



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

**Propuesta del uso de bomba electrosumergible (ESP) en el pozo VD – 5AB
para incrementar su 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. Ariel Darías Barreto

Matanzas, 2022



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

**Propuesta del uso de bomba electrosumergible (ESP) en el pozo VD – 5AB
para incrementar su 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. Ariel Darías Barretos

Tutores: Esp. Ing. Eloisa Correoso Romero

Dr. C Yamilé Martínez Ochoa

Matanzas, 2022

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 2022.

DECLARACION DE AUTORIDAD

Yo, Ariel Darías Barretos declaro ser la única autora 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.

Ariel Darías Barretos
Facultad de Ciencias Técnicas.
Universidad de Matanzas

DEDICATORIA

- A mis familiares
- A mis amigos.

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 incrementar 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 electrosumergible (ESP) en el pozo VD – 5AB para aumentar su producción de petróleo. Se actualiza y se revisa toda la información disponible sobre el pozo objeto de estudio, se caracteriza el pozo VD – 5AB, se analiza comportamiento actual de los principales indicadores de producción del pozo VD – 5AB. Se construye esquema actual del pozo, se evalúa la factibilidad técnica y económica del uso del bombeo electro sumergible (ESP) en el pozo VD – 5AB y se propone el programa de trabajo. Con la implementación de esta propuesta se pronostica un incremento de producción de $\sim 103,32 \text{ m}^3/\text{d}$.

ABSTRACT

In order to increase oil production according to our country's need and due to the increasing rate of decline in oil production at Varadero Field in recent years, The Center Drilling and Extraction Oil Company was founded, aiming in proposing the use of electro-submersible pumping (ESP) at the VD-5AB well to increase its oil production. All available data and information of the current case of study, is being updated as well as reviewed. Not only the VD-5AB well is being characterized, but also the current behaviors of the main production indicators are being analyzed. The current scheme of the well is being built, the technical and economic feasibility in the use of electro-submersible pumping at the well VD-5AB is being evaluated and the work program is being proposed. It is forecast, a production increase of $\sim 103,32 \text{ m}^3/\text{d}$, with the use of this proposal.

TABLA DE CONTENIDOS

INTRODUCCION	1
CAPITULO 1: ANÁLISIS BIBLIOGRÁFICO	4
1.1 GENERALIDADES DEL PETROLEO.....	4
1.1.1 CLASIFICACION DE LOS PETROLEOS CUBANOS DESDE EL PUNTO DE VISTA DE SU ORIGEN (GENERACION).	5
1.1.2 PROPIEDADES DEL PETROLEO EN LAS CONDICIONES DE LA CAPA.....	6
1.1.3 PRESION DE SATURACION DEL PETROLEO CON EL GAS.....	6
1.1.4 COMPORTAMIENTO DEL PETROLEO, EL GAS Y EL AGUA EN LA ESTRUCTURA DEL YACIMIENTO.	7
1.1.5 LA RECUPERACION DE PETROLEO EN FUNCION DEL CAUDAL DE PRODUCCION.....	8
1.2 CARACTERISTICAS DEL BOMBEO ELECTRO SUMERGIBLE (ESP)	9
1.2.1 PRINCIPALES VENTAJAS DE LAS ESP.	11
1.2.2 LIMITACIONES.....	12
1.2.3 APLICACIONES Y RANGOS DE USO DE LA ESP.....	13
1.2.4 DETALLE Y DISTRIBUCION DEL EQUIPO ESP.....	14
1.3 PROCEDIMIENTO DE INSTALACION DEL SISTEMA DE BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE ESP.....	15

1.4 COMPARACION CON DIFERENTES TIPOS DE LEVANTAMIENTOS ARTIFICIAL	17
1.5 CONCLUSIONES PARCIALES DEL CAPITULO I	25
CAPITULO 2: MATERIALES Y METODOS	26
2.1 CARACTERIZACION DEL POZO VD-5AB	26
2.2 HERRAMIENTAS Y METODOS DE INVESTIGACION	28
2.3 COMPORTAMIENTO DE LOS PRINCIPALES INDICADORES DE PRODUCCION DEL POZO VD-5AB	29
2.4 ESQUEMA DE CONSTRUCCION ACTUAL DEL POZO VD-5AB	29
2.5 EVALUACION DE LA FACTIBILIDAD TECNICA Y ECONOMICA DEL USO DEL BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE (ESP) EN EL POZO VD – 5AB	30
2.5.1 ANALISIS ECONOMICO	31
2.6 PROPUESTA DE PROGRAMA DE TRABAJO PARA LA IMPLEMENTACION DEL BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE (ESP) EN EL POZO VD – 5AB	32
2.7 ANALISIS DE RIESGOS	32
2.8 CONCLUSIONES PARCIALES DEL CAPITULO II	33
CAPITULO 3: ANALISIS Y RESULTADOS	34
3.1 RESULTADOS DEL ANALISIS DEL COMPORTAMIENTO LOS PRINCIPALES INDICADORES DE PRODUCCION DEL POZO VD-5AB	34
3.2 RESULTADOS DE CONSTRUCCION DEL ESQUEMA ACTUAL WELLVIEW DEL POZO VD – 5AB	36

3.3 RESULTADOS DE LA EVALUACION DE LA FACTIBILIDAD TECNICA Y ECONOMICA DEL USO DEL BOMBEO ELECTRO SUMERGIBLE (ESP) EN EL POZO VD – 5AB.	38
3.3.1 RESULTADOS DEL CALCULO DE POTENCIAL POR EL SOFTWARE VOGEL DEL POZO VD – 5AB.	38
3.3.2 PRONOSTICO DE PRODUCCION POR SOFTWARE MODZERO VD- 5AB CON BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE.	39
3.3.3 CASO EJEMPLO POSITIVO DEL USO DE BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE	40
3.3.4 ANALISIS ECONOMICO DEL USO DE LA BOMBA ELECTROSUMERGIBLE EN EL VD - 5AB	40
3.4 PROGRAMA DE TRABAJO PARA LA IMPLEMENTACION DE LA BOMBA ELECTROSUMERGIBLE EN EL POZO VD – 5AB.	43
3.5 ANALISIS DE RIESGOS.	45
3.5.1 PRINCIPALES RIESGOS DE ESTAS PROPUESTAS.	45
3.6 CONCLUSIONES PARCIALES DEL CAPITULO III.	46
CONCLUSIONES GENERALES	47
RECOMENDACIONES	48

INTRODUCCION

La industria del petróleo se divide en dos sectores denominados corriente arriba y corriente abajo. La corriente arriba incluye la exploración y producción de petróleo y gas, mientras que la corriente abajo se refiere a la refinación y distribución de los productos derivados del petróleo. (Colectivo de autores, 2019).

El siguiente trabajo se enmarca en el sector corriente arriba, y más específico aún en la producción de petróleo. 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.

En un proceso de producción de hidrocarburos existen diferentes técnicas para llevar los fluidos contenidos en una formación desde el subsuelo hasta la superficie. (Correoso, 2018)

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. (Thomas. 2001).

La selección del levantamiento artificial más adecuada depende de las condiciones físicas que presente el yacimiento y/o del comportamiento de afluencia de uno o de los pozos en estudios, la bomba eléctrica sumergible (ESP), es quizás la más adaptable de la mayoría de los métodos de elevación artificial para la producción de petróleo. (González. 2014). El sistema ESP comprende de una bomba de fondo, un cable eléctrico y controles de superficies. La ESP tiene el caudal productivo más grande que cualquiera de los métodos de elevación artificial. El caudal productivo estándar de 60 Hz de la ESP oscila entre 100 a 90000 B/D de fluido total. La posibilidad de manejar velocidades variables permite extender el caudal productivo más allá de estos índices. Aunque la mayoría de los operadores tienden a asociar los índices de elevación de las bombas ESP con altos

volúmenes, las ESP producen como promedio menos de 1000 B/D de fluido total en continua operación.

Situación Problema: Debido a la necesidad del país de incrementar la producción de petróleo y por el aumento del ritmo de declinación de la producción de petróleo del Yacimiento Varadero en los últimos años, se hace necesario proponer soluciones que atenúen la declinación y aumenten el coeficiente de recuperación de petróleo.

Por el nivel de importancia de la situación problema que se presenta, se plantea el siguiente **Problema Científico:**

¿Cómo aumentar la producción de petróleo del pozo VD – 5AB?

Hipótesis: Si se implementa el bombeo electrosumergible (ESP) en el pozo VD – 5AB entonces se podrá aumentar su producción de petróleo.

Variable independiente: Bombeo electrosumergible (ESP) en el pozo VD – 5AB

Variable dependiente: Aumentar su producción de petróleo.

Objetivo general: Proponer el uso de bombeo electrosumergible (ESP) en el pozo VD – 5AB para aumentar su producción de petróleo

Objetivos específicos:

- 1- Caracterizar el pozo VD – 5AB
- 2- Analizar comportamiento de los principales indicadores de producción del pozo VD – 5AB.
- 3- Construir esquema actual del pozo.
- 4- Evaluar la factibilidad técnica y económica del uso del bombeo electrosumergible (ESP) en el pozo VD – 5AB.
- 5- Proponer el programa de trabajo para la implementación del bombeo electrosumergible (ESP) en el pozo VD – 5AB.

El trabajo final posee tres capítulos que son:

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 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 incremento de producción de petróleo del pozo VD – 5AB con el uso de bomba electrosumergible (ESP por sus siglas en inglés).

CAPITULO 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 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

1.1.1 Clasificación de los petróleos cubanos desde el punto de vista de su origen (generación).

Esta clasificación 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.

1.1.2 Propiedades del petróleo en las condiciones de la capa.

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

1.1.3 Presión de saturación del petróleo con el gas.

Es la presión mínima con la cual la mezcla de petróleo y gas se encuentra en estado monofásico, es decir el gas disuelto completamente en el petróleo. Si la presión en el 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).

1.1.4 Comportamiento del petróleo, el gas y el agua en la estructura del Yacimiento.

Existe un crecimiento continuo de la relación gas-petróleo del reservorio, individualmente ese crecimiento se acentúa más en pozos localizados en la parte superior de la estructura. Son comunes las intervenciones en esos pozos para la corrección de la relación gas-petróleo. (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”.

La existencia de esa zona de gas en la parte superior de la estructura contribuye a la producción de petróleo por medio del mecanismo de capa de gas.

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.

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.

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).

1.1.5 La recuperación de petróleo en 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”. 7. (Crane. 1986).

La existencia de esa zona de gas en la parte superior de la estructura contribuye a la producción de petróleo por medio del mecanismo de capa de gas.

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).

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 Pinto & Pradas Avellaneda, 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 electro sumergible (ESP). (Verrier, 2019).

1.2 Características del bombeo electro sumergible (ESP)

El sistema de bombeo electrosurgible permite explotación de pozos no fluyentes de manera natural, mediante esta aplicación de levantamiento artificial a la cual denominaremos ESP. (Schlumberger. 2021).

Las ESP son usadas para producir una variedad de fluidos y el gas, la química y contaminantes comúnmente encontrados en estos fluidos. Actualmente las ESP son operadas económicamente en casi la mayoría de los campos petroleros conocido. La relación agua petróleo, no es significativa al estimar esta propuesta. Relaciones relativamente altas de gas/fluido pueden ser manipuladas usando bombas de diseño reducido y un separador especial de gas a la entrada de la bomba. Fluidos agresivos (aquellos que contienen sulfuro de hidrógeno, dióxido de carbono, y otros corrosivos similares) pueden ser producidos con materiales y revestimientos especiales. Arena y contaminantes abrasivos similares pueden ser producidos con una vida de la bomba

aceptable usando bombas modificadas especialmente y procedimientos de producción. (Howard.1992).

