technology of Artificial Lift Methods”*. University of Tulsa.
4. Colectivo de autores. 2022. *“Archivo digitalizado de pozos del Yacimiento Varadero”*. Departamento de Yacimiento. EPEP-C. Cuba.
5. Colectivo de autores. 2019. *“Introducción a la Industria Petrolera”*. Cuba.
6. Colectivo de autores. (2022). *“Software SAIEP. Base de datos”*. Departamento de Yacimiento. EPEP-C Cuba.
7. Colectivo de autores. (2022). *“Software SIE. Sistema digitalizado de gestión de datos”*. Departamento de Yacimiento. EPEP-C. Cuba
8. Correa Armando. 2018. *“Certificación Internacional de operadores de producción de petróleo y gas. Varadero”*. Centro Politécnico del Petróleo. Cuba.
9. Correoso Eloisa. 2018. *“Propuesta de mejoras al proyecto de producción de petróleo y gas del Yacimiento Varadero para aumentar producción”*. En opción del título de Especialista en Perforación de pozos de petróleo y producción de petróleo. Mención: Producción de petróleo. Cuba.
10. Crane Co. 1986. *“Flow of Fluids through valves, fitting, and pipe”*, N.Y, U.S.A.
11. Ferrer, M. (2010). *“Fundamentos de la Ingeniería de Yacimientos”*. Maracaibo: Astro Data S.A Venezuela.
12. Franco, J. L. (4 de 1 de 2017). *“Curso técnico de la industria petrolera”*. Obtenido de Oilwatch. Bogotá Colombia: <http://oilwacht.com>.

13. Gonzáles Julio; Becerra Oscar; Gala Miguel; Pérez Eduardo. 2014. *“Optimización de la producción en el yacimiento Varadero”*. Informe interno CUPET. Cuba.
14. Guadalupe Jhon Jonna Than, Zambrano Carlos Adrian. 2017 *“Diseño de la bomba hidráulica en el pozo Espol-01 para cambio de sistema de levantamiento artificial de bombeo electrosumergible a bombeo hidráulico tipo jet”*. Ecuador
15. Hernández Pinto, D. J., y Pradas Avellaneda, S. Á. (2018). *“Identificación de los pasivos ambientales generados por la explotación de Hidrocarburos en el campo Palaya, Finca El Desquite, Puerto Boyacá - Fase I”*. Santander, Bucaramanga.
16. Laffita, A. L. (2021). *“Taller de metodología de la investigación”*. Cárdenas.
17. López J. O., et al (2004). *“Clasificación de los petróleos cubanos desde el punto de vista de su origen (generación)”*. (Segunda edición ed.). Amsterdam.
18. Perero, D., Roca R. (2016). *“Análisis Técnico Económico para el Cambio de Sistema de Levantamiento Artificial de Bombeo Hidráulico a Bombeo Electrosumergible Realizado en el Campo FICT”*. Ecuador.
19. Ray Ivey. 2020. *“Elevación artificial en pozos horizontales”*. La Habana. Cuba
20. Sardiñas Luis Alberto. 2017. *“Evaluación de la elevación artificial en pozos de la EPEO-centro”*. Cuba.
21. Schlumberger. 2021. *“Procedimientos de instalación de bombeo hidráulico”*. Cuba
22. Tavares Noa David. 2022. Departamento de Yacimiento. *“Biblioteca digital de Softwares de Ingeniería en Yacimientos de petróleo y Gas”*. Varadero. EPEP-C. Cuba.
23. Tavares Noa, D. (2022). *“Software ECON para cálculo de efectividad técnico - económica”*. Varadero EPEPE-Centro. Cárdenas, Matanzas, Cuba.
24. Tavares Noa David. 2020. Departamento de Yacimiento. *“Software Vogel para el cálculo de potencial de pozos de petróleo”*. Varadero. EPEP-C. Cuba.
25. Tavares Noa David. 2020. Departamento de Yacimiento. *“Software Qpotencial Validar el cálculo de potencial de pozos de petróleo”*. Varadero. EPEP-C. Cuba.
26. Tavares Noa David. 2022. Departamento de Yacimiento. *“Software ModZero para el cálculo de declinación y reservas en pozos de petróleo”*. Varadero. EPEP-C. Cuba.

