



Tecnológico UNIVERSITARIO
“RUMIÑAHUI”

CARRERA:

TECNOLOGÍA SUPERIOR EN PETRÓLEOS

TECNOLÓGO SUPERIOR EN PETRÓLEOS.

TEMA:

**OPTIMIZAR EL SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL EN EL POZO
HORMIGUERO SUR 11 DEL BLOQUE 17 CONSIDERANDO BOMBEO
ELECTROSUMERGIBLE Y CAVIDADES PROGRESIVAS EN EL AÑO 2024.**

AUTOR:

JEFFERSON ALEJANDRO CISNEROS MENDOZA

DIRECTORES:

ING. LUIS ALVAREZ

Sangolquí, Agosto 31, 2024

CARTA DE CESIÓN DE DERECHOS DEL TRABAJO DE TITULACIÓN

CT-ANX-2024-ISTER-6-6.2

Sangolquí, 21 de Octubre del 2024

MSc. Elizabeth Ordoñez
DIRECTORA DE DOCENCIA

MSc. Mónica Loachamín
COORDINADORA DE TITULACIÓN

**INSTITUTO SUPERIOR TECNOLÓGICO RUMIÑAHUI CON CONDICIÓN DE
UNIVERSITARIO**

Presente

Por medio de la presente, yo, JEFFERSON ALEJANDRO CISNEROS MENDOZA declaro y acepto en forma expresa lo siguiente: Ser autor del trabajo de titulación denominado, OPTIMIZAR EL SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL EN EL POZO HORMIGUERO SUR 11 DEL BLOQUE 17 CONSIDERANDO BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE Y CAVIDADES PROGRESIVAS EN EL AÑO 2024 de la Tecnología Superior en Petróleos; y a su vez manifiesto mi voluntad de ceder al Instituto Superior Tecnológico Rumiñahui con condición de Universitario los derechos de reproducción, distribución y publicación de dicho trabajo de titulación, en cualquier formato y medio, con fines académicos y de investigación.

Esta cesión se otorga de manera no exclusiva y por un periodo indeterminado. Sin embargo, conservo los derechos morales sobre mi obra.

En fe de lo cual, firmo la presente.

Atentamente,



Firmado electrónicamente por:
JEFFERSON ALEJANDRO
CISNEROS MENDOZA

JEFFERSON ALEJANDRO CISNEROS MENDOZA
C.I.: 2300275225

FORMULARIO PARA ENTREGA DE PROYECTOS EN BIBLIOTECA INSTITUTO SUPERIOR TECNOLÓGICO RUMIÑAHUI CON CONDICIÓN DE UNIVERSITARIO

CT-ANX-2024-ISTER-1

CARRERA:

TECNOLOGÍA SUPERIOR EN PETROLEOS

AUTOR /ES:

CISNEROS MENDOZA JEFFERSON ALEJANDRO

TUTOR:

ÁLVAREZ LAZO LUIS ALFREDO

CONTACTO ESTUDIANTE:

098 234 7664

CORREO ELECTRÓNICO:

jeffersonalejandro.cisneros@ister.edu.ec

TEMA:

OPTIMIZAR EL SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL EN EL POZO HORMIGUERO SUR 11 DEL BLOQUE 17 CONSIDERANDO BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE Y CAVIDADES PROGRESIVAS EN EL AÑO 2024.

OPCIÓN DE TITULACIÓN:

UNIDAD DE INTEGRACION CURRICULAR

RESUMEN EN ESPAÑOL:

La problemática del pozo Hormiguero Sur 11 radica en la dificultad de las bombas centrífugas para levantar el crudo, que proviene de la arena M1 y tiene una viscosidad de 13° API. Esta dificultad ha resultado en varias intervenciones costosas, con un promedio de USD 400,000 por intervención, y frecuentes fallas mecánicas en los equipos utilizados, lo que ha llevado a una operación ineficiente y costos elevados. Se propone reemplazar el sistema actual de bombeo electro sumergible con bombas centrífugas por un sistema de bombeo de cavidad progresiva (PCP), que se espera aumente la producción a aproximadamente 230 BFPD y 138 bppd. La implementación de ESPCP es técnicamente viable y puede optimizar la producción y reducir costos operativos en comparación con

otras tecnologías de levantamiento artificial. Las ESPCP son eficientes para manejar fluidos de alta viscosidad y sólidos, y requieren menos mantenimiento y energía. Además, su implementación cumple con normativas y estándares internacionales de seguridad, medio ambiente y calidad, como los de la American Petroleum Institute (API). Esto asegura que las operaciones sean seguras, eficientes y sostenibles, contribuyendo a reducir los impactos ambientales negativos y permitiendo inversiones en tecnologías sostenibles.

PALABRAS CLAVE:

CENTRIFUGA, VISCOSIDAD

ABSTRACT:

The problem with the Hormiguero Sur 11 well lies in the difficulty of the centrifugal pumps to lift the crude oil, which comes from the M1 sand and has a viscosity of 13° API. This Difficulty has resulted in several costly interventions, averaging USD 400,000 per intervention, and frequent mechanical failures in the equipment used, which has led to a inefficient operation and high costs.

It is proposed to replace the current electrosubmersible pumping system with centrifugal pumps

by a progressive cavity pumping (PCP) system, which is expected to increase production to approximately 230 BFPD and 138 bppd.

The implementation of ESPCP is technically feasible and can optimize production and reduce

operating costs compared to other artificial lift technologies. The ESPCP

They are efficient at handling high viscosity fluids and solids, and require less maintenance and energy. Furthermore, its implementation complies with international regulations and standards.

safety, environment and quality, such as those of the American Petroleum Institute (API). this

ensures that operations are safe, efficient and sustainable, contributing to reducing negative environmental impacts and allowing investments in sustainable technologies

Keywords:

CENTRIFUGE, VISCOSITY

SOLICITUD DE PUBLICACIÓN DEL TRABAJO DE TITULACIÓN

CT-ANX-2024-ISTER-2
Sangolquí, 21 de Octubre del 2024

**Sres.-
INSTITUTO SUPERIOR TECNOLÓGICO RUMIÑAHUI CON CONDICIÓN DE
UNIVERSITARIO**

Presente

A través del presente me permito aceptar la publicación del trabajo de titulación de la Unidad de Integración Curricular en el repositorio digital “DsPace” del estudiante: JEFFERSON ALEJANDRO CISNEROS MENDOZA, con CI. 2300275225, alumno de la Carrera TECNOLOGIA SUPERIOR EN PETROLEOS

Atentamente,



Firmado electrónicamente por:
**JEFFERSON ALEJANDRO
CISNEROS MENDOZA**

Firma del Estudiante
C.I. : 2300275225

SÓLO PARA USO DEL ISTER

Han sido revisadas las similitudes del trabajo en el software “TURNITING” y cuenta con un porcentaje de 14 %; motivo por el cual, el Proyecto Técnico de Titulación es publicable. (EL PORCENTAJE DE SIMILITUD DEBE SER MÁXIMO DE 15%)

MSc. Elizabeth Ordoñez
DIRECTORA DE DOCENCIA

MSc. Mónica Loachamín
COORDINADORA DE TITULACIÓN

Fecha del Informe ____/____/____

DEDICATORIA

Este logro va dedicado principalmente a Dios por permitirme llegar a este momento.

También va dedicado a mi familia, especialmente a mi esposa Cinthia Romero que es la persona que estuvo apoyándome incondicionalmente en todo este camino.

A mis hijas por ser ese motivo de superación profesional y así servir de ejemplo.

También agradezco a mis padres Wilman Cisneros y Digna Mendoza, sin ellos esto no sería posible, esto también es un logro de ellos.

Agradezco a mis hermanos por su apoyo y demás personas que aportaron con un granito de arena para hacer esto posible.

AGRADECIMIENTOS

Al Ingeniero Luis Alvarez por su acompañamiento en este proyecto.

A la empresa Baker Hughes por permitirme vivir este momento y experiencia.

Al Ingeniero Sebastian Montenegro por compartir sus conocimientos, tiempo y experiencia para este proyecto.