Las ESP usualmente no requieren cercados de almacenaje, cimientos protectores, ó cerca de protección. Una ESP puede ser operada en un pozo perforado desviado o direccional, aunque la posición de operación recomendada es en una sección recta del pozo. Como las ESP pueden ser mayores de 200 ft (61m) de largo, las operaciones en un codo o pata de perro pudiera impactar seriamente la vida útil de la unidad y el funcionamiento por causa de lugares calientes donde el motor descansa contra la camisa. La ESP puede operar en una posición horizontal. En este caso, la vida útil será determinada por la capacidad del protector de aislar el fluido del pozo del motor. (Sardiñas. 2017).

Las ESP son actualmente operadas en pozos con temperaturas de fondo por arriba de 350 °F (176,67 °C). La operación en ambiente de elevadas temperaturas se requiere de componentes especiales en el motor y cables eléctricos capaces de sostener la operación bajo ese régimen de trabajo.

Las ESP han elevado eficientemente fluidos en pozos más profundos que 12000 ft. Estas bombas pueden operar en camisas tan pequeñas como 4½” de diámetro exterior. Muchos estudios indican que las ESP son el método de elevación más eficiente y el más económico por un costo de barriles producidos. La eficiencia del sistema oscila entre 18 a 68 %, dependiendo del volumen de fluido, elevación neta, y tipo de bomba. (Ray.2020).

La mayor desventaja de la ESP es que manipula el gas libre del pozo, pero el impacto de grandes volúmenes de gas puede ser destructivo para la bomba. La vida de trabajo puede ser afectada por un suministro de energía eléctrico de baja calidad. (Sardiñas. 2017).

Las ESP históricamente han sido utilizadas para elevar agua o pozos de bajo corte de petróleo que se manifiestan similares a pozos de agua. Sin embargo, dentro de este estrecho

segmento por lo que se ve hay muchas instalaciones y configuraciones de equipos. Las instalaciones típicas son mostradas en las figura 1.1.

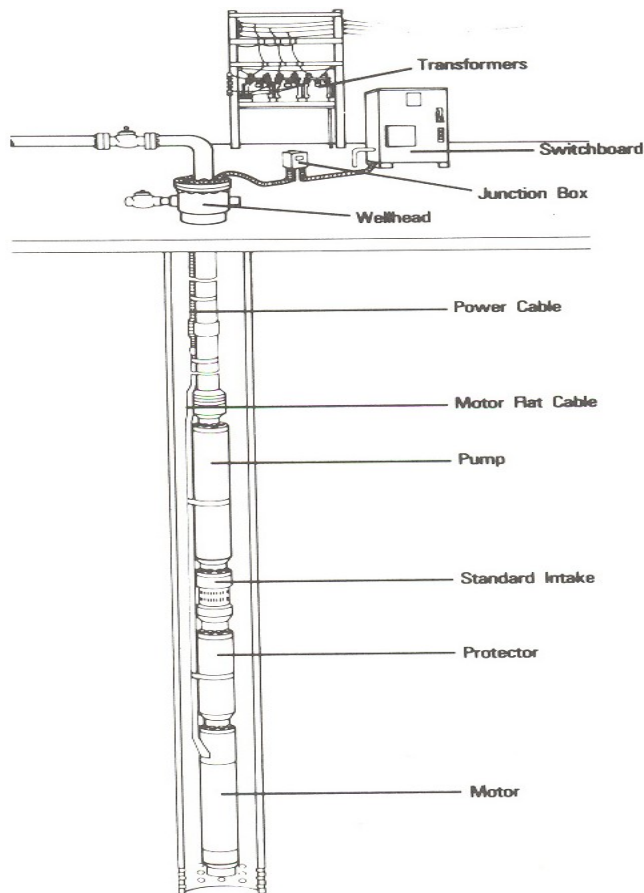


Figura 1.1 Propuesta típica de una bomba eléctrica sumergible.
(Schlumberger. 2021).

1.2.1 Principales ventajas de las ESP.

A continuación enumeramos las principales ventajas de las ESP:

- 1- Altos volúmenes mayores que 300 BPD.
- 2- Aplicables en gran variedad de pozos incluyendo los de alta desviación y los no verticales.
- 3- Pozos inundados o con altos cortes de agua.

- 4- Fluidos maduros de agua.
- 5- Operaciones de pruebas de pozos.
- 6- Pozos con fluidos abrasivos y gaseosos.
- 7- Fluidos con alto contenido de sulfuro de hidrógeno y dióxido de carbono.
- 8- Altos volúmenes y profundidades.
- 9- Alta eficiencia por encima de los 1000 BPD.
- 10- Bajo nivel de mantenimiento.
- 11- Requerimientos mínimos de equipamientos de superficie.
- 12- Alta resistencia anticorrosiva a los ambientes en el fondo del pozo.
- 13- Efectivo en pozos desviados y verticales con pata de perro.
- 14- Adaptable a pozos con camisas mayores de 4 1/2 pulgada.
- 15- Mínimo de partes móviles.

1.2.2 Limitaciones

Las principales limitaciones del bombeo electrosumergible están en que requiere de pozo de gas de alta presión o compresores, la explotación de pozos sencillos aislados puede ser no económica, limitaciones en la viscosidad de los fluidos, baja presión en el fondo, altas contrapresiones.

1.2.3 Aplicaciones y rangos de uso de la ESP

A continuación se muestra la tabla 1.1 con las principales aplicaciones y rangos de uso de la ESP.

Tabla 1.1 Aplicaciones y rangos de uso de la ESP

Aplicaciones	Rango típico	Máximo
Profundidad de operación	(1000 – 10 000) m TVD	15000 m TVD
Volumen de operación	(200 – 20000) BPD	30000 BPD
Temperatura de operación	(100 – 275) °F	400 °F
Desviación del caño	10°	0-90° ubicación de la bomba < 10° ángulo acumulado
Resistencia a la corrosión	Buena.	
En presencia de gas	Aceptable.	
En presencia de sólidos	Aceptable.	
Gravedad del fluido	> 10° API	
Serviciado	<i>Workover</i> o equipo de reparación	
Motor	Motor eléctrico.	
Aplicación en offshore	Excelente.	

1.2.4 Detalle y distribución del equipo ESP

En la figura 1.2 se muestra y se describe el equipo de bombeo electrosumergible.

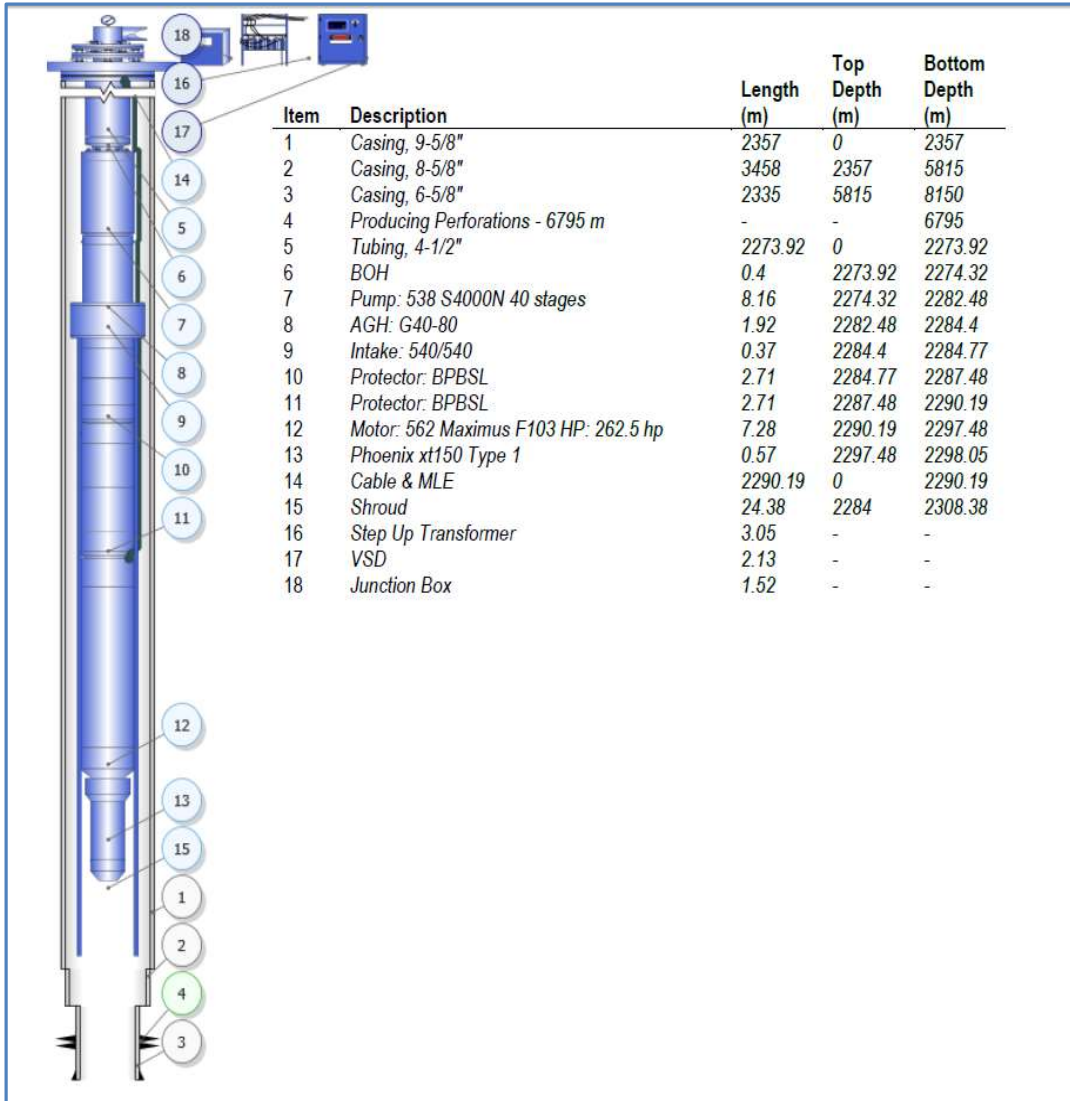


Figura 1.2 Esquema y descripción del equipo ESP. (Schlumberger, 2021).

1.3 Procedimiento de instalación del sistema de bombeo electrosumergible ESP.

En la instalación de equipos electrosumergible 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 y así mejorar la vida útil del equipo. (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 electrosumergible.

También se hará especial 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 del cliente y SLB antes de comenzar la operación y guardar registro en reporte de instalación.

Es importante resaltar que uno de los puntos claves es cuidar la integridad mecánica del equipo y en particular el cable, el cual es el elemento más débil desde el punto de vista mecánico y el más propenso a ser dañado tanto por este mismo motivo como porque el cable es el elemento del conjunto que interviene constantemente en la maniobra de la bajada de equipos electrosumergibles, una vez armado éste, el ingeniero o técnico encargado de la operación es el responsable de bajar el equipo al pozo y revisar la integridad del mismo. A continuación relacionamos el procedimiento para la instalación del bombeo electrosumergible: (Schlumberger, 2021).

1- Cuando el equipo se encuentre en el patio de tuberías se deberá posicionar las cajas del bombeo electrosumergible con la punta azul hacia la boca del pozo sobre polines de madera.