27. Tavares David. 2021. Departamento de Yacimiento. *“Software Wellview para construcción de esquema de pozos de petróleo”*. Varadero. EPEP-C. Cuba.
28. Thomas José Eduardo. 2001. *“Fundamentos de Ingeniería del petróleo”*, 2da edición. Brasil.
29. Verrier José miguel. 2019. *“Revista de Ciencia y Técnica de la EPEPC”*. 5ta Edición. Cuba.
30. Wilson P.M., 1996. *“Intoducción hidraulic pumping”*. USA

SIMBOLOGÍA

IP -----Índice de productividad ($\text{m}^3/\text{d}/\text{atm}$)

Pc-----Presión de capa (atm)

Pf-----Presión de fondo (atm)

ΔP -----Depresión (atm)

RGP-----Relación Gas Petróleo (m^3/m^3)

BSW-----Agua y sedimento en el fondo (por sus siglas en inglés) (%)

Qp-----Caudal de petróleo (m^3/d)

Qf-----Caudal de fluido (m^3/d)

Qg-----Caudal de gas (m^3/d)

mc -----Metro cúbico.

m^3 -----Metro cúbico

m^3/d -----Metro cúbico por día

mm-----Milímetro

km-----Kilómetro.

m-----Metro.

MD----- Milidarcy

CP----- Centipoise

s-----Segundo

Mm³-----Miles de metros cúbicos

atm-----atmósfera

-----.

MD (LI) -----Measured depht (Mide la distancia por largo del Instrumento).

TVD-----True Vertical Depht (mide la distancia vertical).