ÍNDICE GENERAL

CONTENIDO

| | |
|--|-----------|
| RESUMEN | 3 |
| Capítulo 1 | 4 |
| 1.1 Antecedentes | 5 |
| 1.2 Planteamiento del problema | 6 |
| 1.3 Justificación | 7 |
| 1.4 Objetivos | 8 |
| 1.4.1 Objetivo general | 8 |
| 1.4.5 Objetivos específicos | 9 |
| 1.5 Modelo Geológico del yacimiento | 9 |
| 1.5.1 Arenisca M1 | 9 |
| 1.5.2 Descripción Petrofísica | 9 |
| 1.5.3 Porosidad | 9 |
| 2 Capítulo 2, Marco Teórico | 10 |
| 2.1 Componentes de una Bomba de Cavidad Progresiva | 11 |
| 2.2 Ventajas de una ESPCP | 12 |
| 2.3 Importancia de las Bombas Electrosumergible | 13 |
| 2.5 Aplicaciones de las Bombas Electrosumergible | 15 |
| 2.6 Desafíos y Consideraciones | 16 |
| 3. Capítulo 3 | 17 |
| 3.1 Diseño e Implementación de ESPCP | 17 |
| 3.2 Profundidad y asentamiento de la Bomba | 18 |
| 3.3 Características del pozo Hormiguero Sur 11 | 19 |
| 3.4 Información Diagrama del pozo Hormiguero Sur 11 | 19 |
| 3.5 Comportamiento de Afluencias del pozo | 20 |
| 3.5.1 Índice de Productividad | 20 |
| 3.5.2 Modo Lineal | 21 |
| 3.6 Análisis de la Bomba ESPCP | 22 |
| 3.6.1 Diseño del equipo BES y características del pozo. | 23 |
| 3.7 Diseño e Implementación de Equipo BES | 25 |
| 3.7.1 Análisis de la selección de la Bomba Electrosumergible | 26 |
| 3.7.2 Diseño del Equipo BES y características del pozo | 27 |
| 3.7.2 Análisis de sensibilidad posterior a la puesta en marcha. | 29 |
| 4. Capítulo 4 | 30 |
| 4.1 Análisis Económico | 30 |
| 4.1. Valor Actual Neto (VAN) | 30 |
| 4.1.2 Tasa Interna de Retorno. | 31 |
| 4.1.3 Relación Beneficio/costo | 31 |
| 4.2 Análisis Económico | 31 |
| 4.2.1 Costo de Implementación de Sistema ESPCP. | 31 |
| 4.2.2 Ingresos del Proyecto con ESPCP | 32 |
| | 3 |

| | |
|---|-----------|
| 4.2.3 Egresos | 33 |
| 4.2.4 Costo de producción del Barril de Petróleo. | 34 |
| 4.3 Costo de Implementación de Sistema de levantamiento Artificial BES. | 34 |
| 4.4 Ingresos del Proyecto con BES | 35 |
| 4.4.1 Costo de producción del Barril de Petróleo. | 36 |
| 4.5 Resultado de Análisis económico | 36 |
| 5. Capítulo 5, Conclusiones y Recomendaciones | 37 |
| 5.1 Conclusiones | 37 |
| 5.2 Recomendaciones | 38 |
| 5.3 Análisis Político, Económico, Social, Tecnológico, Legal, Ambiental. | 40 |
| Bibliografías | 44 |

RESUMEN

La problemática del pozo Hormiguero Sur 11 radica en la dificultad de las bombas centrífugas para levantar el crudo, que proviene de la arena M1 y tiene una viscosidad de 13° API. Esta dificultad ha resultado en varias intervenciones costosas, con un promedio de USD 400,000 por intervención, y frecuentes fallas mecánicas en los equipos utilizados, lo que ha llevado a una operación ineficiente y costos elevados.

Se propone reemplazar el sistema actual de bombeo electro sumergible con bombas centrífugas por un sistema de bombeo de cavidad progresiva (PCP), que se espera aumente la producción a aproximadamente 230 BFPD y 138 bppd.

La implementación de ESPCP es técnicamente viable y puede optimizar la producción y reducir costos operativos en comparación con otras tecnologías de levantamiento artificial. Las ESPCP son eficientes para manejar fluidos de alta viscosidad y sólidos, y requieren menos mantenimiento y energía. Además, su implementación cumple con normativas y estándares internacionales de seguridad, medio ambiente y calidad, como los de la American Petroleum Institute (API). Esto asegura que las operaciones sean seguras, eficientes y sostenibles, contribuyendo a reducir los impactos ambientales negativos y permitiendo inversiones en tecnologías sostenibles.

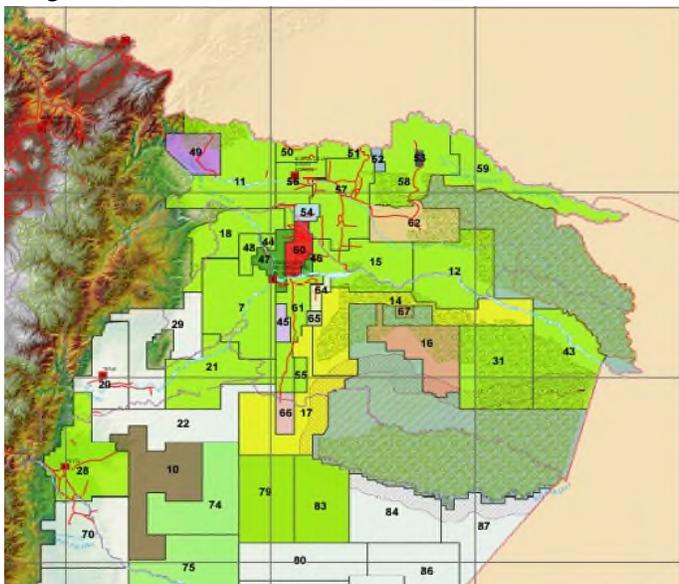
CAPITULO I

INTRODUCCIÓN

1.1. ANTECEDENTES:

- 1) El pozo Hormiguero Sur 11 está ubicado en la región de Coca, provincia de Orellana, Ecuador. Este campo petrolero es operado por Petro oriental S.A. Bloque 17, conocido por sus reservas de petróleo pesado, es uno de los bloques importantes en la producción de hidrocarburos en el país.
- 2) El crudo extraído en el Hormiguero 11 del bloque 17 típicamente tiene grados API bajos de 13 a 14, con 40% de BSW.

Figura 1.



Ubicación del pozo 17, Tomada de mapas de bloques petroleros del Ecuador Continental, secretaría de Hidrocarburos año 2009.

En el pozo Hormiguero sur 11 para la extracción del fluido de este pozo, se propone aplicar el sistema de bombeo de cavidad progresiva reemplazando al sistema de bombeo

electro sumergible con bombas centrifugas, en este pozo se prevé extraer aproximadamente 230 BFPD y 138 BPPD. De la Arena M1 9200 ft / 9100 ft TVD.

1.2 Planteamiento del Problema

¿Es posible obtener la producción óptima del pozo Hormiguero Sur 11?

La problemática del pozo hormiguero Sur 11 es que las bombas centrifugas tienen dificultad para levantar el crudo de ese pozo, este crudo es extraído de la arena M1. Esto podría deberse a varias razones:

Causas

- Características de la BES
- Viscosidad del crudo (13° API).

Consecuencias:

- Corto run life en sistemas de levantamiento artificial con bombas centrifugas.
- Se han realizado 5 intervenciones de WO las mismas que han representado un gasto de USD 400,000 por cada intervención, su completación inicial se realizó el 08 de enero del 2023:
- EL 24 de marzo del 2023 se apaga el equipo Bes Flex 3.2 – 530 STG – 165HP por falla mecánica. (76 días en operación)
- El 03 de abril del 2023 se instala el nuevo equipo Bes Flex 10 - 472STG – 220HP, y se apaga el 15 de julio por falla mecánica (103 días en operación)
- El 11 de agosto del 2023 se instala el nuevo equipo Bes E1000 - 423STG – 220HP, y se apaga el 15 de enero por falla mecánica (154 días en operación)
- El 22 de enero del 2023 se instala el nuevo equipo Bes Flex47 - 95STG – 220HP, y se encuentra en operación.

Con una bomba centrifuga se logra una producción de 200 bfpd.

En el pozo Hormiguero sur 11 para la extracción del fluido de este pozo, se propone aplicar el sistema de bombeo de cavidad progresiva reemplazando al sistema de bombeo electro sumergible con bombas centrifugas, se prevé extraer aproximadamente 59 BFPD y 354 bppd de la Arena M1 a 9200 ft MD/ 9100 ft TVD.

1.3. Justificación

La implementación de bombas de cavidad progresiva (ESPCP) en yacimientos de petróleo y gas es técnicamente viable y puede optimizar la producción y reducir costos operativos en comparación con otras tecnologías de levantamiento artificial. Las PCP son eficientes para manejar fluidos de alta viscosidad y sólidos, adaptándose a variaciones en la producción y tolerando el gas libre.

Requieren menos mantenimiento y tienen un consumo energético más bajo que otras tecnologías. Por lo tanto, su implementación es una solución técnica y económicamente justificable para mejorar la eficiencia y rentabilidad en la extracción de hidrocarburos.

La implementación de bombas de cavidad progresiva (ESPCP) en yacimientos de petróleo y gas contribuye al cumplimiento de diversas normativas y estándares internacionales relacionados con la seguridad, el medio ambiente y la calidad en la industria petrolera.

En cuanto a la justificación legal, la implementación de ESPCP puede estar en línea con normativas como las emitidas por la American Petroleum Institute (API), que establece estándares para equipos y prácticas en la industria del petróleo y gas. Las ESPCP pueden cumplir con los estándares de diseño, fabricación y operación establecidos por API, garantizando así la seguridad y la calidad de las operaciones petroleras.

Además, las ESPCP pueden contribuir al cumplimiento de normativas ambientales al optimizar la producción de petróleo y gas de manera más eficiente, lo que reduce la necesidad de operaciones adicionales que podrían tener impactos ambientales negativos. La reducción de costos operativos también puede traducirse en una mayor inversión en tecnologías y prácticas ambientales

sostenibles.

1.4 Objetivos General y Específicos

1.4.1 Objetivo General

Incorporar bombas de cavidad progresiva (ESPCP) como método de levantamiento artificial en yacimientos de petróleo y gas, con el objetivo de mejorar la eficiencia en la producción y disminuir los costos operativos, en comparación con otras tecnologías de levantamiento artificial disponibles.