2. Abrir las cajas y verificar que los datos de placa del equipo sean los correctos y tomar nota, cotejar con los datos del equipo propuesto en el diseño.
3. Verificar parámetros de resistencia de aislamiento del motor y sensor. Revisar en el resto de los equipos que el eje gire libremente, tomar nota.
4. Colocar el cable de potencia sobre el *spooler* y corroborar que gire correctamente.
5. Revisar el cable de potencia fase a fase y fase a tierra y dejar nota de las medidas tomadas.
6. 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.
7. Antes de realizar el ensamble del equipo BEC colocar a cada uno de los cuerpos del sistema, la grapa de levantamiento que corresponde y la cual tendrá que estar debidamente certificada, así como la cadena de izaje y el plato gancho que estará sujeto en el elevador de la torre de perforación.
8. Dejar descarga ya acoplada al primer tramo para evitar aplicar torque a la rosca de conexión entre los mismos con el equipo ESP ya conectado.
9. Levantar y armar la camisa de refrigeración con los tramos de casing de 7", los cuales deberán estar calibrados y dejar el colgador de la camisa aproximadamente un metro sobresaliendo de la mesa rotaria, la cual deberá quedar debidamente encañada y colocándole el collarín de seguridad. El torque para esta camisa es de 7000 ft-lb, para armar la camisa de enfriamiento se necesita un colgador para tubería 7".
10. Una vez concluido el armado de la camisa continuar con el ensamble del ESP.
11. Levantar el equipo ESP, en base a la siguiente secuencia de instalación.
12. Conectar sensor al motor.
13. 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.
14. Subir protector inferior, verificar movimiento de los ejes y acoplarlo al motor, asegurar todos los tapones de llenado y verificar giro.
15. Subir protector superior, verificar movimiento de los ejes y acoplarlo al protector inferior y verificar giro.

16. Subir la succión y acoplarlo al protector superior y verificar giro.
17. Subir la bomba, verificar giro; realizar alineación del eje conforme a procedimiento y acoplarla a la succión.
18. Bajar equipo BEC hasta que el sensor quede a medio metro del piso de trabajo.
19. Conectar línea de presión de descarga en el cuerpo del sensor. (tubo de ¼")
20. Bajar equipo de bombeo electrosumergible hasta que la cabeza del motor (S) se encuentre a una altura de 1.5 m aproximadamente sobre piso de trabajo.
21. Destapar la mufa de conexión del motor.
22. Tomar medidas eléctricas después de haber realizado conexión del motor, para verificar si hay buen aislamiento en el motor y primer carrete de cable de potencia; verificar continuidad fase a fase, en caso de obtenerse resultados satisfactorios proseguir con la instalación del equipo de bombeo electrosumergible, de lo contrario proceder a desconectar la mufa y analizar la posible falla.
23. Bajar equipo de bombeo hasta que la base del protector superior este a medio metro del piso de la planchada.

1.4 Comparación con diferentes tipos de levantamientos artificial

En la tabla 3.1 se muestran detalles de diferentes tipos de levantamiento artificial con relación al bombeo electrosumergible (ESP). (Sardiñas. 2017).

Tabla 1.3 Comparación de los sistemas de levantamiento

	Vástago de Succión	ESP	Cavidad Progresiva	Jet Hidráulico	Método de levantamiento Artificial	Colgador del levantamiento artificial	Hidráulico Reciprocante
Volúmenes operativos	(5-500) barriles/día (BPD) 9000 BPD posible	(200 – 30,000) barriles/día (BPD) típico.	(10 – 4,500) barriles/día (BPD) típico.	(300 – 15,000) barriles/día (BPD) típico.	(300 – 15,000) barriles/día (BPD) típico.	(1 – 30) barriles/día (BPD) típico.	(50 – 4000) barriles/día (BPD) típico.
Alto volumen de elevación	Aceptable. Restringido a poca profundidad empleando bombas de mucho diámetro: Rango más cerca de 4000 barriles/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 barriles/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 barriles/día (BPD) típico.	Muy pobre. (1 – 30) BPD promedio.	Bueno. Puede elevar grandes volúmenes a mucha profundidad. Típico 3000 BPD a 4000 pies y 1000 BPD a 10,000 pies.
Bajo volumen de elevación	Excelente. Método comúnmente empleado en la mayoría de los pozos.	Generalmente pobre Baja eficiencia y altos costos operativos para < 400 BDP.	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.	Aceptable. No tan bueno como las de vástago típico (100 – 300) BPD a 4000 y 10,000 pies.>250 BPD

							a 12,000 pies.
Profundidad operativa	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.	7,500 pies a 17,000 pies.
TVD							
Temp. de operación	40° - 550° F	100° - 400° F	75° - 250° F	100° - 500° F	100° - 500° F	120° - 500° F	100° - 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 fluido 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.	>8° API Bueno. Producción de hasta 500 cp posible.

	Vástago de Succión	de ESP	Cavidad Progresiva	Jet Hidráulico	Método de levantamiento Artificial	Colgador del levantamiento artificial	Hidráulico Reciprocante
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-líquido, el diseño típico es un 20 % sumergido.	Aceptable. Similar al jet, por las mismas razones.	Bueno/ El tubing es virtualmente de extremo abierto.	Aceptable. No tan bueno como el de vástago. Presión de entrada <100 libras/pulg ² resulta en frecuentes reparaciones. El gas libre reduce la eficiencia y la vida útil.
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 de tubing.	Excelente. Si el tubing puede bajar sin problema la bomba pasara sin problema. La bomba saldrá libre sin alar el tubing. Una operación realizable en los pozos horizontales
Costo capital	De bajo a moderado.	Relativamente bajo con	La mitad del de vástago y la	Competitivo con el de vástago.	Equipamiento de	El más barato de	Varia.

	Aumenta con la profundidad y el tamaño.	disponibilidad de líneas eléctricas.	quinta parte del ESP.	Aumento con la potencia.	profundidad barato.	todos los sistemas de elevación artificial.	Competitivo con las de vástago. La instalación en varios pozos reduce los costos.
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.	Es posible pero con altas pérdidas por fricción o problemas de gas.

	Vástago de Succión	de ESP	Cavidad Progresiva	Jet Hidráulico	Método de levantamiento Artificial	Colgador del levantamiento artificial	Hidráulico Reciprocante
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	Aceptable a Bueno. No tan bueno como las de vástago debido a la relación gas-líquido, a la fricción y el desgaste de la bomba.
Flexibilidad	Bueno. Desde la superficie se puede alterar la velocidad, la carrera para controlar	Pobre. Las bombas funcionan a la misma velocidad. Se evita hacer regulaciones	Bueno. Rango típico de producción de 20:1 se alcanza por variación de las RPM.	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	No tan buenas como las de vástago, las longitudes de recorrido no pueden ser cambiadas tan fácilmente.

	producción.	cíclicas.					
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.	Altos costos de energía en función de la potencia. 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.	Usualmente mayor que las de vástago aún para sistemas libres. Corta vida útil, por problemas en el pozo aumentan los costos operativos.
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.	Bueno con buen diseño y condiciones de operación. Problemas y cambios en las condiciones del pozo reducen la con-fiabilidad.

	Vástago de Succión	ESP	Cavidad Progresiva	Jet Hidráulico	Método de levantamiento Artificial	Colgador del levantamiento artificial	Hidráulico Reciprocante
Aplicación costera	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	Aceptable. Factibles en pozos desviados. Requiere de espacio en el lugar para los tanques de tratamiento y las bombas. Puede emplearse agua con fluido de fuerza, ya que el uso de crudo puede ser fuente de preocupación de seguridad o incendio.
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 °F y >1000 BPD.	Bueno. A medida que se logren avances con los elastómeros y su tecnología se tendrán mayores aplicaciones.	Bueno para pozos de alto volumen que requieren operación flexible. El sistema tolera grandes rangos de profundidad, de temperatura, fluidos corrosivos, altas relaciones gas-líquido.	Su uso se espera que se mantenga aceptablemente constante.	Excelente. Los logros en la tecnología de control crearán mayor mercado.	Sistema de elevación artificial por defecto. Flexible de operación. Disponible para grandes volúmenes a profundidad con temperatura y pozos desviados..

1.5 Conclusiones parciales del Capítulo I

- 1- Muchos estudios indican que las ESP son el método de elevación artificial más eficiente y el más económico por un costo de barriles producidos.
- 2- En la instalación de equipos electrosumergible 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 y así mejorar la vida útil del equipo.
- 3- Uno de los puntos claves en la instalación de la bomba electrosumergible es cuidar la integridad mecánica del equipo y en particular el cable, el cual es el elemento más débil desde el punto de vista mecánico y el más propenso a ser dañado durante las operaciones.
- 4- Una de las principales ventajas de la bomba electrosumergible es que posee altos volúmenes y profundidades, 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.

2.1 Caracterización del Pozo VD-5AB

En este pozo se perfora con dos brazos, siendo el principal el más profundo de los dos, con una profundidad de 7710 m LI, alcanzando los objetivos previstos del manto 1 aunque con espesores disminuidos debido a la presencia de la formación constancia más elevada que lo previsto en el modelo geológico y también el manto 2, este último aún a profundidades explotable, pues el mismo aparece más elevado estructuralmente a como se había concebido inicialmente en el proyecto, pero sin lograr perforar en él un gran espesor por la cercanía al contacto agua petróleo (CAP). (Colectivos de autores.2022).

El caño lateral se perfora desde 6945 m hasta la profundidad de 7250 m LI, deteniéndose la perforación antes de alcanzar la profundidad del proyecto que es 8000 m LI, debido a la presencia de severas pérdidas de circulación que llegaron a alcanzar valores del orden de los (232-304) m³/d, provocadas por maniobras realizadas que fracturó la capa, por lo que los objetivos de este brazo lateral quedan inconclusos, ya que apenas se logra perforar en él aproximadamente 300 m de los 1055 m LI que estaban previstos y a una distancia de separación del principal de apenas aproximadamente 65-70 m LI. Durante los trabajos previos para la realización de los registros geofísicos, se pudo conocer que el caño lateral presenta un elevado grado de suciedad y/o obstrucción por mezcla de petróleo muy denso y sedimentos que además de no permitir la realización de los registros, tampoco permitirá ponerlo en explotación en toda su extensión. Se intenta abandonar con *packers* inflables a 7000 m LI, pero estos no anclaron y se sacan saliendo los mismos en mal estado. Ante esta compleja situación y temiendo que pudiera ocurrir lo mismo con los nuevos *packer*, previo

análisis del grupo de yacimientos, se decide dar por terminado el pozo, para preservar la estabilidad del mismo, tomando la decisión de ponerlo a producir con el caño principal terminado y lo que pudiera estar abierto del brazo lateral perforado. (Colectivos de autores. 2022). En la tabla 2.1 se muestran los diferentes horizontes atravesados por el pozo.

2.1 Tabla de Límites geológicos VD-5AB

Formación u horizonte	Tope		Desplazamiento (m)	Manto
	LI (m)	TVD (m)		
Fm. Vía Blanca	325	325	0	-
Fm. Zaza	1495	1217	627	-
Fm. Amaro	2248	1296	1372	-
Fm. Carmita 1	2431	1309	1556	-
Fm. Vega Alta	2585	1318	1710	-
Fm. Carmita 2	2641	1320	1768	-
Fm. Vega Alta	2922	1334	2050	-
Fm. Carmita 3	3535	1378	2661	-
Fm. Vega Alta	3805	1392	2926	-
Manto Morena	5900	1527	5018	M Morena
Fm. Cifuentes	6150	1551	5267	M Morena
Fm. Constancia	6495	1587	5610	M Morena
Manto # I (Cifuentes)	6795	1613	5908	Manto # I
Vega Alta M1-M2	7485	1669	6578	
Manto # 2	7580	1678	6668	Manto # 2
Fondo principal	7710	1689	6792	

El reservorio de este pozo está caracterizado por carbonatos, arcillas y areniscas cuarcíferas, en la tabla 2.2 aparece un resumen de los resultados de la interpretación petrofísica del pozo con los intervalos analizados donde se muestra la litología, las porosidades y los espesores efectivos.