VD-----Varadero

BFPD-----Barriles de fluido por día

BPD-----Barriles por día

SLB-----Compañía Schlumberger

GLR-----Relación gas líquido

ANEXOS

Anexo 1

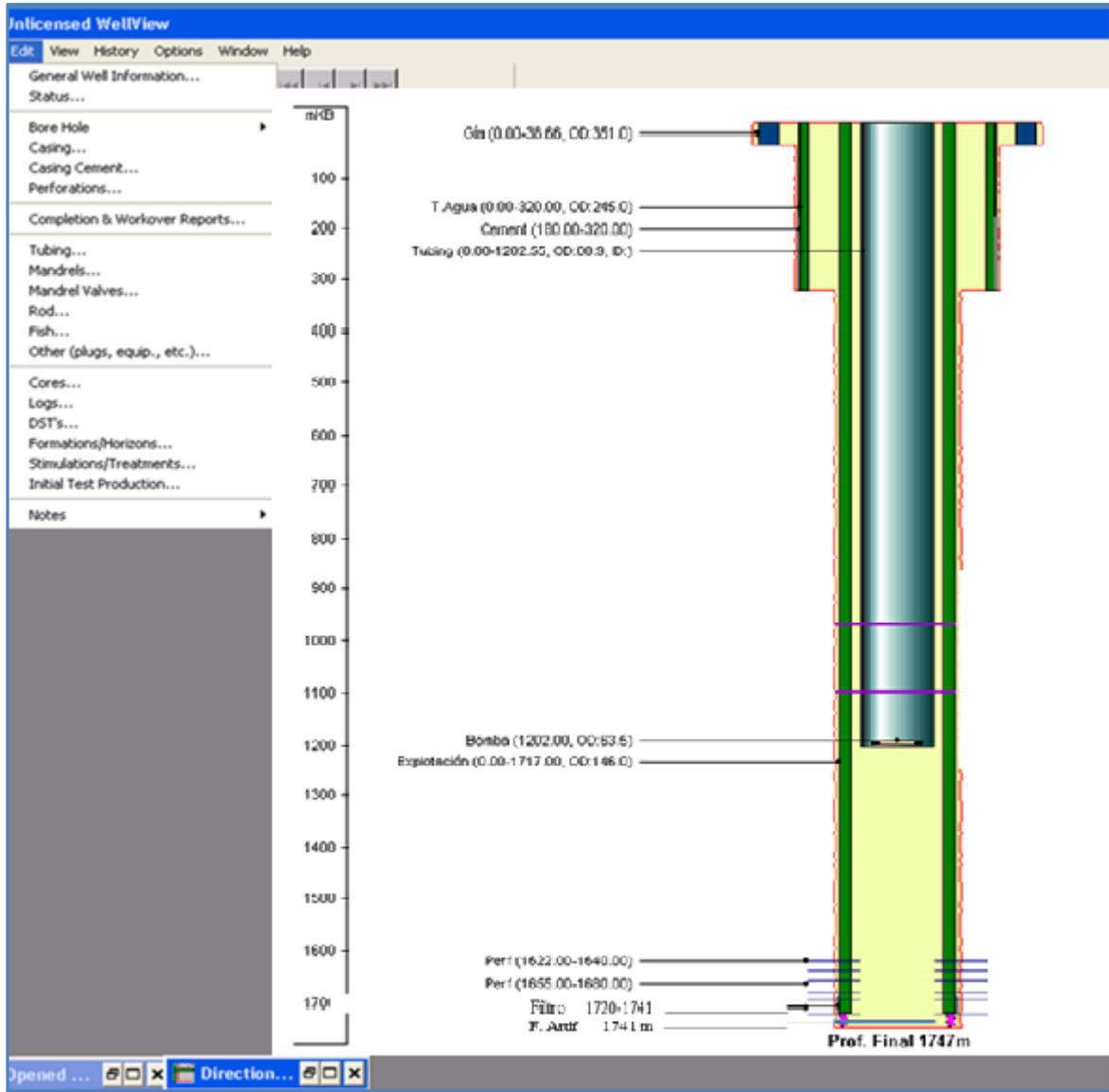


Figura A1.1 Esquema actual del pozo VD-4X elaborado por el Software *Wellview*. (Tavares, 2021)

Anexo 2



Figura A2.1 Presentación *Software Vogel*. (Tavares, 2020)