1.4.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS:

1. Analizar la viabilidad de implementar las bombas de cavidad progresiva (ESPCP):
 - Determinar la compatibilidad considerando las características de los yacimientos de petróleo y gas, mediante el software Autograph se simula y analiza los posibles resultados de esta implementación.
 - Comparar su rendimiento con otras tecnologías de levantamiento artificial.
 - Identificar los requerimientos técnicos para su instalación y operación.
2. Analizar la viabilidad económica:
 - Comparar costos de instalación, operación y mantenimiento con otras tecnologías.
 - Proyectar el retorno de inversión (ROI).
 - Identificar y analizar riesgos económicos asociados.
3. Evaluar la viabilidad operativa:
 - Determinar recursos necesarios.
 - Elaborar un plan detallado de implementación.
 - Diseñar programas de capacitación para el personal.

4. Consideraciones adicionales:

- Políticas: Evaluar impacto gubernamental y relaciones políticas.
- Económicas: Analizar impacto en la economía local y buscar apoyos financieros.
- Sociales: Evaluar impacto en comunidades y desarrollar estrategias de responsabilidad social.
- Tecnológicas: Evaluar innovaciones y su integración con infraestructuras existentes.
- Legales: Garantizar cumplimiento normativo y gestionar permisos.
- Ambientales: Realizar estudio de impacto y implementar prácticas sostenibles.

Estos objetivos permitirán una evaluación integral de la viabilidad de las PCP como método de levantamiento artificial, optimizando la producción y reduciendo costos de manera eficiente y sostenible.

1.5 MODELO GEOLÓGICO DEL YACIMIENTO

1.5.1 Arenisca M-1

Se trata de una arenisca de color gris claro y gris oscuro con grano de cuarzo translúcido, suelto, fino a medio, clasificación regular, la matriz clara y no hay cementos visibles, sin poros visibles, con incrustaciones de glauconita.

1.5.2 DESCRIPCIÓN PETROFÍSICA

Es el estudio de las características de las rocas y su relación con los fluidos que contienen, ya sean estos móviles o estáticos.

La petrofísica es el estudio del estado, ya sea estático o en movimiento. Además del examen de la información extraída de los informes del campo, los análisis petrofísicos y de registro.

1.5.3 POROSIDAD

Es el volumen total de los espacios porosos de la roca capaces de contener fluidos líquidos.

Lo determina la relación entre el volumen de los poros y el volumen total de la roca.

$$\phi = \frac{V_p}{V_T} = \frac{V_p}{V_s + V_p}$$

En cuyo caso:

f = porosidad adimensional

Volumen poroso PC = V_p

Volumen total PC = V_T

Volumen granular PC = V_g

Cuando $f \leq 5\%$, la porosidad se considera: - Muy baja.

Cuando $5\% < f \leq 10\%$, es baja.

Cuando $10\% < f \leq 20\%$, media.

Cuando $20\% < f \leq 30\%$, es buena.

Sobresaliendo cuando $30\% < f$

1.5.4 PERMEABILIDAD

La capacidad de una roca para permitir el paso líquido a través de su red de poros interconectados

Se conoce como permeabilidad.

Estructuras de poros entrelazados. En general, la permeabilidad se mide en milidarcy (mD), o

Milésimas de Darcy.

La relación para calcular la permeabilidad absoluta de un medio poroso está representada por la Ecuación.

Sustancia permeable.

$$k = \frac{q\mu L}{A\Delta P}$$

CAPITULO II

MARCO TEÓRICO

Las bombas de cavidad progresiva son un tipo de bomba de desplazamiento positivo utilizada comúnmente en la industria petrolera para el levantamiento artificial de fluidos desde pozos de petróleo y gas. Estas bombas constan de un rotor helicoidal que gira excéntricamente dentro de un estator con una cavidad helicoidal interna. A medida que el rotor gira, se crean cavidades que se desplazan a lo largo de la bomba, generando un flujo continuo de fluido hacia la superficie.

2.1 Componentes de una Bomba de Cavidad Progresiva

Una bomba de cavidad progresiva está compuesta por los siguientes elementos principales:

Figura 2



- **Rotor:** Es un eje metálico con un perfil helicoidal que gira excéntricamente dentro del estator.
- **Estator:** Es un tubo de goma vulcanizada dentro de un cuerpo metálico, con una cavidad helicoidal interna. El estator tiene un paso mayor que el rotor, lo que permite el movimiento excéntrico del rotor.
- **Unidad de Rodamiento:** La unidad de rodamiento en una bomba de cavidad progresiva (PCP) es capaz de soportar las cargas axiales y radiales generadas durante la operación de la bomba, desempeña un papel crucial en el funcionamiento eficiente y duradero del sistema de bombeo y se conforma de soporte de rotor, reductor de fricción.

2.2 Ventajas de las Bombas de Cavidad Progresiva.

Presentan varias ventajas en comparación con otros métodos de levantamiento artificial:

- Pueden manejar fluidos con alta viscosidad y contenido de sólidos.
- Permiten un flujo continuo y constante de fluido hacia superficie.
- Tienen una construcción simple y robusta, con pocas partes móviles.
- Duran mucho tiempo y requieren poco mantenimiento.
- Pueden operar a altas velocidades y profundidades.
- Desafíos y Limitaciones

Si bien las bombas de cavidad progresiva son ampliamente utilizadas, también enfrentan algunos desafíos y limitaciones:

Las fallas mecánicas en los componentes, especialmente en los elastómeros del estator, pueden afectar el rendimiento y la vida útil de la bomba.

La interferencia entre el rotor y el estator puede causar desgaste prematuro y fallas.

La selección adecuada del tamaño y la configuración de la bomba es crucial para

optimizar su rendimiento en un pozo específico.

2.3 Importancia de las Bombas Electrosumergibles

- **Eficiencia en Pozos Profundos:** Las bombas electrosumergibles son ideales para pozos profundos, ya que pueden empujar el petróleo desde grandes profundidades hasta la superficie. Esto es especialmente útil cuando la presión del yacimiento disminuye, permitiendo mantener la producción sin necesidad de intervención adicional en el pozo.
- **Reducción de Costos Operativos:** Al instalar una bomba electrosumergible desde el inicio, se evitan costos futuros asociados con la intervención para instalar una bomba en un pozo que ha perdido presión. Esto optimiza los costos operativos a largo plazo.
- **Diseño Compacto y Sellado:** Estas bombas tienen un motor sellado herméticamente, lo que les permite operar en condiciones adversas y bajo el agua sin riesgo de fallas por corrosión o contaminación.

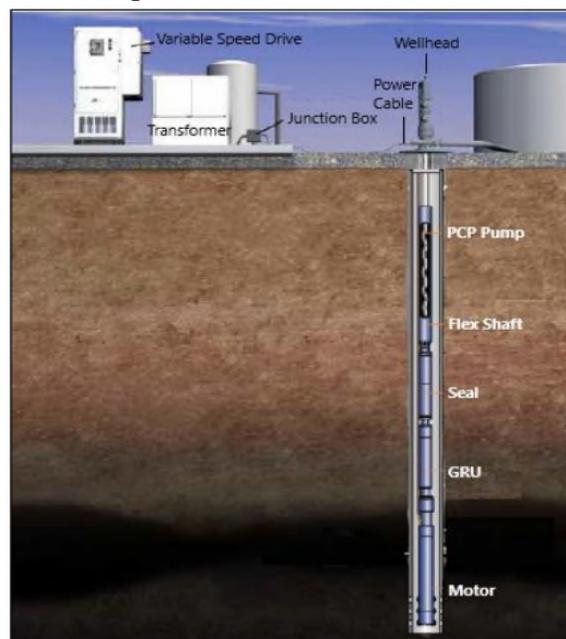
2.4 Funcionamiento de las Bombas Electrosumergibles

- **Principio de Funcionamiento:** Las bombas ESP funcionan mediante un motor eléctrico que transfiere la energía a un impulsor dentro de la bomba. Este impulsor genera una fuerza centrífuga que mueve el crudo a través del sistema de tuberías hacia la superficie. La configuración de la bomba puede incluir múltiples etapas para aumentar la presión y el caudal del fluido.
- **Componentes Claves:** Un sistema típico de bombeo electrosumergible incluye:
- **Bomba Centrífuga:** Está conformada por un conjunto de etapas compuesta por impulsor y difusor que permiten bombear el crudo a diferentes profundidades.
- **Separador de Gas:** Ingreso de los fluidos a la bomba, los separadores de gas reemplazan las tomas de bomba estándar en la cadena ESP. Ayuda a mejorar el rendimiento de la

bomba al separar la mayor cantidad de gas posible en la corriente de fluido antes de que entre en la primera etapa. Esto ayuda a eliminar el bloqueo de gas y a ampliar el rango de aplicación de los sistemas ESP

- **Sellos Protectores:** Absorben el empuje y la carga del eje en conjunto y aísla el aceite limpio del motor de los fluidos del pozo.
- **Motor Eléctrico:** Es un motor de Inducción trifásico que convierte la energía eléctrica en energía mecánica, misma que es transferida a la bomba mediante un conjunto de ejes.
- **Sensor de Fondo:** Mide los parámetros y proporciona datos de la bomba
- **Cable de Potencia:** Transmite energía eléctrica desde la superficie al motor y permite la comunicación de datos desde sensores de fondo.
- **Variador:** Permite controlar la velocidad del motor eléctrico que acciona la bomba BES variando la frecuencia de alimentación. Al modificar la frecuencia, se puede ajustar la velocidad del motor y, por lo tanto, el caudal bombeado, optimizando la producción.