Tabla 2.2 Resumen de la interpretación petrofísica del pozo VD-5AB.

Intervalo(s)		Litología	Porosidades		Espesor efectivo
MD	TVD		matriz	fractura	
m			%		m
5820-5900	1520-1527	Arcillas y carbonatos	11.5	–	3
5900-6495	1527-1587	Carbonatos	8.8	–	268
6495-6795	1587-1613	Carbonatos, arcillas y areniscas cuarcíferas	3.6	–	0
6795-6860	1613-1619	Carbonatos	1.5	–	0.5

2.2 Herramientas y métodos de investigación.

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, de producción y correlaciones de pozo.

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 obtuvo información acerca del pozo VD-5AB 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-5AB 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 empleó 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).

2.3 Comportamiento de los principales indicadores de producción del Pozo VD-5AB

Se tabulan y se grafican los principales indicadores del pozo caudal de petróleo (Q_{pet} m³/d), caudal de fluido (Q_{fluido} 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).

2.4 Esquema de construcción actual del Pozo VD-5AB.

Se incluye el esquema del pozo elaborado por el Software *Wellview* (en idioma inglés), donde se analizan las complejidades tecnológicas del pozo, se le introducen todos los datos de construcción, camisas, tubería, punzados, bomba, cemento, fondos artificiales, horizontes productivos y otros datos según las facilidades que me ofrece el Software. (Figura A1.1).

2.5 Evaluación de la factibilidad técnica y económica del uso del bombeo electrosumergible (ESP) en el pozo VD – 5AB.

Las bases de cálculo que se tienen en cuenta para el cálculo de la efectividad técnica económica del uso de la bomba electrosumergible, 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 – 5AB se utiliza el software *Vogel*, (Figuras A2.1 y A2.2), para ello fue necesario calcular la depresión de trabajo (ΔP), por la ecuación (2.1):

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

Donde:

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 cambio de régimen que aparece en el archivo del pozo. (Colectivos de autores. 2022)

La presión de fondo se toma con el pozo trabajando en régimen normal antes de comenzar la curva de cambio de régimen, las lecturas de presiones se obtienen por el manómetro en tiempo real que se encuentra instalado en el pozo a la profundidad de 2950 m LI, 1340 m TVD.

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

Donde:

Q_p = Caudal de petróleo (m³/d)

Δp = Diferencial de presión (atm)

Se calcula la declinación del pozo por el Software ModZero por declino exponencial (Figuras A3.1 y A3.2), para obtener las reservas de petróleo del pozo (valor asumido por ser un dato confidencial) y se realiza pronóstico. (Tavares. 2022).

Como parte del análisis de factibilidad técnica y económica también se muestra el gráfico de historia de explotación del pozo vecino VD-10AB como caso ejemplo positivo del uso de la tecnología de bombeo electrosumergible.

2.5.1 Análisis económico

Se realiza el análisis económico como parte del estudio de factibilidad técnica económica de la propuesta utilizando el programa Econ 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 2023 y así sucesivamente hasta el año 2032. 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 2023 el costo de la inversión y se va sumando este acumulado por año hasta lograr la ganancia total acumulada.

El costo es el valor sacrificado para obtener bienes o servicios. El sacrificio se mide en pesos mediante la reducción de activos o el aumento de pasivos en el momento en que se obtienen los beneficios. En el momento de la adquisición, se incurre en el costo para obtener beneficios presentes o futuros. Cuando se obtienen los beneficios, los costos se convierten en gastos.

Un gasto se define como un costo que ha producido un beneficio y que está expirado. Los costos no expirados que pueden dar beneficios futuros se clasifican como activos.

Se establecen como obligatorios los siguientes gastos por elementos, los cuales se utilizan como lineamientos generales del costo según lo establecido: materias primas y materiales, combustibles, energía, salarios, otros gastos de la fuerza de trabajo, depreciación y amortización, otros gastos monetarios. (Colectivo de autores). 2018).

2.6 Propuesta de Programa de trabajo para la implementación del bombeo electrosumergible (ESP) en el pozo VD – 5AB.

Se elabora el programa de trabajo para la Instalación del bombeo electrosumergible (ESP) en el pozo VD – 5AB (Figuras A4.1 y A4.2) donde se tiene en cuenta los datos actuales del pozo y secuencia de operaciones a realizar para la instalación de la bomba electrosumergible. (Colectivo de autores. 2022).

2.7 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) y (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.

2.8 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 electrosumergible en el pozo VD-5AB se calcula potencial y pronóstico productivo utilizando la biblioteca digital de programas del Departamento de Ingeniería en Yacimientos (Vogel, TiempoReal y ModZero).

3- Se utiliza como base de cálculo económico los incrementos productivos esperados una vez implementada esta tecnología de bombeo electrosumergible 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 electrosumergible en el pozo VD – 5AB para incrementar su producción de petróleo.

3.1 Resultados del análisis del comportamiento los principales indicadores de producción del Pozo VD-5AB

En la figura 3.1 se muestra el comportamiento de los principales indicadores de producción pozo VD – VD-5AB, donde se observa la historia de explotación desde su inicio de hasta la fecha. (Colectivo de autores.2022)

El ensayo del pozo comienza el 19 de diciembre de 2020 10 am, con choque de 50 mm y 100 rpm. Los días posteriores se fue incrementado régimen a (125-150-175-200) rpm con el objetivo de lograr la limpieza del pozo en el menor tiempo posible. El fluido producido era 100 % agua. El 30 de diciembre comenzaron a aparecer junto al agua, abundantes trazas de petróleo por lo que se decide conectar al centro colector. Al otro día, el 1 de enero de 2021, se comienza a producir agua con petróleo y horas más tarde, agua, gas y petróleo. Y ya, desde el 2 de enero el pozo comienza a producir petróleo y gas, al cabo de 15 días de evaluación. Las tres muestras para BSW de ese día arrojaron un valor promedio de 34,6 % y en los días sucesivos el BSW fue disminuyendo paulatinamente siendo la última muestra de 1,3 % el 1 de febrero pero aún sin haber estabilizado.

Por su parte, la presión de fondo disminuye rápidamente desde 125 atm hasta estabilizar en 119 atm cuando el fluido del pozo ya era petróleo y gas, (desde el 2 de enero).

El cierre del pozo para curva de recuperación de presión (CRP) se realiza el 6 de enero de 2021 mostrando una recuperación muy rápida la presión, por lo que finaliza la investigación al día siguiente 7 de enero. La presión de capa obtenida fue de 127 atm.

Después de la reapertura del pozo concluida la CRP, la bomba PCP estuvo funcionando al menos hasta el día siguiente 8 de febrero, por lo que se continua la evaluación del pozo en surgencias para establecer el régimen de trabajo que lograra el potencial definido por Vogel, por aumento de choque (desde 25 mm hasta 40 mm).

En la figura 3.1 se muestra el comportamiento de los principales indicadores de producción, desde febrero/2021 hasta la fecha el % de BSW ha mantenido un comportamiento estable aproximadamente 0 %, la presión de capa varió de 127 atm a la profundidad de 1340 tvd a 122 atm, la presión de fondo de (118 a 116) atm, la relación gas petróleo también se ha mantenido estable alrededor entre (37 a 43) m³/m³ y el caudal de fluido y petróleo entre (375,00 a 398,68) m³/d, en sentido general el pozo ha mantenido un comportamiento estable, de ahí surge la idea de analizar la factibilidad del uso una bomba electro sumergible (ESP) en el mismo.

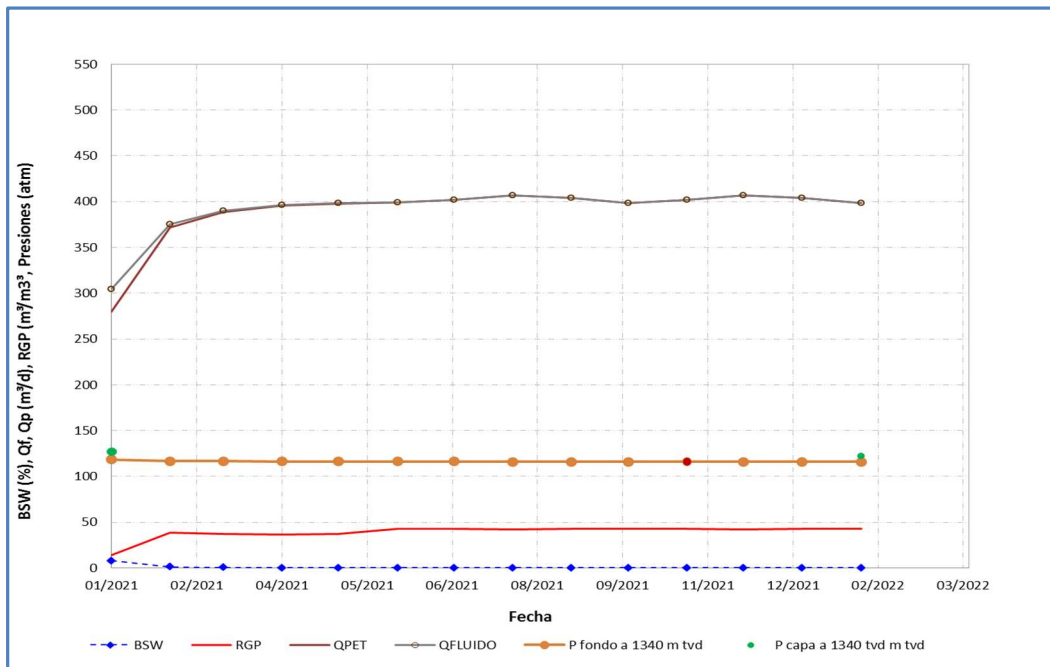


Figura 3.1 Comportamiento de los principales indicadores de producción pozo VD – 5AB.