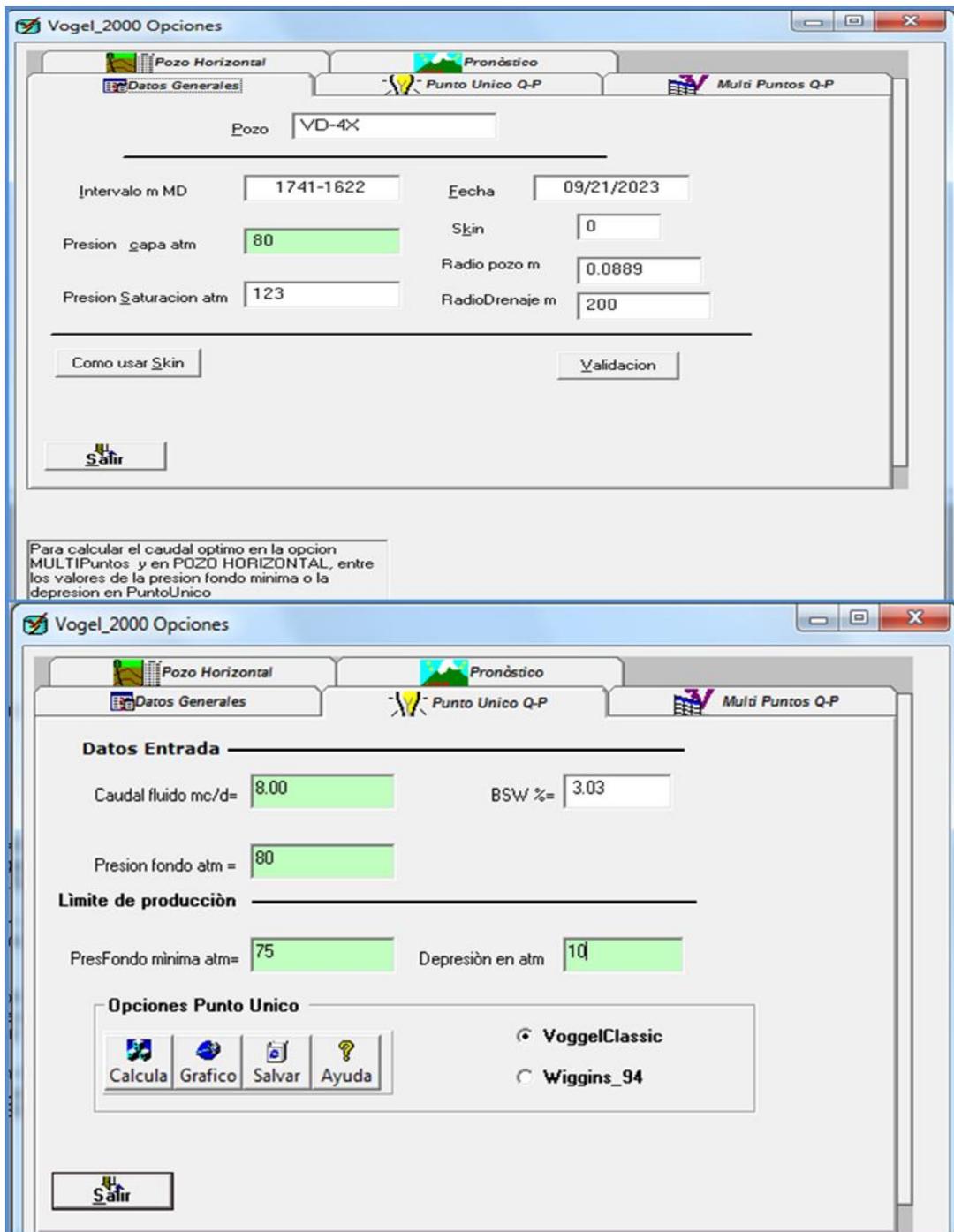


Figura A2.2 Procesamiento para el cálculo del potencial productivo del Pozo VD-4X por el *Software Vogel*. (Tavares, 2020)

Anexo 3

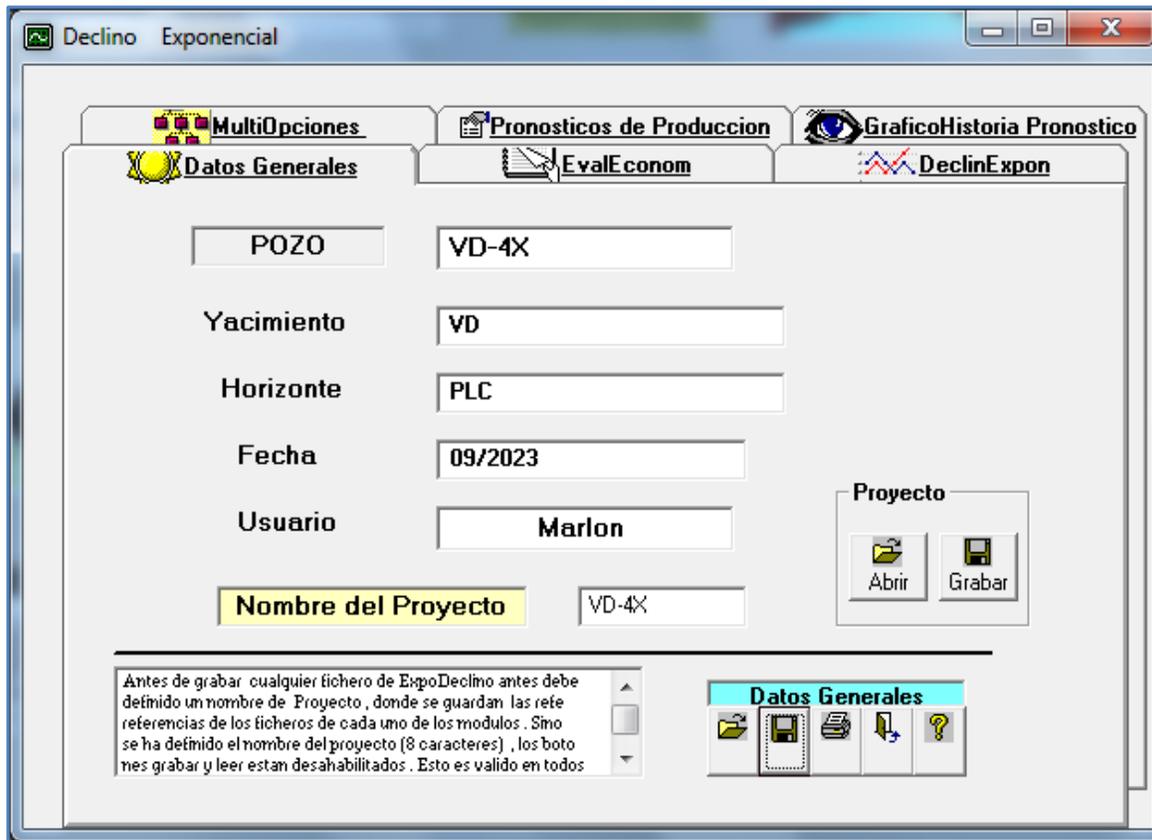


Figura A3.1 Cálculo de declinación exponencial del pozo VD-4X por Software ModZero declino. (Tavares, 2022)