Figura 3. Diseño de ESPCP.



2.5 Aplicaciones de las Bombas Electrosumergibles

- **Extracción de Crudo Pesado:** Las bombas ESP son especialmente útiles en la extracción de crudo y agua, que requieren un sistema de bombeo eficiente.
- **Manejo de Pozos con Gas:** En pozos donde se producen emulsiones de gas y petróleo, las bombas electrosumergibles pueden ayudar a separar los componentes y mantener un flujo constante de crudo hacia la superficie.
- **Producción en Campos Maduros:** En campos donde la producción ha disminuido, la instalación de bombas ESP puede revitalizar la producción al mejorar la eficiencia del levantamiento artificial.

2.6 Desafíos y Consideraciones

- **Fallas Mecánicas:** Las bombas ESP pueden enfrentar problemas de desgaste y fallas mecánicas, especialmente en condiciones de alta abrasión o cuando se utilizan en pozos con alta concentración de sólidos. Es crucial realizar un mantenimiento adecuado y monitorear el rendimiento del sistema.
- **Dependencia de la Energía:** La operación de las bombas electrosumergibles depende de un suministro eléctrico constante. En áreas donde la energía es limitada o susceptible a interrupciones, esto puede ser un desafío.

2.7 Evaluación del rendimiento del sistema de sondeo ESPCP con el software Autograph PC.

El software Autograph PC se utilizará para evaluar el rendimiento del sistema ESPCP en este pozo contrastando las condiciones de diseño de BES y ESPCP, las circunstancias en el momento de la falla y el diseño del fallo y el diseño sugeridos por los autores, que incluyen los límites operativos sugeridos. El programa Autograph PC de la empresa Baker Hughes es una herramienta que permite desarrollar procesos de producción como métodos de producción como el bombeo por cavidad progresiva, el bombeo electrosumergible.

Bombeo por Cavidad Progresiva Electrosumergible y Bombeo por Cavidad Progresiva, teniendo en cuenta todos los datos relativos a los pozos y los detalles sobre el pozo y el yacimiento, incluidos los parámetros relacionados con la producción, las cualidades de los fluidos y las condiciones del pozo.

CAPITULO 3

3.1 DISEÑO E IMPLEMENTACIÓN ESPCP.

El diseño de la ESPCP se realizará en el pozo Hormiguero Sur 11 de crudo pesado, productor de la Arena M1.

Este pozo produce elevación artificial mediante el uso de un sistema de bombeo electrosumergible. Sin embargo, debido a las propiedades del fluido principalmente su alta viscosidad y baja gravedad API ha tenido problemas para funcionar según lo previsto. Teniendo en cuenta la información presentada en el capítulo 2 sobre los sistemas de bombeo electrosumergibles y de cavidad progresiva, se sugiere el uso del mecanismo de cavidad progresiva como sustituto debido a su adecuado manejo en la producción de fluidos de alta viscosidad y crudo pesado. En la actualidad, el pozo no está en su uso debido a varios problemas que surgieron durante la producción, en la mayoría relacionado con el petróleo pesado. Para aumentar la producción y reducir los costes, se diseñará el sistema de bombeo electrosumergible de cavidad progresiva.

Bearing Unit
 9,103 FT TVD
 9,200 FT MD

NOTES:
 Start up the ESP at @40Hz.

DIELECTRIC OIL **PC92**

Maximum Operating Conditions:
 Sand: M1
 PI: 0.170 BFD/psi
 Pr: 2200 psi
 BSW: 40 %
 Q @ Freq. Max: 229 BFD
 Frec. Max: 46.0 Hz
 Frec.Op: 40.00

| Expected operating conditions @ Oper. Freq. Hz | |
|--|---------|
| Production | |
| WHP | 350 psi |
| RPM | 196 |
| Motor load % @ Freq Op | 39% |
| Motor load % Max Hz | 41% |
| Mx Hz | 46 |

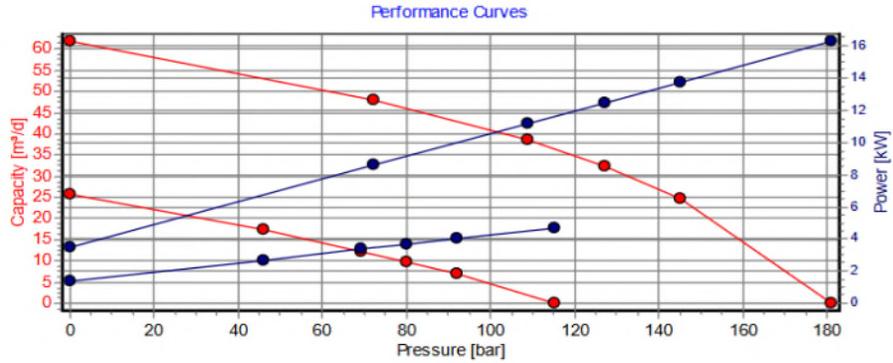


Tabla 1. Desempeño de la ESPCP.

| Speed (rpm) | Presión (Psi) | Capacidad (Bfpd) | Amperaje (A) | Power (V) | Eff. Total (%) |
|-------------|---------------|------------------|--------------|-----------|----------------|
| 100 | 0 | 161 | 1.87 | 718 | 0 |
| 100 | 667 | 109.40 | 3.62 | 970 | 34 |
| 100 | 1000 | 77.36 | 4.49 | 1293 | 29 |
| 100 | 1160 | 60.38 | 4.91 | 1565 | 24 |
| 100 | 1334 | 42.77 | 5.37 | 1872 | 18 |
| 100 | 1667 | 0 | 6.24 | 2091 | 0 |
| 250 | 0 | 389 | 467 | 1533 | 0 |
| 250 | 1044 | 301 | 11.52 | 1725 | 47 |
| 250 | 1580 | 239 | 15.04 | 1996 | 43 |
| 250 | 11842 | 202 | 16.75 | 2293 | 38 |
| 250 | 2103 | 156 | 18.46 | 2580 | 30 |
| 250 | 2625 | 0 | 21.89 | 2745 | 0 |

En la curva de desempeño que observamos en la imagen tenemos dos escenarios, el primero a 100 rpm y el segundo escenario a 250 rpm.

Con 100 rpm a 1000 Psi tendríamos 77.36 BFPD en su punto óptimo con el 29% de eficiencia.

Con 250 rpm a 1580 Psi tendríamos 239 BFPD en su punto óptimo con el 43% de eficiencia, esto será la velocidad de trabajo recomendada.

3.2. PROFUNDIDAD DE INSTALACION DE LA BOMBA.

El cálculo de la profundidad de instalación de la bomba puede variar en un rango de ± 200 Pies, dependiendo de las condiciones que mejor se adapten al ingreso de la bomba seleccionada. Este cálculo tiene en cuenta las profundidades de asentamiento de las tuberías (tubería de producción) y la inclinación del pozo, siendo recomendable que esta última sea menor a 40° . En este caso, el pozo tiene una inclinación de 25.56° a 4718.88 pies en MD y un Dog leg Severity (DLS), que es aconsejable que sea menor a 1, en este caso tendremos $1.42^\circ / 100$ pies @ 7300.33 MD, quien determinará la profundidad de asentamiento será el usuario, en este caso sería a 9200 FT en MD.

3.3. CARACTERÍSTICAS POZO HORMIGUERO SUR 11

Tabla 2.

| Parámetro | Datos | Unidades |
|-------------------------------------|-----------------|----------|
| Arenisca productora | M-1 | - |
| % BSW | 40 % | - |
| Presión de reservorio | 2200 | psi |
| Presión de burbuja | 360 | psi |
| Eficiencia de flujo | 1 | - |
| Presión de tubing | 100 | psi |
| Presión de casing | 10 | psi |
| Temperatura de reservorio | 170 | °F |
| Tasa de flujo deseada | 230 | BFPD |
| Presión de fondo fluyente de prueba | 841 | psi |
| Tasa de flujo de prueba | 200 | BFPD |
| Gravedad API | 13 | °API |
| Gravedad específica del agua | 1.01 | - |
| Gravedad específica del gas | 1.04 | - |
| GOR | 50 | PCS/BF |
| Viscosidad | 76197.9 @ 68 °F | cp |
| | 655.75 @ 176 °F | cp |
| H_2O | 5 | ppm |
| % CO_2 | 3 | - |

3.4 INFORMACIÓN DIAGRAMA POZO HORMIGUERO SUR 11

Tabla 3.

| Tubería | | Descripción | Unidades |
|-----------------------------------|-------------|------------------------|----------|
| Casing | Intermedio | 13 3/8 | psig |
| | | 68 | lb/ft |
| | Superficial | 9 5/8 | psig |
| | | 47 | lb/ft |
| | Producción | 7 | psig |
| | | 26 | lb/ft |
| Tubing | | 3 1/2 | psig |
| | | 9.2 | lb/ft |
| Intervalo de producción | | 9457 FT MD/9360 TVD | ft |
| | | 9470 FT MD/ 9373 TVD | ft |
| ángulo de perforación intermedio. | | 9415 MD | ft |
| Inclinación máxima | | 16.79° @ 2909 MD | ft |
| Máximo DLS | | 2.63° /100ft @ 1513 MD | ft |

3.5. COMPORTAMIENTO DE AFLUENCIA DEL POZO

3.5.1. Índice de productividad (IP)

Se refiere a la relación entre la cantidad de flujo que entra al pozo y la disminución de presión en el medio poroso. Se describe a través de una ecuación, en la que se asume que el caudal es directamente proporcional a la diferencia de presión en el fondo del pozo ($P_r - P_{wf}$). Este método es aplicable cuando la presión de flujo en el pozo es mayor que la presión de burbuja, lo que indica que todo el gas permanece en solución, o en pozos que producen únicamente agua.