3.2 Resultados de construcción del esquema actual Wellview del pozo VD – 5AB.

En la figura 3.2 se muestra el esquema del pozo VD -5AB por el *software Wellview* (Figura A1.1). En total se bajaron 5 camisas para cumplir los diferentes objetivos previstos en el proyecto. La primera de diámetro 20” se coloca a la profundidad de 323 m LI para cubrir las zonas de pérdidas existentes en la formación Güines principalmente, posteriormente y a la profundidad de 2494 m LI se baja una camisa técnica de diámetro 13” 3/8, se continua perforando y al arribar a la profundidad de 4387 m LI se baja un *liner* de 10” 3/4, el cual fue colgado desde 2387 m LI, después se baja otro *liner* de 8” 5/8 a los 5818 m LI que correspondía llegar hasta el tope del reservorio (5900 m LI), pero por problemas mecánicos del hoyo no fue posible, colgándolo desde 4279 m LI y después completado con camisa de 9” 5/8 desde los 4279 m LI hasta la boca. El *liner* de 6 5/8 tal y como se menciona en párrafos anteriores se baja a los 6864 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)		Altura del Cemento (m)
	Pulg.	mm	Tope	Base	
Tranque Agua	20	508	0	323	205
Técnica	13 3/8	339.7	0	2494	
Técnica <i>Liner</i>	10 3/4	273	2387	4386	cementado
Técnica	9 5/8	244.4	0	2357	
<i>Liner</i>	8 5/8	219	2357	5815	mal cementado
<i>Liner</i>	6 5/8	168	5708	6864	
Desnudo (Principal)	6	152	6864	7710	
Desnudo (Lateral)	6	152	6945	7250	

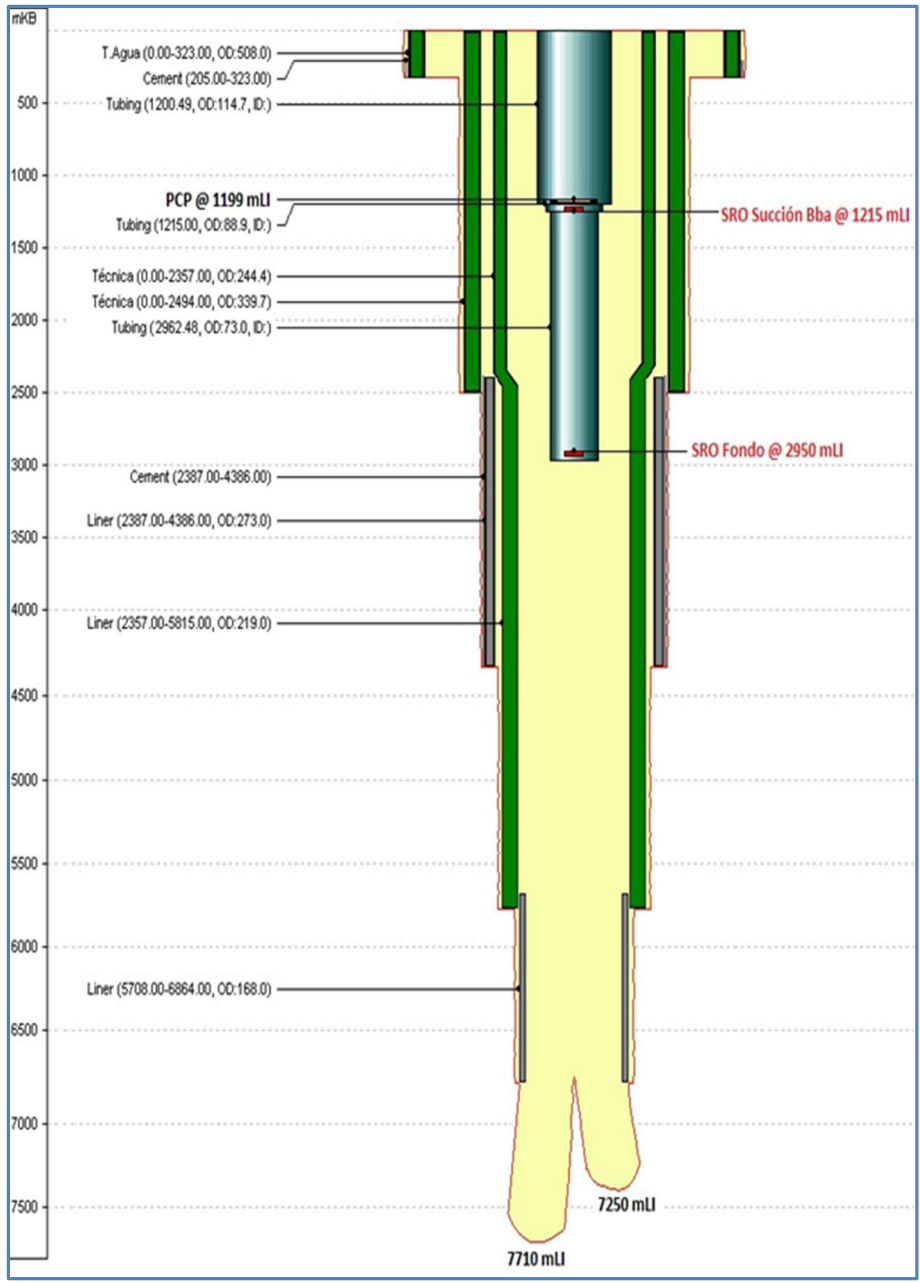


Figura 3.2 Esquema actual *Wellview* del pozo VD – 5AB.

3.3 Resultados de la evaluación de la factibilidad técnica y económica del uso del bombeo electro sumergible (ESP) en el pozo VD – 5AB.

Con la instalación de la bomba electrosumergible que se proponen en el pozo VD – 5AB, se pronostica incrementar su producción para cuantificar este incremento se realiza el cálculo del potencial Vogel.

3.3.1 Resultados del cálculo de potencial por el Software Vogel del pozo VD – 5AB.

Según resultados del *Software Vogel* (figuras A2.1 y A2.2) y en la figura 3.3, el pozo aumentaría su potencial de 398,68 a 502,00 m³/d de petróleo después de la instalación del bombeo electrosumergible y su índice de productividad (IP) sería de 66,05 m³/d/atm, con una presión de capa de 122 atm y presión de fondo de 114,4 atm y una $\Delta p = 7,6$ atm.

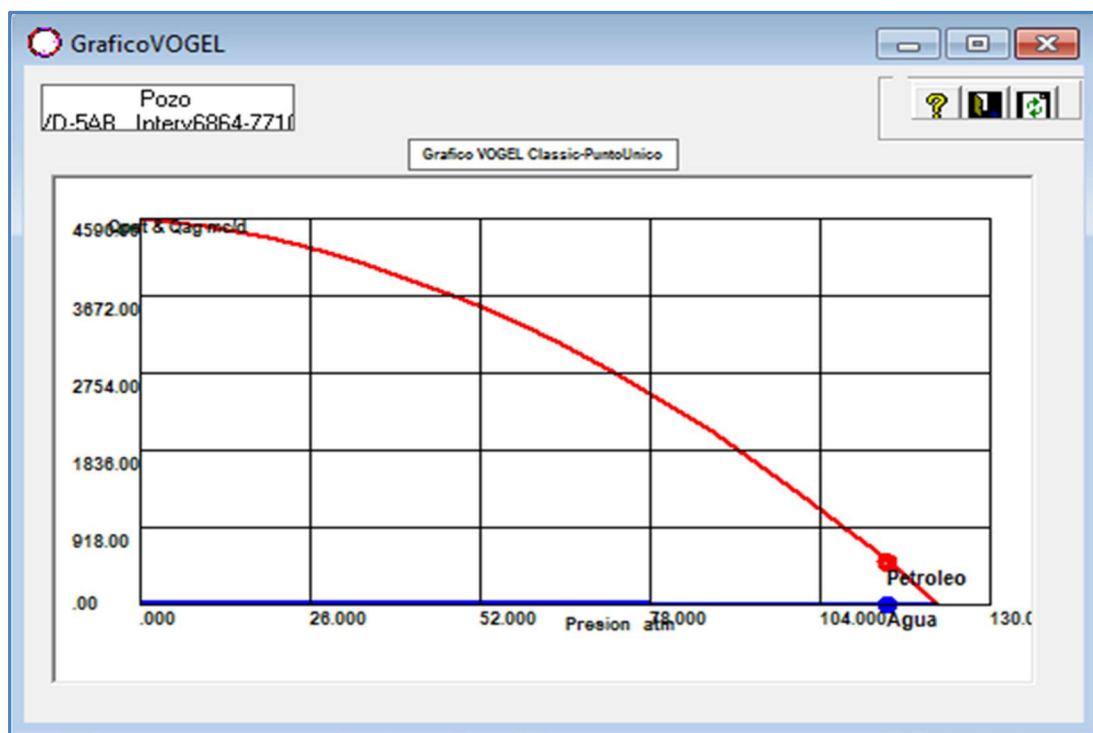


Figura 3.3 Resultados cálculo del potencial Vogel del pozo VD -5AB

3.3.2 Pronóstico de producción por software ModZero VD- 5AB con bombeo electrosumergible.

Los resultados del cálculo de la declinación del pozo por el *Software ModZero* (figuras A3.1 y A3.2), por declino exponencial en el período Enero/2023 – Enero/2024, resulta un valor de 4 % anual, se calcula la reserva de petróleo del pozo (figura A3.2) y se realiza pronóstico de producción por 10 años después de implementar el bombeo electrosumergible a partir del año/2023, figura 3.4.

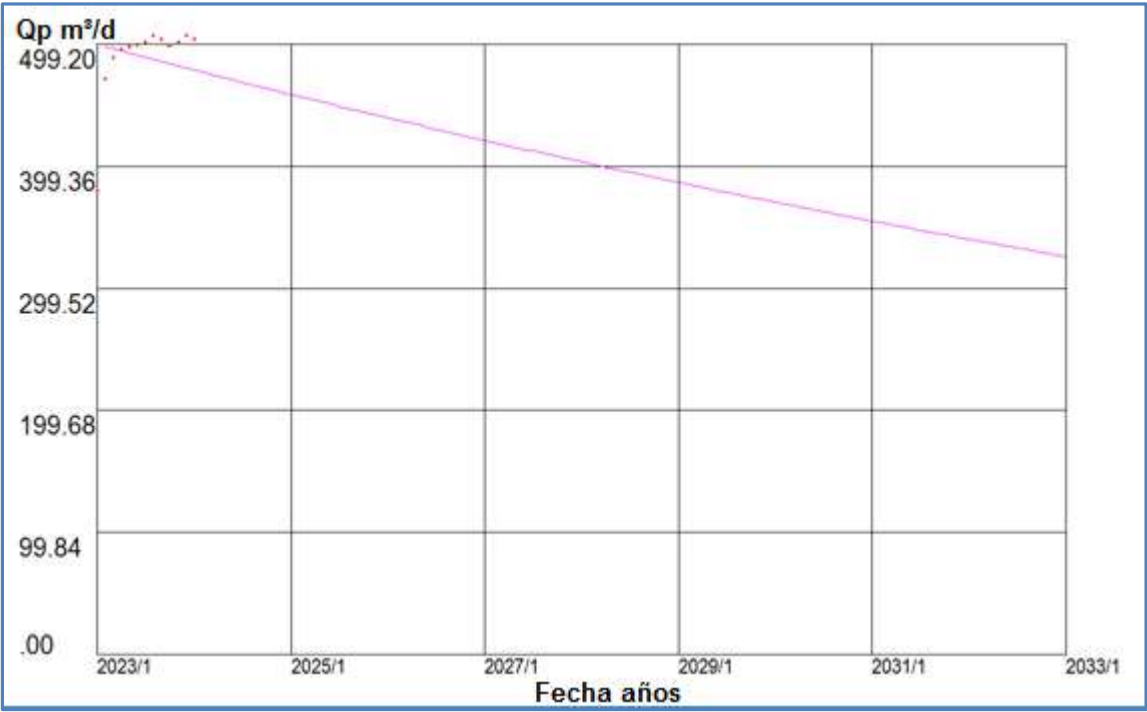


Figura 3.4 Resultados del cálculo de pronóstico de producción vs tiempo por el Software ModZero.

3.3.3 Caso ejemplo positivo del uso de bombeo electrosumergible

En la figura 3.5 se muestra un caso ejemplo positivo del uso de la tecnología de bombeo electrosumergible en el pozo vecino VD-10AB, al cual se le cambió bomba PCP o convencionales por bomba electrosumergible (ESP) en el año 2016, permitiendo incrementar su producción de (400 a 450) m³/d es decir con un aporte de 18250 m³ de petróleo en el primer año de instalación y aun continua con un comportamiento estable, lo que nos da una idea del resultado positivo del uso de la tecnología que se propone para el VD-5AB.