Anexo 4

| | | | | | | | |
|--|-------------|---------|-----------------------|----------------------|----------|----------|------|
| FILE:PRODEXTRA | | | | | | | |
| | | | PRODEXTRA | | | | |
| | | POZO... | Varadero (Pronostico) | | | | |
| Horizonte | | Plieque | | Yacimiento | VARADERO | | |
| Dens Red | | ha/pozo | | Rgeologica | | Miles mc | |
| Delta N actual CNW | | 0 | Miles mc | Produccion | | Miles mc | |
| Presion capa | | | atm | Acum antes | | | |
| Pres saturacion | | | atm | | | | |
| Hreferencia | | | mts | | | | |
| Delta ZCAP | | | mts | | | | |
| | DATOS | DE | LA | ACION INCREMENTADA | | | |
| Qoil base | 1 | mc/d | | cremento inicial | | 14.1 | mc/d |
| Dec antes CNW | | 0.09 | | Declino despues CNW | | 0.09 | |
| (los declinos son exponentes anuales) | | | | | | | |
| | INDICADORES | | | PRONOSTICOS | | | |
| Tiempo Qbase=QCNW | | | #jDN/0! | años | (Teg) | | |
| Incremento total al tiempo Teg | | | #jDN/0! | mc | petroleo | | |
| Produccion sin CNW a Teg | | | #jDN/0! | mc | petroleo | | |
| Produccion con CNW a Teg | | | #jDN/0! | mc | petroleo | | |
| SOFT YAC 1994 | | | | ECONOMIC EVALUATIONS | | | |

Figura A4.1 Presentación del software ECON utilizado en los cálculos de efectividad técnico - económica. (Tavares, 2022)