LA FÓRMULA DEL INDICE DE PRODUCTIVIDAD (IP)

$$IP = \frac{q}{(P_r - P_{wf})} \quad \text{Cuando } P_{wf} \geq P_b$$

IP representa el índice de productividad, medio en barriles por día de fluido total por psi (BFPD/psi).

q es la tasa de flujo durante la prueba, que incluye tanto aceite como agua, expresada en barriles de fluido total por día (BFPD).

Pwf corresponde a la presión en el fondo fluyente al momento de la prueba, medida en psi.

Pr es la presión del reservorio, también en psi.

La diferencia entre Pr y Pwf se conoce como la reducción de presión o drawdown, expresada en psi.

$$IP = \frac{230}{1359}$$

$$IP = 0,170 \text{ BFPD/Psi}$$

3.5.2 Modelo Lineal

Establece que el flujo depende de la presión, asumiendo que el índice de productividad se mantiene constante y que la máxima contribución del reservorio hacia el pozo ocurrirá cuando la presión en el fondo fluyente sea nula.

$$q = IP(P_r - P_{wf})$$

Donde:

q es el caudal de prueba de agua y aceite (BFPD).

Índice de productividad, o IP (BFPD/psi).

P_{wf} = Presión a la que fluye el caudal (al caudal de prueba) (psi).

P_r = PSI (presión de reserva).

3.6 ANÁLISIS DE LA SELECCIÓN DE LA BOMBA ESPCP

3.6.1 Diseño del equipo BES y características del pozo.

Tabla 4.

| Item | ESP Equipment | Description | Diameter (OD) | Metallurgy |
|------|-----------------------|---|---------------|------------|
| 1 | PCP Pump | ESPCP278*300DT25 | 4.00 in | Ferritic |
| 2 | Bearing Unit / Intake | BEARING UNIT GB1527 PM | 4.00 in | Ferritic |
| 3 | Seal | SEALFSB3DBUT1.0INVHLPFSAPC92FER | 4.00 in | Ferritic |
| 4 | GRU | GRU 425 11.57:1 450 MTR IN 1.00-15T 400S | 4.50 in | Ferritic |
| 5 | Motor Single | MTR 450XP S X 88/1940/29_08R | 4.50 in | Ferritic |
| 6 | Sensor | 456 SENSOR TYPE E7 SST | 4.56 in | Ferritic |
| 7 | Cable | CELF, 2 FLAT WITH DOUBLE 2 EA 3/8" S.S. CAPILLARY TUBE - GALVANIZED ARMOR | 9200 ft | Galvanized |

La tasa de flujo deseada es de 230 BFPD para lo cual se seleccionó los siguientes componentes de ESPCP:

Bomba ESPCP 300DT25 y la unidad de sello GB1527 con los siguientes parámetros:

- **300:** Corresponde a 300 BFPD
- **D:** Corresponde al OD seleccionado que es 4.00" (serie 400)
- **25:** Corresponde a la nomenclatura de la presión máxima que maneja la bomba (2500 Psi)
- **Unidad de sello-Admisión:** La admisión seleccionada es la GB1527, tomando en cuenta el grado API.

Sello protector: Se seleccionó sello de la serie 400 de metalurgia ferrítica, el cual cuenta con un eje de alta carga con la descripción SEAL FSB3 DB UT 1.0 INV HL PFSA PC92 FER.

Motor: Se seleccionó un motor de la serie 450 de 88 HP, 1940 Volts, 29 Amperios modelo XP.

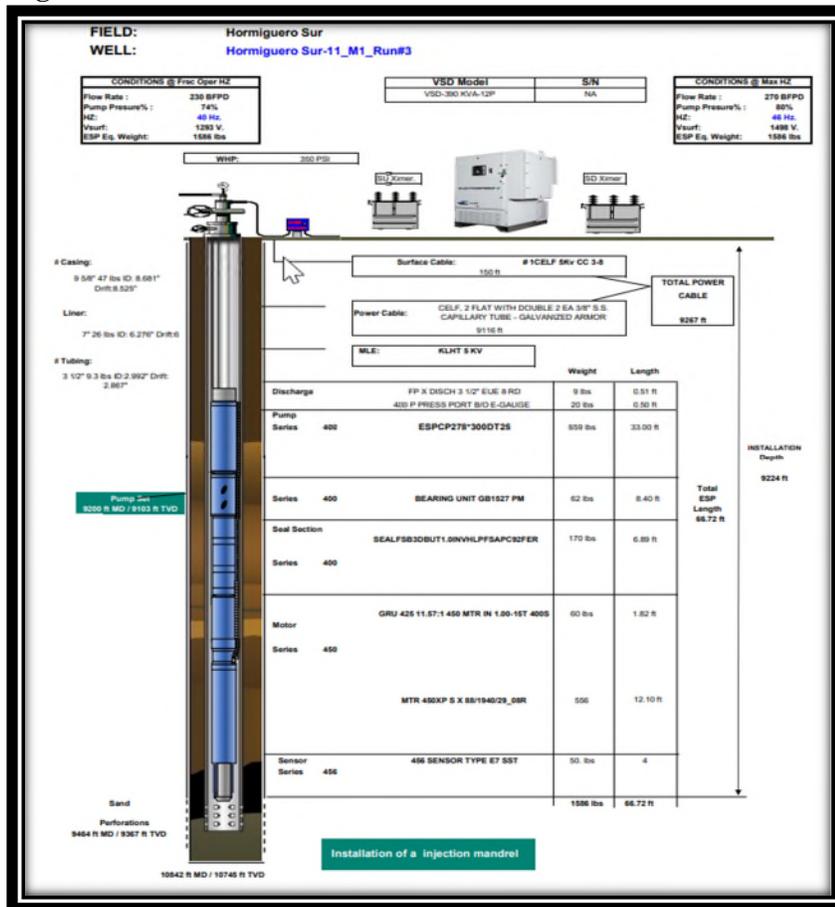
Sensor: Se seleccionó un sensor Zenith de la serie 456 modelo E7 para la lectura de 7 parámetros que son Presión de descarga, Presión de Intake, Temperatura de Motor, Temperatura de Intake, Vibraciones, Voltaje del sistema y Fuga de corriente.

MLE: Motor Lead Extention, se seleccionó cable #5 sólido, plano para la conexión del motor al cable de potencia.

Cable de Potencia: Se seleccionó el cable #2 sólido, plano para la alimentación de energía eléctrica desde la superficie al motor, 9200 FT aproximadamente de cable a utilizarse.

Variador de Frecuencia: Se seleccionó el variador 4350 4-GCS-12P de 390 KVA, 480 Voltios de entrada y 480 Voltios de salida y 492 Amperios para controlar la velocidad a la que va a operar la bomba y poder realizar arranques suaves.

Figura 4.



Se eligió la bomba de la serie 400 por que su diámetro de carcasa de 7” no plantea restricciones y se conecta correctamente a la tubería de producción de 3^{1/2} “mediante la descarga de producción.

El equipo de 7” se acopla adecuadamente a la tubería de producción de 3 1/2” mediante la conexión de descarga de 400 a 3 1/2”. Para alcanzar la producción deseada de 230 BFPD, las RPM se mantienen en un rango óptimo de operación entre 100 y 250 RPM, y el sistema opera en un rango de frecuencia adecuado, entre 30 y 60 Hz. La carga sobre la bomba no supera el 90% y la eficiencia volumétrica es alta. En la selección de la bomba PCP no se realiza ajuste por la viscosidad del crudo, ya que los altos valores de viscosidad no disminuyen la eficiencia de la bomba, sino que la incrementan. Con estas condiciones, se puede considerar que la bomba seleccionada es adecuada para las características del pozo.

Datos del Pozo

- Información sobre yacimientos
- Propiedades de los fluidos
- Información de producción

Diagrama del Pozo

- Peso y dimensiones de la tubería de revestimiento (caising de producción).
- Peso y dimensiones de la tubería (tubing de producción).
- Profundidad de asentamiento de tubería de revestimiento (caising de producción)
- Intervalo entre perforaciones.