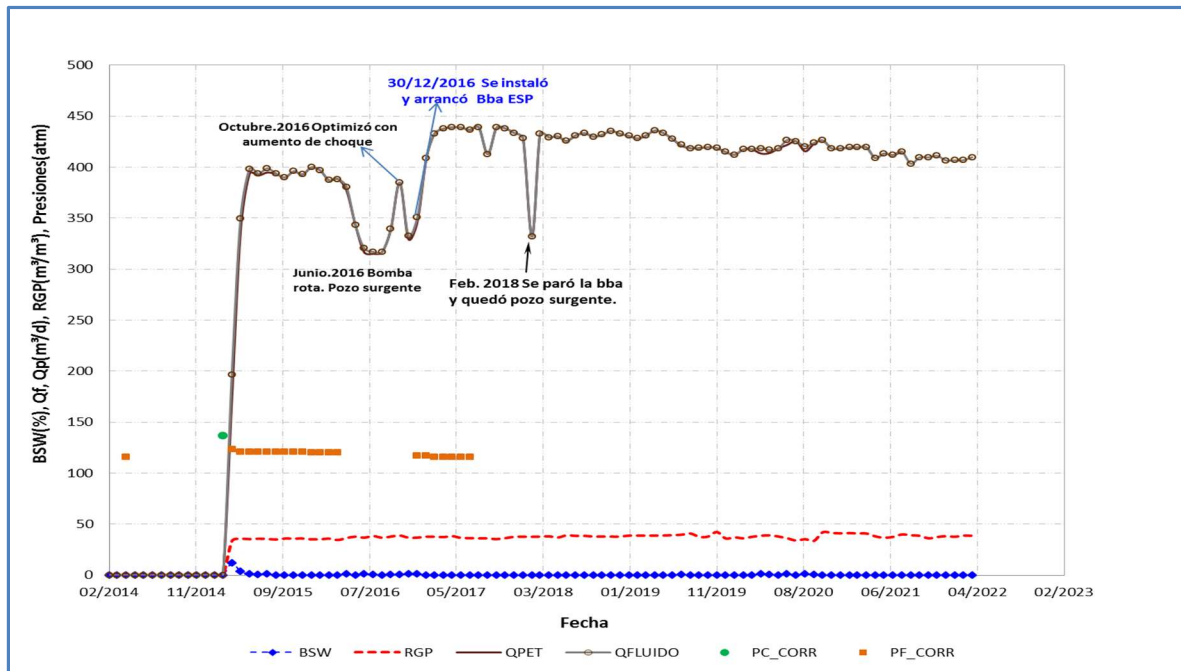


Figura 3.5 Gráfico de historia de explotación del VD-10AB como ejemplo positivo del uso de bombeo electrosumergible.

3.3.4 Análisis económico del uso de la bomba electrosumergible en el VD - 5AB

Con la instalación de la bomba electrosumergible en el pozo VD - 5AB se pronostica un incremento de 103,32 m³/d tomando como referencia el valor que se obtuvo por el cálculo de potencial Vogel 502, 00 m³/d, figura 3.3.

El valor estimado de la inversión es de \$ 1029530. El resumen de los costos de la inversión aparece en la tabla 3.2.

Tabla 3.2 Resumen de los costos de la inversión.

Tipo servicio	CUP (\$)
Servicio de instalación del sistema	364524,18
Tarifa mensual	379540,91
Tarifa equipo respaldo	84947,32
Tarifa mensual	78241,68
Renta de 2 generadores	122275,91
Total	1029530.00

En la tabla 3.3 se muestra el comportamiento de los ingresos desde el 2023 con el incremento de producción de petróleo que se logra con la instalación del bombeo electrosomergible en el pozo VD – 5AB, es decir se parte del incremento de producción (103.32 m³/d) y se declina esta producción hasta el 2032 para realizar pronóstico en m³/d y en miles de m³ como incremento anual y acumulado, así como los ingresos acumulados hasta el año 2032 en \$.

Tabla 3.3 Comportamiento de los ingresos desde el 2023 hasta el 2032.

AÑOS	Costo	OPEX	TOTAL	Informacion		Produc.		INGRESOS		Effectividad
	Reparac.			Qoil	Incr.anual	Precio	Ingresos	Descuento	Acuml.	Acuml.
	\$	\$	\$	m ³ /d	Mil m ³	\$/m ³	\$	\$	\$	Mil m ³
	1029530		1029530					-1029530	-1029530	
2023		129838	129838	103.32	37.712	5000	188560000	188430162	187400632	37.712
2024		131136	131136	99.27	35.886	5000	179429502	179298366	366698998	73.598
2025		132448	132448	95.38	34.482	5000	172410567	172278119	538977117	108.080
2026		133772	133772	91.64	33.133	5000	165666039	165532266	704509383	141.213
2027		135110	135110	88.04	31.837	5000	159185197	159050087	863559470	173.050
2028		136461	136461	84.59	30.592	5000	152957741	152821280	1016380750	203.642
2029		137826	137826	81.27	29.395	5000	146973770	146835944	1163216694	233.037
2030		139204	139204	78.09	28.245	5000	141223771	141084567	1304301261	261.281
2031		140596	140596	75.03	27.140	5000	135698602	135558006	1439859267	288.421
2032		142002	142002	72.08	26.078	5000	130389479	130247477	1570106744	314.499

El impacto que posee esta inversión se ve directamente reflejado en el incremento de la producción de petróleo crudo del pozo de 103.32 m³/d a partir de la implementación del bombeo electrosumergible a partir del año 2023, luego a esta producción incrementada se le aplica una declinación de un 4 % para realizar pronóstico hasta el 2032, 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 3.6.

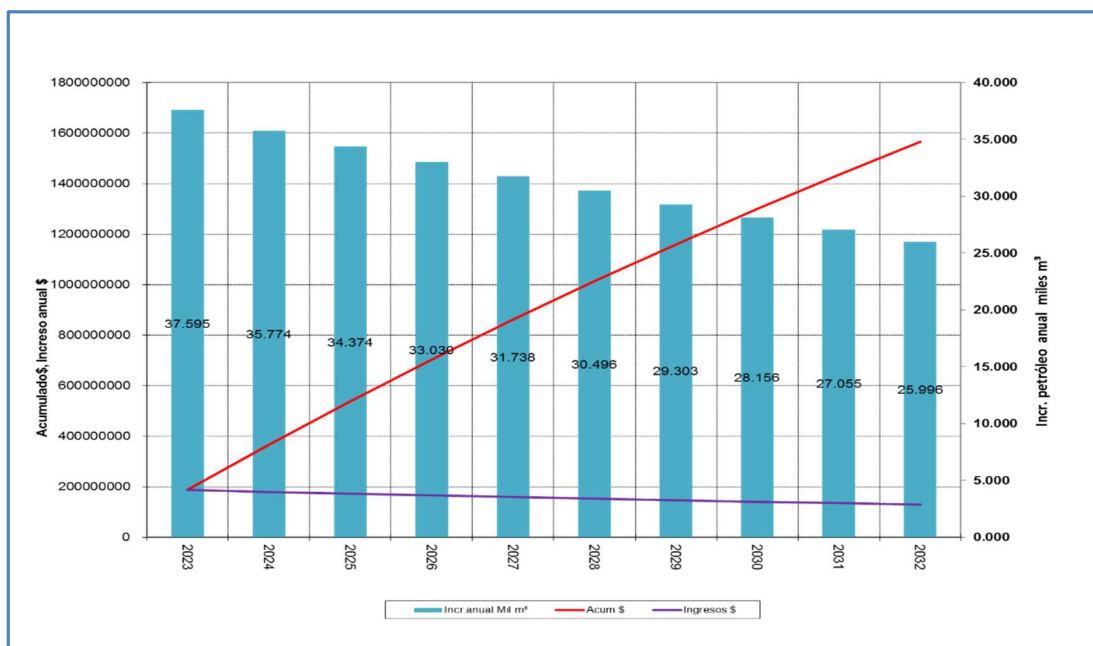


Figura 3.6 Comportamiento de indicadores de factibilidad técnica económica del bombeo electrosumergible del pozo VD – 5AB.

3.4 Programa de trabajo para la implementación de la bomba electrosumergible en el pozo VD – 5AB.

Se elabora el programa de trabajo para la implementación de la bomba electrosumergible en el VD – 5AB (figuras A4.1 y A4.2), 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. En dependencia de los resultados se decide si trabajar el pozo con un colchón de agua en equilibrio o mediante succión.
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. Montar BOP de 11'' x 5000 psi. Hacer prueba de presión y de funcionamiento, según procedimiento.
16. Cerrar pozo por 1 hora. Registrar presiones de superficie.

17. Circular de casing a tubing con 25 m³ de petróleo ligero + 50 m³ de agua de capa caliente.
18. Circular de tubing a casing con agua técnica al máximo caudal posible hasta obtener agua en retorno. Trabajar con el choque para crear presión de circulación. (Evaluar comportamiento del pozo).
19. En caso de no quedar bajo control, crear succión con agua técnica por casing, mantener la misma al caudal más bajo posible garantizando control total del pozo.
20. Desinstalar cables de los registradores de fondo, sacar tubería 4 ½’’ con estator y ancla de torque, para la torre.
21. Sacar partiendo para el muelle toda la tubería 2 7/8’’ (Recuperar manómetros de fondo y sensores).
22. Bajar tubería 4 ½’’ con escariador de camisa 9 5/8’’ hasta 750 m LI.
23. Sacar tubería 4 ½’’ con escariador para la torre.
24. Bajar packer recuperable abierto arriba + 750 mts de tubería 4 ½’’, maniobrar y anclar a esta profundidad.
25. Probar hermeticidad del packer a 70 atm durante 15 min.
26. Descargar tubería 4 ½’’ sobre el *packer*.
27. Desmontar mesa de trabajo y BOP de tubería.
28. Agregar a la sección ‘B’ del pozo el *spool* preparado para el completamiento con la ESP.
29. Montar BOP de 11’’ x 5000 psi. Hacer prueba de presión y de funcionamiento, según procedimiento.
30. Montar mesa de trabajo y accesorios de tubería.
31. Desanclar packer recuperable, sacar tubería 4 ½’’ con *packer* para la torre.
32. Armar bomba ESP según instrucciones del supervisor de la compañía Schlumberger.
33. Bajar composición del sistema de bombeo + 2500 mts de tubería 4 ½’’, con cable de alimentación.
34. Colgar tubería en el *spool* preparado para la instalación del cable.
35. Desmontar mesa de trabajo y BOP de tubería.

36. Completar arbolito. Armar *By Pass*. Completar montaje del equipamiento y poner a punto el sistema de bombeo.
37. Arrancar el sistema según recomendaciones del supervisor de la Schlumberger.
38. Desmontar equipo. Acondicionar área.
39. 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-5AB 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).

3.5.1 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. Seguridad 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- El uso de la bomba electosumergible en el pozo VD-5AB resulta factible ya que permite su bajada a una mayor profundidad respecto a las bombas PCP o convencionales, lo que favorece la explotación del pozo al máximo de su potencial al encontrarse más cerca de la zona productiva.
- 2- Con el uso del bombeo electrosumergible el pozo VD-5AB aumenta su potencial de 398,68 a 502,00 m³/d y su índice de productividad (IP) sería de 66,05 m³/d/atm.
- 3- Se calcula la reserva de petróleo del pozo y se realiza pronóstico de producción por 10 años después de implementar el bombeo electrosumergible a partir del año/2023 hasta el 2032.