Anexo 5

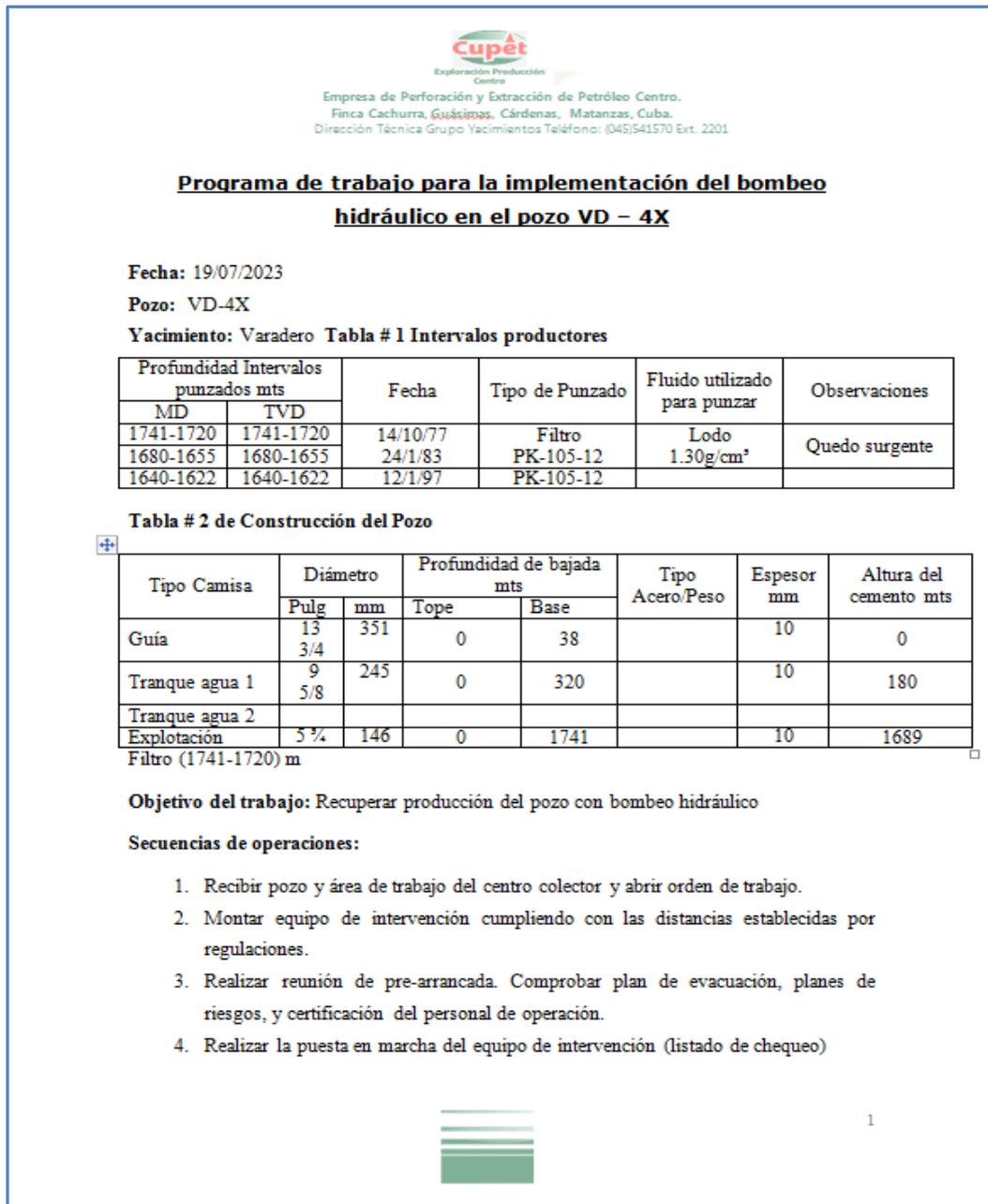


Figura A5.1 Programa de trabajo para la implementación del bombeo hidráulico en el pozo VD – 4X.



Exploración Producción
Centro

Empresa de Perforación y Extracción de Petróleo Centro.
Finca Cachurra, Guáimás, Cárdenas, Matanzas, Cuba.
Dirección Técnica Grupo Yacimientos Teléfono: (045)541570 Ext. 2201

5. Realizar plan de control de pozo propuesto por el grupo de Yacimiento de EPEPC bajo la supervisión del personal del centro colector.
6. Desalojar pozo por *tubing*.
7. Controlar *tubing* de ser necesario, mantener *casing* abierto para el centro colector durante la maniobra de cabilla.
8. Desmontar U/F.
9. Sacar varillón con sus accesorios, montar BOP de cabilla.
10. Montar mesa de trabajo y accesorios de cabilla.
11. Circular de tubing a casing con 25 m³ de agua caliente + 20 m³ de petróleo ligero + 10 m³ de agua técnica.
12. Sacar cabilla de 1'' con rotor de PCP partiendo para el muelle.
13. Desmontar mesa de trabajo y accesorios de cabilla.
14. Desmontar composición de bombeo.
15. Hacer prueba de presión y de funcionamiento, según procedimiento.
16. Bajar tubería con escariador de camisa.
17. Desmontar mesa de trabajo y BOP de tubería.
18. Pozo preparado para el completamiento con bombeo hidráulico.
19. Hacer prueba de presión y de funcionamiento, según procedimiento.
20. Montar mesa de trabajo y accesorios de tubería.
21. Armar bomba hidráulica según instrucciones del supervisor de la compañía.
22. Desmontar mesa de trabajo y BOP de tubería.
23. Arrancar el sistema según recomendaciones del supervisor.
24. Desmontar equipo. Acondicionar área.
25. Cerrar orden de trabajo y entregar pozo al centro colector.



Figura A5.2 Programa de trabajo para la implementación del bombeo hidráulico en el pozo VD – 4X con secuencias de operaciones y necesidades.