Survey

- Ángulo de inclinación del pozo
- Dirección del pozo, Dog Leg (DLS)

Dogleg Críticos, se recomienda tener cuidado al pasar por DLG mayor a 1.0

Tabla 5.

| Measured Depth (ft) | Incl. (deg) | Azim. (deg) | Vertical Depth (ft) | Dogleg (deg/100ft) |
|------------------------|----------------|----------------|------------------------|-----------------------|
| 1200 | 3.38 | 185 | 1199.78 | 1.1 |
| 1291 | 4.35 | 185.42 | 1290.58 | 1.07 |
| 1420 | 5.98 | 186.7 | 1419.05 | 1.27 |
| 1513 | 8.09 | 176.5 | 1511.35 | 2.63 |
| 1606 | 9.84 | 177.8 | 1603.21 | 1.89 |
| 1793 | 11.07 | 172.8 | 1787.02 | 1.01 |
| 1886 | 12.22 | 169.5 | 1878.11 | 1.43 |
| 2071 | 14.77 | 168.3 | 2058.14 | 1.92 |
| 2165 | 16.35 | 168.8 | 2148.69 | 1.69 |
| 2631 | 16.78 | 164.9 | 2596.27 | 1.45 |
| 2909 | 16.79 | 172.1 | 2861.72 | 1.57 |
| 3466 | 15.64 | 174.6 | 3394.71 | 1.4 |
| 3651 | 14.68 | 171.6 | 3572.87 | 1.72 |
| 3837 | 12.74 | 171.8 | 3753.43 | 1.45 |
| 3930 | 11.78 | 168.8 | 3844.31 | 1.24 |
| 4023 | 10.46 | 167.4 | 3935.56 | 1.45 |
| 4302 | 8.53 | 167.7 | 4210.38 | 1.23 |
| 4489 | 7.12 | 170.9 | 4395.5 | 1.48 |
| 4767 | 5.01 | 170.2 | 4671.85 | 1.1 |
| 5233 | 1.41 | 183 | 5136.88 | 1.53 |
| 5327 | 0.97 | 237.5 | 5230.87 | 1.23 |

Tabla 6.

SENSITIVITY ANALYSIS

| Hz | RPM (<500) | Q BFPD | PIP psi | Pwf psi | Pd psi | GIP% (<40) | Pump Volumetric Efficient% | Pump Pressure Loading% | Pump Torque LBF | HP motor | HP requeridos | Load% | Surface Voltage V | Limit |
|----|------------|--------|---------|---------|--------|------------|----------------------------|------------------------|-----------------|----------|---------------|-------|-------------------|-----------|
| 30 | 144 | 169 | 1097 | 1204 | 2860 | 0 | 80 | 65 | 491 | 16 | 21 | 36 | 970 | Min Freq. |
| 40 | 196 | 230 | 737 | 841 | 3248 | 0 | 80 | 74 | 546 | 23 | 29 | 39 | 1293 | |
| 46 | 229 | 270 | 514 | 611 | 3502 | 0,5 | 80 | 80 | 582 | 28 | 36 | 41 | 1498 | Max Freq. |

yacimiento es insuficiente. A pesar de los desafíos asociados, su implementación puede resultar en una optimización significativa de los costos operativos y eficacia de la productividad.

3.7.1 ANÁLISIS DE LA SELECCIÓN DE LA BOMBA ELECTROSUMERGIBLE.

Tabla 7.

| Item | ESP Equipment | Description | Diameter (OD) |
|------|-----------------------|---|---------------|
| 1 | Upper Pump | PMP 538P M X SXD 90 FLEX15 HS STD PNT | 5,38 in |
| 2 | Lower Pump | PMP 538P M X SXD 90 FLEX15 HS STD PNT | 5,38 in |
| 3 | Gas Sep | GASSEP 538GM2HVR X H6 FER STD_PNT | 5,38 in |
| 4 | Upper Seal APS | SEAL GSB3X UT LBL FER 3PFSA H6 DS AB HL | 5,13 in |
| 5 | Lower Seal | SEAL GSB3DBX LT FER 3PFSA H6 DS AB HL | 5,13 in |
| 6 | Motor Single | MOTOR 450 - 220HP - 1695VOLT - 84A - MTR XP X | 4,50 in |
| 7 | Sensor | 456 SENSOR TYPE E7 SST | 4,50 in |
| 8 | Cable | CELF, 2 FLAT WITH DOUBLE 2 EA 3/8" S.S. CAPILLARY TUBE - GALVANIZED ARMOR | 9250 ft. |

3.7.1 Diseño del equipo BES y características del pozo.

Para la aplicación de una bomba electrosumergible se seleccionó los siguientes componentes:

Bomba Centrifuga: Se seleccionó una bomba Flex 15 de la serie 538 de 180 etapas distribuida en 2 cuerpos de bomba.

Separador de Gas: Se seleccionó un separador de gas serie 538 para la admisión del fluido.

Sellos Protectores: Se selecciono sellos en tándem con doble bolsa con un eje de 6 estrias y alta carga de la serie 513 para la protección del motor.

Motor: Se selecciono un motor trifásico de la serie 450 modelo XP de 220HP, 1695 Voltios, 84 Amperios.

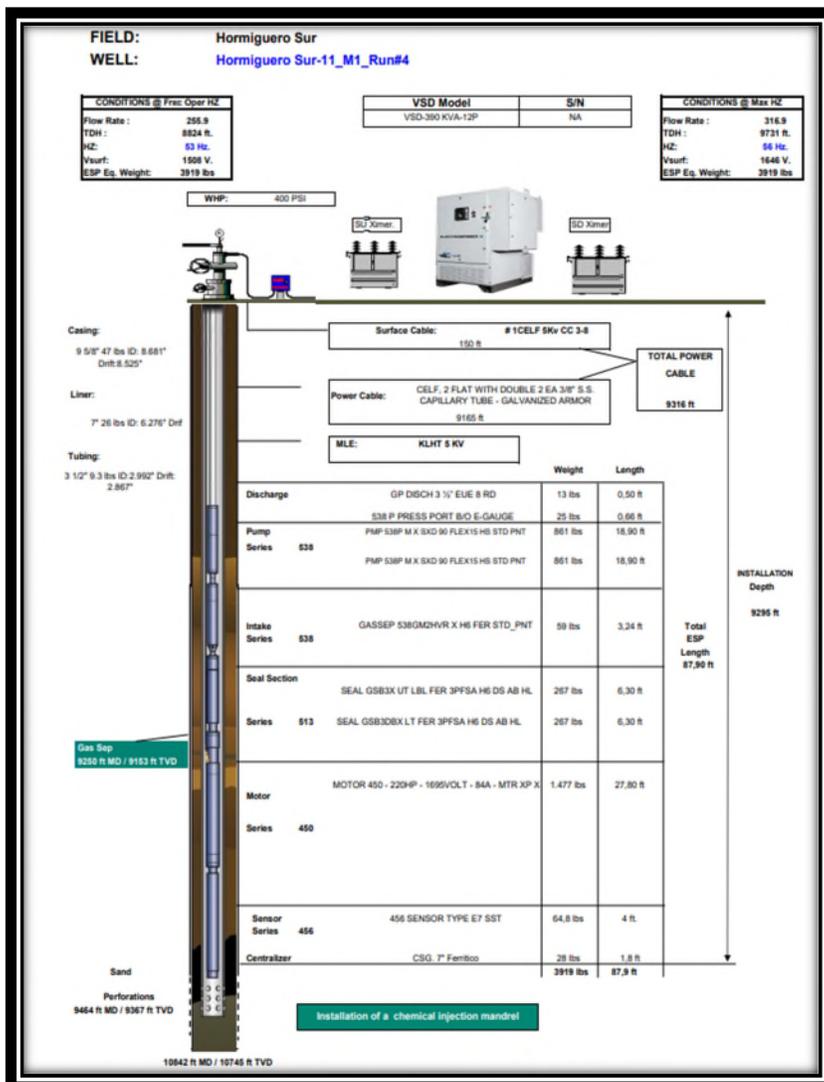
Sensor: Se seleccionó un sensor Zenith de la serie 456 modelo E7 para la lectura de 7 parámetros que son Presión de descarga, Presión de Intake, Temperatura de Motor, Temperatura de Intake, Vibraciones, Voltaje del sistema y Fuga de corriente.

MLE: Motor Lead Extention, se seleccionó cable #5 sólido, plano para la conexión del motor al cable de alimentación.

Cable de Potencia: Se seleccionó el cable #2 sólido, plano para la alimentación de electricidad que fluye hacia el motor desde la superficie, 9250 FT aproximadamente.

Variador de Frecuencia: Se seleccionó el variador 4350 4-GCS-12P de 390 KVA, 480 Voltios de entrada y 480 Voltios de salida y 492 Amperios para controlar la velocidad a la que va a operar la bomba y poder realizar arranques suaves.