CONCLUSIONES GENERALES

- 1- Se demuestra que con la implementación de una bomba electrosumergible en el pozo VD – 5AB se puede obtener un incremento de producción de petróleo de 103,32 m³/d a partir del año 2023.
- 2- Con la implementación de una bomba electrosumergible en el pozo VD – 5AB se pronostica un acumulado de petróleo incrementado en el primer año de 37712 m³ y hasta el 2032 de 314499 m³ con una declinación de la producción de un 4 %.
- 3- Con el uso de una bomba electrosumergible en el pozo VD – 5AB se espera un ingreso total en el primer año de \$ 187400632 CUP a un precio estimado de \$ 5 000 CUP el m³ de petróleo.
- 4- Se elaboró el programa de trabajo con las secuencias de operaciones a llevar a cabo para la implementación de una bomba electrosumergible en el pozo VD – 5AB.

RECOMENDACIONES

- ✓ Implementar bombeo electrosumergible en el pozo VD – 5AB
- ✓ Aplicar el programa de trabajo que se propone para la implementación del bombeo electrosumergible en el pozo VD – 5AB
- ✓ Realizar estudio a otros pozos del Varadero Oeste extendidos para proponer bombeo electrosumergible.

BIBLIOGRAFIA

1. Berger Brill, D. (1992). *“Petróleo Moderno”*. USA. Penn Well Publishing Company. USA.
2. Colectivos de autores. 2018. *“Informe anual del Yacimiento Varadero”*. Departamento de Yacimiento. Varadero. EPEP-C. Cuba.
3. Colectivo de autores. 2022. *“Archivo digitalizado de pozos del Yacimiento Varadero”*. Departamento de Yacimiento. EPEP-C. Cuba.
4. Colectivo de autores. 2018. *“Manual de contabilidad y costo”*. PC-DE/M. Revisión-02.
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 Cajigal, Armando. 2018. *“Certificación Internacional de operadores de producción de petróleo y gas. Varadero”*. Centro Politécnico del Petróleo. Cuba.
9. Correoso Romero 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. Fernández Garrido, Rolando. 2018. *“Perforación de pozos petroleros en tierra”*. Cuba.
12. Ferrer, M. (2010). *“Fundamentos de la Ingeniería de Yacimientos”*. Maracaibo: Astro Data S.A Venezuela.
13. Franco, J. L. (4 de 1 de 2017). *“Curso técnico de la industria petrolera”*. Obtenido de Oilwatch. Bogotá Colombia: <http://oilwacht.com>.

14. García Sánchez, R. 2021. "*Geología del petróleo para la Especialidad de ingeniería petrolera*". Cárdenas, Matanzas, Cuba.
15. Gonzáles Julio, Becerra Oscar, Gala Miguel, Pérez Eduardo. 2014. "*Optimización de la producción en el yacimiento Varadero*". Informe interno CUPET. Cuba.
16. Hernández Pinto, D. J., & 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 1*. Santander, Bucaramanga.
17. Howard B. Bradley.1992. "*Petroleum Engineering Handbook*", Society of Petroleum Engineers Richardson, Third Printing, TX, U.S.A.
18. Laffita, A. L. (2021). "*Taller de metodología de la investigación*". Cárdenas.
19. López J. O., et al (2004). "*Clasificación de los petróleos cubanos desde el punto de vista de su origen (generación)*". (Segunda edición ed.). Amsterdam.
20. Ray Ivey. 2020. "*Elevación artificial en pozos horizontales*". La Habana. Cuba
21. Sardiñas Ramos Luis Alberto. 2016. "*Evaluación de la elevación artificial en pozos de la EPEO-centro*". Cuba.
22. Schlumberger. 2021. "*Procedimientos de instalación de ESP*". Cuba
23. Tavares Noa David. 2022. Departamento de Yacimiento. "*Biblioteca digital de Softwares de Ingeniería en Yacimientos de petróleo y Gas*". Varadero. EPEP-C. Cuba.
24. Thomas José Eduardo. 2001. "*Fundamentos de Ingeniería del petróleo*", 2da edición. Brasil.
25. Verrier Castro José miguel. 2019. "*Revista de Ciencia y Técnica de la EPEPC*". 5ta Edición. Cuba.

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

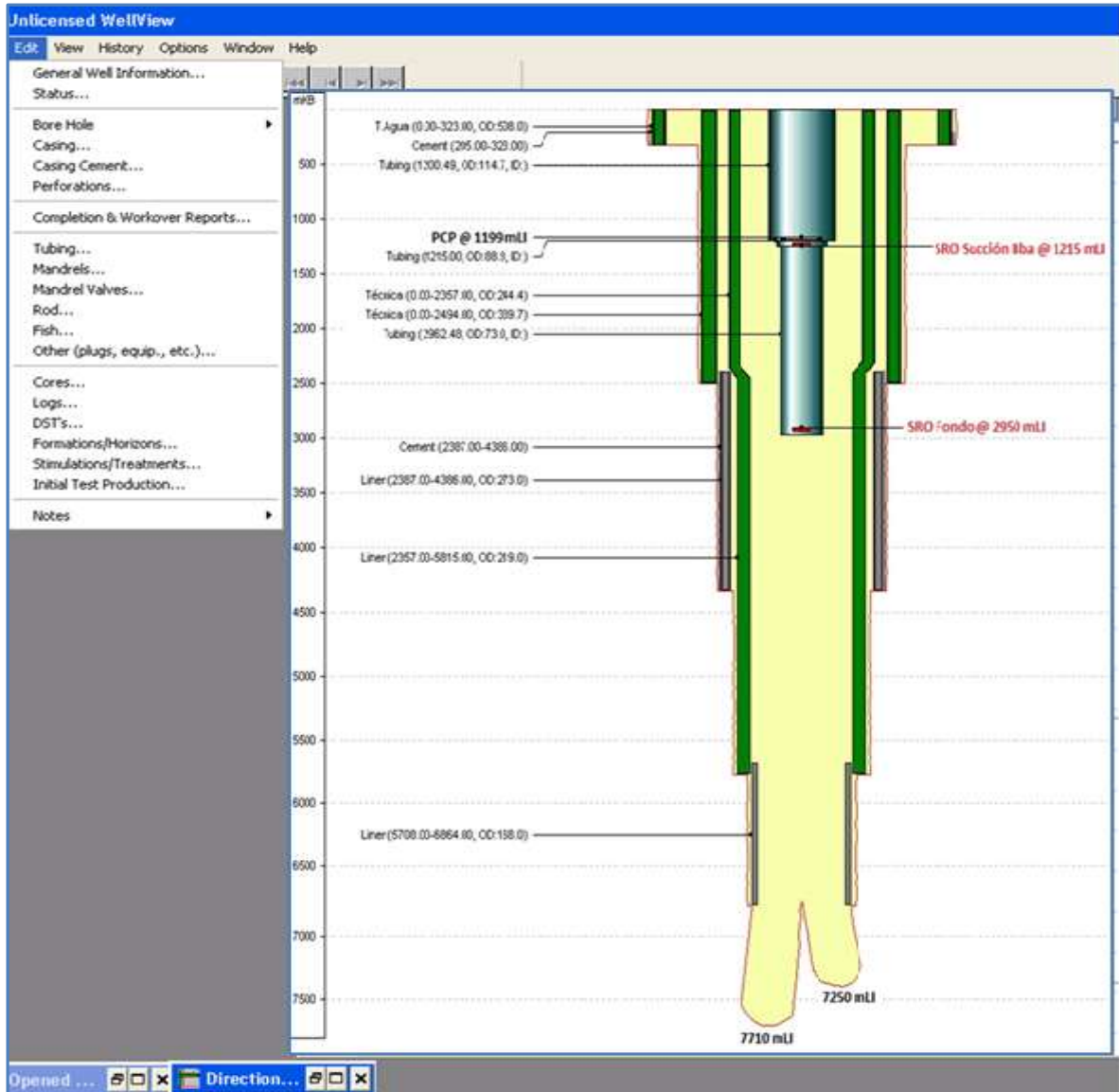


Figura A1.1 Esquema actual del pozo VD-5AB elaborado por el programa *Wellview*.

Anexo 2

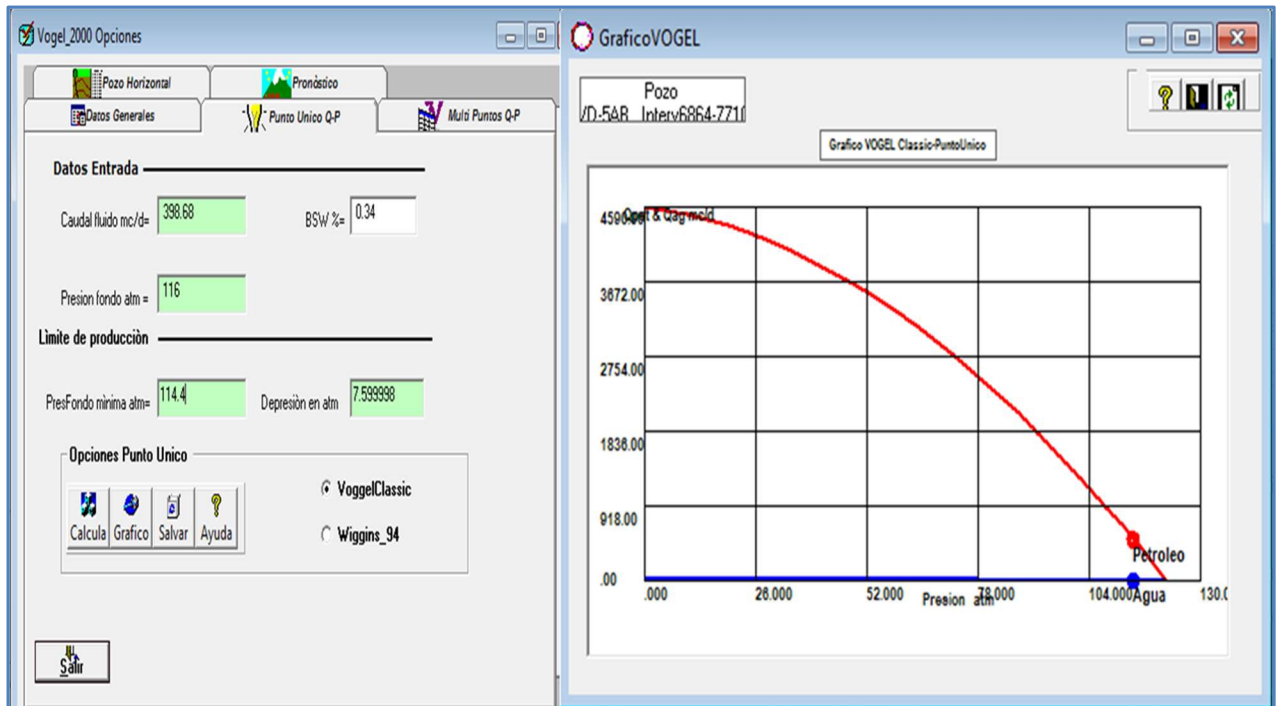


Figura A2.1 Cálculo del potencial productivo del Pozo VD-5AB por el Software Vogel. 2000.

```

Programa VOGEL_2000
SoftYac-Varadero

Pozo..... VD-5AB
Fecha.....09/12/2022
Intervalo MD.....6864-7710
Presion capa atm..... 122
Presion Saturacion atm .. 125
Skin..... 0
Radio pozo m..... .073
Radio Drenaje m.. 200

Modelo Punto Unico

Datos Iniciales
Caudal de fluido mc/d 398.68      BSW % .34
Presion de fondo atm 116
PresFondo minima atm 114.4

Solucion de Punto Unico
Modelo...Classic-PuntoUnico

-----Caudales Potenciales Ppbh =0-----
Qpetròleo maximo mc/d... 4588.59   Qagua maximo mc/d ... 27.56
Q fluido maximo mc/d ..... 4616.15

-----Indices de Productividad -----
Jpetròleo mc/d atm..... 65.83   Jagua mc/d atm..... 0.23

-----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... 500.28   Qagua optimo mc/d ... 1.72
Q fluido optimo mc/d ..... 502.00

Modelo MultiPunto

No/Disponible datos

```

Figura A2.2 Resultados del cálculo del potencial productivo del Pozo VD-5AB por el *Software Vogel*.