Anexo 6

| | Vástago de Succión | ESP | Cavidad Progresiva | Hidráulico | Método de levantamiento Artificial | Colgador del levantamiento artificial |
|--|--|--|--|--|---|--|
| Volúmenes operativos | (5-500) bamiles/día (BPD) 9000 BPD posible | (200 – 30,000) bamiles/día (BPD) típico. | (10 – 4,500) bamiles/día (BPD) típico. | (300 – 15,000) bamiles/día (BPD) típico. | (300 – 15,000) bamiles/día (BPD) típico. | (1 – 30) bamiles/día (BPD) típico. |
| Alto volumen de elevación | Aceptable. Restringido a poca profundidad empleando bombas de mucho diámetro: Rango más cerca de 4000 bamiles/día (BPD) desde 1000 pies y 1000 BPD hasta los 5000 pies con tubuladura correcta. | Limitado por la medida de camisa y la potencia. Con camisa de (5-1/2)" se pueden producir 4000 bamiles/día (BDP) desde los 4000 pies con 240 HP. | Aceptable/Buena Capaz de producir 5600 BPD a 9800 pies. | Excelente Puede producir hasta 15,00 BPD y más con presión de fondo adecuada diámetro tubular y potencia. | Excelente. 30,000 bamiles/día (BPD) típico. | Muy pobre. (1 – 30) BPD promedio. |
| Bajo volumen de elevación | Excelente. Método comúnmente empleado en la mayoría de los pozos. | Generalmente pobre Baja eficiencia y altos costos operativos para < 400 BPD. | Bueno/Excelente 10 BPD común | Aceptable. >200 BPD a 4,000 pies y <20 BPD a 4,000 pies con cola de tubería. | Aceptable. 200 BPD típico par fin de producción. | Excelente. Volúmenes tan bajos como 1 BPD. |
| Profundidad operativa TVD | 100 pies a 16000 pies. | 1000 pies a 15,000 pies. | 2,000 pies a 15,000 pies. | 5,000 pies a 15,000 pies. | 5,000 pies a 15,000 pies. | 15,000 pies a 19,000 pies. |
| Temp. de operación | 40° - 550° F | 100° - 400° F | 75° - 250° F | 100° - 500° F | 100° - 500° F | 120° - 500° F |
| Manejo de gravedad del fluido/alta viscosidad | >8° API Bueno Para fluidos < 200 cp. y bajo caudal(400 BPD). | >10° API Aceptable. Limitado a < 200 cp. | <35° API Excelente La presencia de aromáticos en crudos de >35° | >8° API /Excelente agua con flui-do de potencia reducen las pérdidas por fricción. | >15° API a medida que aumenta la viscosidad disminuye la eficiencia | La caída del colgador se convierte en un problema con crudos de < 20° API. |

Figura A6.1 Comparación del bombeo hidráulico con diferentes tipos de levantamientos artificial

| | Vástago de Succión | ESP | Cavidad Progresiva | Hidráulico | Método de levantamiento Artificial | Colgador del levantamiento artificial |
|---|--|--|---|---|--|--|
| Capacidad de entrada | Excelente. >25 libras/pulg ² factibles con capacidad de flujo adecuada en la entrada de la bomba, venteo del gas. Típico de 50 a 100 libras/pulg ² . | Aceptable. Con poco gas libre (> 250 libras/pulg ² presión de entrada a la bomba). Pobre si el gas libre es 5 %. | Excelente con poco o ningún gas libre. | Pobre. >300 libras/pulg ² a 5000 pies con baja relación gas-liquido, el diseño típico es un 20 % sumergido. | Aceptable. Similar al jet, por las mis-más razones. | Bueno/ El tubing es virtualmente de extremo abierto. |
| Aplicación en pozos inclinados y desviados | Aceptable. Cargas aumentadas y problemas de desgaste alto ángulo en los caños desviados (>70°) y horizontales. | Bueno. Pocos problemas. Limitada experiencia en pozos horizontales requiere de grandes radios de doblaje para pasar. | Aceptable Dado que el vástago no es reciprocante se pueden usar centralizadores no giratorios para minimizar el desgaste del vástago y el tubing | Excelente. Las bombas cortas pueden pasar por las patas de perro hasta 24°/100 pies en tubing de 2". | Bueno. Puede requerirse un tubing mayor para mantener el volumen de fluido cuando se alcanza la horizontal. | Bueno Un colgador más corto puede pasar por radios más doblados del tubing. |
| Costo capital | De bajo a moderado. Aumenta con la profundidad y el tamaño. | Relativamente bajo con disponibilidad de líneas eléctricas. | La mitad del de vástago y la quinta parte del ESP. | Competitivo con el de vástago. Aumento con la potencia. | Equipamiento de profundidad barato. | El más barato de todos los sistemas de elevación artificial. |
| Completamiento en caños delgados | Factibles para bajos niveles de producción (< 100 BPD) usado con tubing de 1.5". | No hay instalaciones conocidas. | Pobre. tubing de: I.D 2 7/8" muy pequeño. | Excelente En aplicaciones con bombas jet en cola de tubería jet. | Bueno Con cola de tubería | Mecánicamente posible. Depende de la capacidad del pozo. |