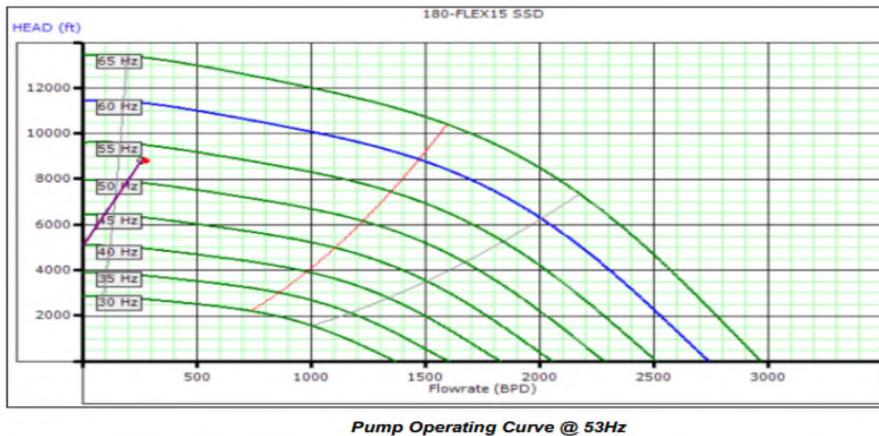
Figura 5.



Con la BES se va a operar a 53Hz, se espera una producción de 256 BFPD con esa frecuencia, el equipo va a ser asentado a 9250 FT en MD, 9153 FT en TVD.

Curva de desempeño de la BES.

Figura 5.



En la figura se observa una curva multifrecuencia, es decir, el comportamiento de la bomba a distintas frecuencias iniciando en 30 Hz hasta los 65 Hz. El eje en Y representa Altura en pies e indica cuanto va a levantar la bomba. En el eje X tenemos el caudal de la bomba iniciando en 0 hasta 3000 bpd.

A los 53 Hz la bomba estará dentro del rango de producción con 280 BFPD aproximadamente.

3.7.2 Análisis de sensibilidad posterior a la puesta en marcha.

Tabla 9.

| SENSITIVITY ANALYSIS | | | | | | | | | | |
|----------------------|------------|-----------|---------|--------------|-----------------|-------------|----------|-------------|-----------|------------|
| Freq (Hz) | Flow (BPD) | PIP (psi) | GIP (%) | Pperfs (psi) | Fspeed (ft/sec) | MtrLoad (%) | MtrA (A) | SurfKVA () | SurfV (V) | Limits |
| 45 | 91.4 | 1564 | 0 | 1649 | 0.061 | 39.11 | 42.44 | 86.02 | 1170 | Min Freq. |
| 46 | 112.1 | 1442 | 0 | 1527 | 0.075 | 41.11 | 43.84 | 91.87 | 1210 | |
| 47 | 132.7 | 1321 | 0 | 1406 | 0.089 | 43.17 | 45.27 | 98.04 | 1250 | |
| 48 | 153.4 | 1200 | 0 | 1285 | 0.103 | 45.28 | 46.74 | 104.5 | 1291 | |
| 49 | 174.0 | 1078 | 0 | 1163 | 0.117 | 47.46 | 48.24 | 111.4 | 1333 | |
| 50 | 194.8 | 955.8 | 0 | 1041 | 0.131 | 49.69 | 49.77 | 118.6 | 1376 | |
| 51 | 215.0 | 836.5 | 0.165 | 921.7 | 0.146 | 51.99 | 51.35 | 126.2 | 1419 | |
| 52 | 235.4 | 716.6 | 0.379 | 801.7 | 0.163 | 54.36 | 52.96 | 134.3 | 1463 | |
| 53 | 255.9 | 596.1 | 0.685 | 681.0 | 0.183 | 56.77 | 54.61 | 142.7 | 1508 | Oper Freq. |
| 54 | 276.6 | 475.0 | 1.151 | 559.6 | 0.206 | 59.25 | 56.29 | 151.5 | 1554 | |
| 55 | 297.1 | 353.4 | 1.93 | 437.3 | 0.236 | 61.77 | 57.99 | 160.7 | 1599 | Max Freq. |

CAPITULO 4.

4.1 ANALISIS ECONOMICO.

Para determinar si el despliegue del sistema del ESPCP y BES es viable y se obtendrá o no un beneficio económico, se lleva a cabo una evaluación económica de las opciones.

4.1.1 Valor Actual Neto (VAN)

La viabilidad económica de un proyecto de inversión se evalúa mediante este método financiero.

Riesgo para inversión. Se calcula deduciendo la inversión original de los flujos de caja futuros previstos de un proyecto y descontando esos flujos de caja a su valor actual.

Utilizando está fórmula:

$$VAN = \sum_{t=0}^n \frac{FNC}{(1+i)^t} - I_o$$

Donde:

Valor actual neto (VAN) en USD

Flujo de caja neto (FCN) en USD

i = Tasa de descuento (%)

t = Es la duración en días, meses o

años.

I_0 = Inversión realizada (USD)

4.1.2 Tasa Interna de Retorno.

Una métrica utilizada en finanzas para medir la rentabilidad de una inversión a lo largo del tiempo es la Tasa interna de retorno (TIR).

Rentabilidad de una inversión a lo largo del tiempo. Se describe como el tipo de descuento que hace que el Valor Actual Neto (VAN) de los flujos de las cajas totales de un proyecto sea igual a cero.

Dicho de otro modo, la tasa interna de rentabilidad (TIR) representa el interés equivalente a las entradas y salidas de efectivo del proyecto y sirve como indicador de la rentabilidad prevista de la inversión.

4.1.3 Relación Beneficio/Costo.

Una técnica financiera utilizada para evaluar la relación entre los gastos y los beneficios de un proyecto de inversión es la relación beneficio/coste.

Las ventajas e inconvenientes de una empresa. El valor actual de los beneficios se divide por el valor actual de los costes para determinar el valor actual.

$$\text{Relación B/C} = \frac{\text{Valor Actual de los Costos}}{\text{Valor Actual de los Beneficios}}$$

Interpretación:

Si B/C es superior a uno indica un proyecto lucrativo en que los beneficios superan a los gastos.

El proyecto no tiene beneficios ni pérdidas si la ratio B/C es igual a 1. Esto significa que los beneficios y los gastos son iguales.

Si B/C es inferior a 1 indica que el proyecto no es rentable por que los beneficios no superan a los gastos.

4.2 ANALISIS ECONOMICO ESPCP.

4.2.1 Costo de Implementación de Sistema ESPCP.

Comprende el costo de la implementación del sistema ESPCP cuyo diseño se aplicaría en el pozo Hormiguero Sur 11. Se tomará en cuenta el valor de los equipos de fondo y superficie cuyo costo es referencial, se estima un valor previsto del sistema ESPCP es de 372880 USD y el coste de la renovación es de 400000 USD.

VALOR DE APLICACIÓN ESPCP

Tabla 10.

| ESPCP | | |
|---|------------------------|--------------------|
| SEGMENTO | COMPONENTE | VALOR (USD) |
| SUPERFICIE | Variador de Frecuencia | 95,000 |
| | Cable de Potencia | 110,000 |
| FONDO | Bomba PCP | 75,000 |
| | GRU 425 | 20,000 |
| | Sello | 15,000 |
| | Eje Flexible | 9,580 |
| | Motor | 22,300 |
| | Sensor | 26,000 |
| COSTO ESPCP | | 372,880 |
| COSTO DE REACONDICIONAMIENTO. | | 400,000 |
| VALOR TOTAL DE APLICACION ESPCP. | | 772,880 |

4.2.2 INGRESOS DEL PROYECTO CON ESPCP.

Es la suma de dinero que se prevé generar a través de la venta del Petróleo extraído,

en este caso se multiplicará la cantidad de barriles/día, la cual se estima sea de 138 BPPD por el valor precio del barril de petróleo, que sería 75.53 USD a la fecha 28 de agosto 2024.

Dando un valor aproximado de ingreso de 10,423.14 USD por día, se espera que esta aplicación funcione por 950 días dando un ingreso aproximado de 9,901,983 USD.

4.2.3 EGRESOS.

Se refiere a los gastos asociados con la producción de un barril de petróleo.

4.2.4 Costo de producción del Barril de Petróleo.

El costo de producción por barril era de 26,43 dólares en junio de 2024. Para el primer semestre de 2024, el costo promedio se situó en USD 26.03 por barril.

Se asume que en el día habría un valor por costo de producción de 3,592.14 USD en 950 días que es el tiempo que se espera que funcione la aplicación tendríamos un costo de producción de 3,412,533 USD.

4.3 Costo de Implementación de Sistema de levantamiento Artificial BES.

Se incluye el costo de la implementación del sistema de levantamiento artificial BES, cuyo diseño se aplicaría en el pozo Hormiguero Sur 11.

Se tomará en cuenta el valor de los equipos de fondo y superficie cuyo costo referencial, se estima un valor de restauración del sistema BES de 372880 dólares y el valor de restauración será de 400000 dólares.

VALOR DE APLICACIÓN BES.

Tabla 11.

| LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL BES. | | |
|---------------------------------------|------------------------|--------------------|
| SEGMENTO | COMPONENTE | VALOR (USD) |
| SUPERFICIE | Variador de Frecuencia | 95,000 |
| | Cable de Potencia | 110,000 |
| FONDO | Bomba FLEX 15 | 83,000 |
| | Separador de Gas | 30,000 |
| | Sello Upper Tandem 513 | 10,000 |
| | Sello Lower Tandem 513 | 10,000 |
| | Motor | 22,300 |
| | Sensor | 26,000 |
| COSTO BES | | 386,300 |
| COSTO DE REACONDICIONAMIENTO. | | 400,000 |
| VALOR TOTAL DE APLICACION BES. | | 786,300 |

4.4 INGRESOS DEL PROYECTO CON BES.

La suma de dinero que se prevé generar a través de la venta del Petróleo extraído, en este caso se multiplicará la cantidad de barriles/día, la cual se estima sea de 153 BPPD por el valor del barril de petróleo que sería 75.53 USD a la fecha 28 de agosto 2024.