Anexo 3

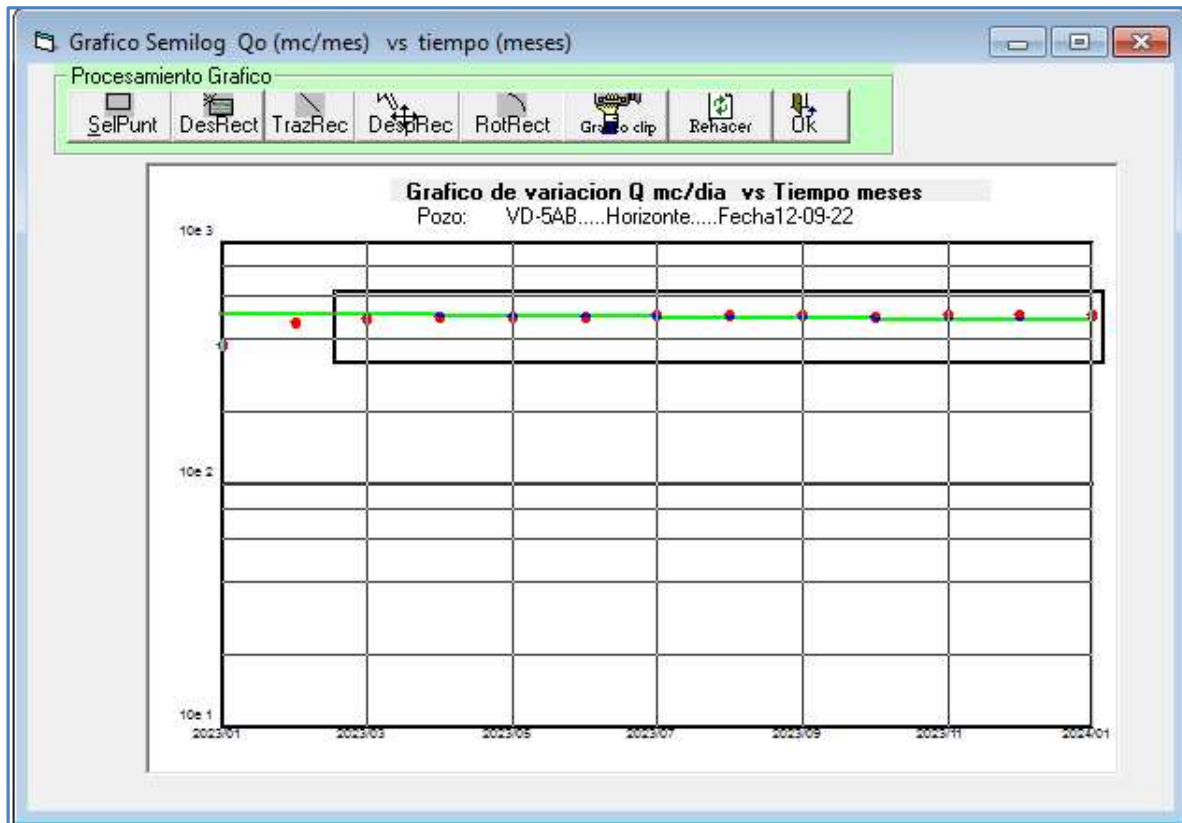
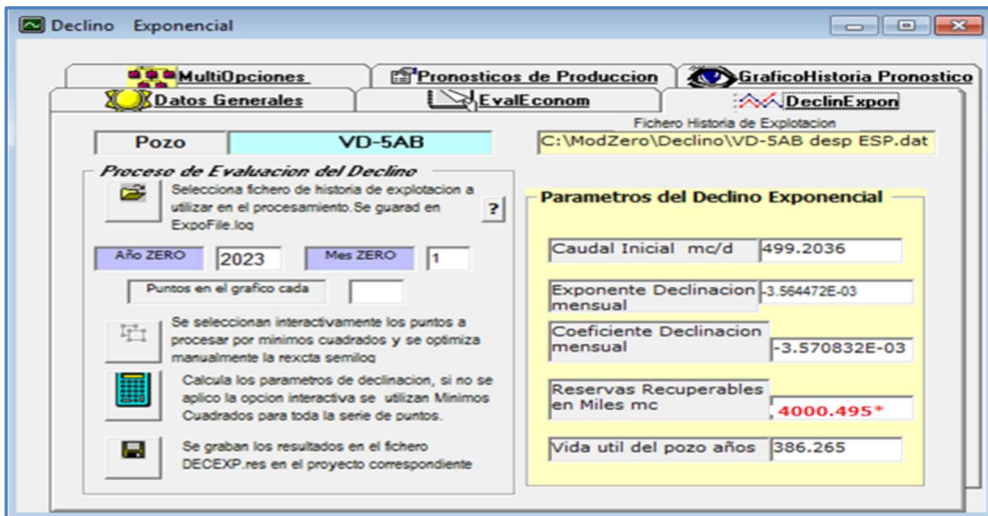


Figura A3.1 Cálculo de declinación exponencial del pozo VD-5AB por programa ModZero declino.



Resultados del Procesamiento Declino Exponencial por Historia Explotación
 Pozo..... VD-5AB

```

=====
1.-Caudal Inicial en mc/mes .....: 14976.11
2.-Exponente de declinación anual .....:-4.277366E-02
3.-Coeficiente de declinación anual .....:-4.187177E-02
4.-Exponente de declinación mensual.....:- 0.0036
5.-Coeficiente de declinación mensual.....:- 0.0036
6.-Reservas Extraibles Milesmc .....: 4000.495 *
* Valor estimado por ser un dato confidencial
=====
  
```

Figura A3.2 Resultados del cálculo de declinación exponencial del pozo VD-5AB por programa ModZero declino.

Anexo 4

PROGRAMA DE TRABAJO					
F-PF-1811					
Datos generales del pozo					
Pozo	VDW 1011			Fecha	22/11/2021
Profundidad final	7710			Pc	127 atm
Fondo artificial				Pf	116 atm
Tipo de arbolito	API 5000 psi			Padm	***
Tipo de preñe	Tree composite				
Construcción del Pozo					
Camisa	Diámetro	Prof. bajada LI	Espesor	Tipo de acero	Anillo Cemento
	Mm	m	mm		mbmr
Tranque de agua	508	323	140 Kg/m	K-55	0
Intermedia	339.7	2490	94 Kg/m	K-55	
Intermedia	273	2387 - 4386	61 Kg/m	L-80	
Técnica	244.4	2367	69.9 Kg/m	L-80	
Liner	219	2367 - 5816	36 Kg/m	L-80	
Liner	168	5708 - 4864	28 Kg/m	K-55	
Cano Principal	152	6864 - 7710			
Cano Lateral	152	6945 - 7250			
Método de Producción Actual:					
Qf (m ³ /d)		RGP		BSW (%)	
400		44.39		0.00	
Composición de Bombeo					
Elementos de bombeo	Cantidad	Longitud (m)	Total (m)		
Los datos de tubería y cabilla aparecen en el esquemático adjunto.					
Objetivo del Trabajo:					
Cambio de bomba.					

Figura A4.1 Programa de trabajo para la implementación de la bomba electrosumergible en el pozo VD – 5AB.

Secuencia de Operaciones:

I

1. Recibir pozo y área de trabajo del CC y abrir orden de trabajo.
2. Montar equipo de intervención por parte de EMPERCAP 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 CC # 11. En dependencia de los resultados se decide si trabajar el pozo con un colchón de agua en equilibrio o mediante succión.
6. Desalojar pozo por tubing.
7. Controlar tubing de ser necesario, mantener casing abierto para el CC durante la maniobra de cabilla.
8. Desmontar U/F.
9. Sacar varillon 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. Montar BOP de 11" x 5000 psi. Hacer prueba de presión y de funcionamiento, según procedimiento.
16. Cerrar pozo por 1 hora. Registrar presiones de superficie.
17. Circular de casing a tubing con 25 m3 de petróleo ligero + 50 m3 de agua de capa caliente.
18. Circular de tubing a casing con agua técnica al máximo caudal posible hasta obtener agua en retorno. Trabajar con el choque para crear presión de circulación. (Evaluar comportamiento del pozo).
19. En caso de no quedar bajo control, crear succión con agua técnica por casing, mantener la misma al caudal más bajo posible garantizando control total del pozo. (Reportar volumen de agua utilizada cada 24:00 H).
20. Desinstalar cables de los registradores de fondo, sacar tubería 4 ½" EUE con estator y ancla de torque, para la torre.
21. Sacar partiendo para el muelle toda la tubería 2 7/8" EUE (Recuperar manómetros de fondo y sensores).
22. Bajar tubería 4 ½" EUE con escariador de camisa 9 5/8" hasta 750 mbbp.
23. Sacar tubería 4 ½" EUE con escariador para la torre.
24. Bajar packer recuperable abierto arriba + 750 mts de tubería 4 ½" EUE, maniobrar y anclar a esta profundidad.
25. Probar hermeticidad del packer a 70 atm durante 15 min.
26. Descargar tubería 4 ½" EUE sobre el packer.
27. Desmontar mesa de trabajo y BOP de tubería.
28. Agregar a la sección "B" del pozo el spool preparado para el completamiento con la ESP.
29. Montar BOP de 11" x 5000 psi. Hacer prueba de presión y de funcionamiento, según procedimiento.
30. Montar mesa de trabajo y accesorios de tubería.
31. Desanclar packer recuperable, sacar tubería 4 ½" EUE con packer para la torre.
32. Armar bomba ESP según instrucciones del supervisor de la Cia Schlumberger.
33. Bajar composición del sistema de bombeo + 2500 mts de tubería 4 ½" EUE, con cable de alimentación.
34. Colgar tubería en el spool preparado para la instalación del cable.
35. Desmontar mesa de trabajo y BOP de tubería.

36. Completar arbolito. Armar By Pass. Completar montaje del equipamiento y poner a punto el sistema de bombeo.
37. Arrancar el sistema según recomendaciones del supervisor de la Schlumberger.
38. Desmontar equipo. Acondicionar área.
39. Cerrar orden de trabajo y entregar pozo al CC.

Necesidades:

- Equipo de intervención
- Planta de lodo
- Servicios de la Brigada de Aseguramiento
- Servicios de la brigada de herramienta de fondo
- Equipo para suministrar aire al carrete del cable
- 1500 mts de tubería 4 ½" EUE

Figura A4.2 Programa de trabajo para la implementación de la bomba electrosumergible en el pozo VD – 5AB con secuencias de operaciones y necesidades.