Figura A6.2 Comparación del bombeo hidráulico con diferentes tipos de levantamientos artificial

| | Vástago de Succión | ESP | Cavidad Progresiva | Hidráulico | Método de levantamiento Artificial | Colgador del levantamiento artificial |
|--|--|--|--|---|--|---|
| Eficiencia (potencia hidráulica de salida / potencia hidráulica de entrada) | Excelente. Eficiencia total del sistema. Llenado total de bomba. Si no hay sobre bombeo la eficiencia es de entre (50 y 60) %. | Bueno (50 %) Para pozos de alto rango aunque decrece para < 1000 BPD. La eficiencia total cae a aprox. 40 %. | Excelente. (60-70) % típico. | Aceptable a pobre. Máximo 30 %. Fuerte influencia de los fluidos de fuerza más el gradiente de producción. Eficiencia operativa de (10 a 20) %. | 30 % o más dependiendo de la cantidad de gas que aporta la formación. | No disponible |
| Flexibilidad | Bueno. Desde la superficie se puede alterar la velocidad, la carrera | Pobre. Las bombas funcionan a la misma velocidad. | Bueno. Rango típico de producción de 20:1 se alcanza | Bueno. La presión y el caudal del fluido de fuerza ajustan el rango de producción y la capacidad de elevación. | Bueno. Alto grado de flexibilidad por cambios en los volúmenes de gas y aire. | Pobre. 1:5 BPD de producción típica |
| | para controlar la producción. | Se evita hacer regulaciones cíclicas. | por variación de las RPM. | | | |
| Costos operativos | Muy bajos para pozos poco profundos y medios (<7500 pies) y producción de <400 BPD | Varia. Depende de la potencia. bajos costos de reparación debido a la larga vida útil. | Si la competitividad fluido estator es alta, la vida útil será larga y los costos bajos. | Bajos costos de mantenimiento con garganta y boquillas adecuadas. | Depende exclusivamente de la cantidad y presión del gas de fuerza disponible | Excelente. El pozo suministra la propia energía para mover el colgador Bajo costo. |
| Confiabilidad | Excelente. Eficiencia de <95% en casos de buenas prácticas operativas y control de la corrosión, ceras, sólidos y desviaciones. | Varia. Excelente para casos de elevación ideal. Muy sensible a las temperaturas y los mal funcionamientos eléctricos. | Aceptable. Los tratamientos con agua, crudos calientes y los químicos pueden dañar el estator | Bueno con garganta y boquillas adecuadas para las condiciones operativas. Evitar la cavitación con relación a la presión de entrada. | Bueno con un buen diseño y mantenimiento. | Independiente del operador. |

Figura A6.3 Comparación del bombeo hidráulico con diferentes tipos de levantamientos artificial

| | Vástago de Succión | ESP | Cavidad Progresiva | Hidráulico | Método de levantamiento Artificial | Colgador del levantamiento artificial |
|---------------------------------|--|--|--|--|--|--|
| Aplicación costera fuera | Pobre. Debe diseñarse para cantidad de unidad, su peso y espacio de tracción. La mayoría de los pozos desviados producen arena. | Bueno. Requiere de energía eléctrica y unidades de servicio. | Ninguna conocida | Bueno. El agua producida puede ser empleada como fluido de fuerza en el pozo o como fluido de separación en el sistema de tratamiento | Bueno. Dependiendo de la disponibilidad de gas de fuerza. | Ninguno conocido |
| Resumen | Excelente. Se emplea en cerca del 85 % de los pozos con elevación artificial en los EUA. | Excelente sistema de alta capacidad. Mejor empleo en $200 \text{ }^\circ\text{F}$ y >1000 BPD. | Bueno. A medida que se logren avances con los elastómeros y su tecnología se tendrán | Bueno para pozos de alto volumen que requieren operación flexible. El sistema tolera grandes rangos de profundidad, de | Su uso se espera que se mantenga aceptablemente constante. | Excelente. Los logros en la tecnología de control crearán mayor |
| | | | mayores aplicaciones. | temperatura, fluidos corrosivos, altas relaciones gas-líquido. Altas cargas | | mercado. |

Figura A6.4 Comparación del bombeo hidráulico con diferentes tipos de levantamientos artificial