Dando un valor aproximado de ingreso de 11,556.09 USD por día, se espera que esta aplicación funcione por 720 días dando un ingreso aproximado de 8,320,384.80 USD.

4.4.1 Gastos de producción por Barril de Petróleo.

El coste de producción por barril era de 26.43 dólares en junio de 2024. Para el primer semestre de 2024, el costo promedio se situó en USD 26.03 por barril.

Se asume que en el día habría un valor por costo de producción de 3,982.59

USD en 720 días que es el tiempo que se espera que funcione la aplicación

tendríamos un costo de producción de 2,867,464.80 USD.

4.5 RESULTADOS DE ANALISIS ECONOMICO.

Tabla 12.

| EVALUACION ECONOMICA | | |
|----------------------|--------------------------------|------------------------------|
| Título | Levantamiento Artificial ESPCP | Levantamiento Artificial BES |
| Ingresos | 9,901,983 USD | 8,320,384.80 USD |
| Egresos | 3,412,533 USD | 2,867,464.80 USD |
| Inversión | 772,880 USD | 786,300 USD |
| Utilidad estimada | 5,716,570 USD | 4,666,620.80 USD |

Teniendo en cuenta los resultados, podemos concluir que el proyecto para la implementación del levantamiento artificial ESPCP es económicamente rentable con una diferencia de 1,049,949.20 USD en comparación con el levantamiento artificial BES, teniendo en cuenta que el cálculo esta realizado en base al escenario del tiempo de operación estimada de cada aplicación (ESPCP 950 días y BES 720 días).

CAPITULO 5

5. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

5.1 Conclusiones

Un sistema de levantamiento artificial es el ESPCP, busca reducir las fallas comunes presentadas en otros tipos de sistemas convencionales, en el análisis de falla se observó que los equipos anteriormente instalados fueron recuperados por falla mecánica provocada por atascamiento de los ejes en las Bombas Electrosumergibles.

- **Eficiencia Operativa:** La implementación de ESPCP ha demostrado ser más eficiente en comparación con BES en términos de producción y durabilidad. La naturaleza progresiva de la bomba de cavidad permite un flujo más constante y uniforme, lo que resulta en una mayor recuperación de petróleo.
- **Adaptabilidad a las Condiciones del Yacimiento:** ESPCP se adapta mejor a las características de la arena M1, especialmente en términos de manejo de sólidos y viscosidades variables. Su diseño permite una mejor gestión de las partículas sólidas presentes en el fluido producido, minimizando el desgaste y la obstrucción de la bomba.

- **Costos de Operación:** Aunque la inversión inicial para la instalación de ESPCP puede ser mayor dependiendo la aplicación y diseño, los costos operativos y de mantenimiento a largo plazo son menores en comparación con BES. La menor necesidad de intervención y el menor desgaste de componentes resultan en una operación más rentable.
- **Durabilidad y Vida Útil:** ESPCP ha mostrado una mayor durabilidad y vida útil en las pruebas realizadas. La menor frecuencia de fallos y la robustez de su diseño contribuyen a una operación más confiable y sostenida en el tiempo.
- **Impacto Ambiental:** La tecnología ESPCP, al ser más eficiente y requerir menos intervenciones de mantenimiento, reduce la huella ambiental asociada a las operaciones de producción de petróleo. Menos desplazamientos y menos intervenciones también significan una menor emisión de gases y un menor riesgo de derrames.

5.2 Recomendaciones

Se recomienda que las propuestas establecidas en este proyecto de titulación se realicen pensando en garantizar el bienestar de los trabajadores, intereses de la entidad y equipos y dando cumplimiento a las normativas en lo referente a seguridad, salud y ambiente. Además, es recomendable revisar estas propuestas teniendo en cuenta favorecer a las comunidades aledañas y tomando en cuenta el tema legal incluyendo al personal de la localidad haciéndoles partícipes de la industria y a la vez dando cumplimiento a la ley Amazónica que exige la contratación de personal de la Amazonia.

- **Implementación Generalizada de ESPCP:** Dado que ESPCP ha demostrado ser la mejor alternativa en términos de eficiencia, costo y adaptabilidad, se recomienda su implementación generalizada en los pozos de la arena M1 y en otras formaciones similares.
- **Monitoreo y Optimización:** Establecer un programa de observación continuo para evaluar el rendimiento de ESPCP y realizar modificaciones necesarias para maximizar el rendimiento.
- **Evaluación de Nuevas Tecnologías:** Mantenerse al día de la evolución de las tecnologías de producción y bombeo de petróleo. Las mejoras continuas en equipos y técnicas pueden ofrecer beneficios adicionales en el futuro, por lo que es recomendable evaluar periódicamente nuevas alternativas.
- **Análisis de Costos-Beneficios:** Realizar análisis de costos-beneficios de manera regular para evaluar el desempeño de ESPCP frente a otras tecnologías y ajustar las estrategias de producción según los resultados.
- **Estudios de Impacto Ambiental:** Implementar estudios ambientales para medir el efecto de las operaciones de ESPCP en el entorno local. Esto ayudará a asegurar que las prácticas de producción sean sostenibles y cumplan con los estándares ambientales requeridos.
- **Colaboración Interdisciplinaria:** Fomentar la colaboración entre diferentes disciplinas (geología, ingeniería de reservas, ingeniería ambiental) para maximizar la eficiencia de la implementación de ESPCP y

optimizar la producción en general.

- **Planificación del Mantenimiento Preventivo:** Para reducir los tiempos de inactividad imprevistos y aumentar la vida útil del sistema, aplique un programa de mantenimiento preventivo que consiste en inspecciones rutinarias y en la sustitución planificada de los componentes esenciales.
- **Documentación y Reporte:** Crear un sistema robusto de documentación y reporte de las operaciones, que incluya datos de rendimiento, costos, fallos y mantenimiento. Esto permitirá un mejor análisis y decisiones fundamentadas en información para el futuro.
- **Exploración de Nuevos Yacimientos:** Considerar la aplicación de ESPCP en otros yacimientos que presenten características similares a las de la arena M1. La experiencia adquirida en este proyecto puede ser valiosa para la exploración y explotación de nuevos pozos.

5.3 Análisis PESTLA

El análisis PESTLA es un recurso utilizado para identificar y analizar factores externos que pueden impactar un proyecto, una organización o una industria. Las siglas representan los siguientes elementos: Político, Económico, Social, Tecnológico, Legal y Ambiental.

A continuación, se presenta un análisis PESTLA aplicado a la industria del petróleo, específicamente en relación con la elección entre bombas de cavidad progresiva (PCP) y bombas centrífugas eléctricas sumergibles (BES).

- **Político**

Regulaciones Gubernamentales: Las normativas sobre extracción de petróleo y su impacto ambiental pueden influir en la selección de tecnología. Los gobiernos tienen la capacidad de promover el uso de tecnologías que disminuyan el impacto en el medio ambiente.

Estabilidad Política: En las regiones productoras de petróleo puede afectar la inversión en tecnología. Los países con inestabilidad pueden tener dificultades para implementar tecnologías eficientes.

Políticas Energéticas: La transformación hacia fuentes de energía más ecológicas puede influir en las decisiones tecnológicas, favoreciendo sistemas y diseños que sean más eficientes y menos contaminantes.

- **Económico:**

Precios del Petróleo: Las variaciones en los precios del petróleo puede afectar en las decisiones en tecnología de extracción. En tiempos de precios altos, las empresas pueden invertir más en tecnologías avanzadas.

Costos de Operación: Las bombas PCP pueden tener costos operativos más bajos en ciertos entornos, lo que puede ser un factor decisivo en la elección de tecnología.

Social

Percepción Pública: El aumento de la conciencia sobre el medio ambiente y la importancia de la sostenibilidad puede influir la aceptación social de las tecnologías utilizadas en la extracción de petróleo.

Responsabilidad Social Empresarial (RSE): Las empresas están cada vez más presionadas para demostrar su compromiso con prácticas sostenibles, lo que puede influir en la elección de tecnologías menos perjudiciales para el medio ambiente.

- **Tecnológico**

Innovaciones Tecnológicas: La disponibilidad de tecnologías avanzadas, como bombas PCP que manejan mejor los fluidos viscosos y sólidos, puede influir en la decisión de adopción.

Eficiencia Energética: Las bombas que ofrecen una mayor eficiencia energética pueden ser preferidas en Integración de Sistemas. La capacidad de las bombas para integrarse con sistemas de monitoreo y control avanzados puede ser un factor decisivo.

Tecnologías que permiten un mejor análisis de datos en tiempo real pueden optimizar la producción.

Mantenimiento y asistencia Técnica: Es fundamental contar con acceso a asistencia técnica, así como asegurar que el mantenimiento sea sencillo. La disponibilidad de soporte técnico es crucial. Las empresas tienden a preferir tecnologías que impliquen menores costos de mantenimiento y reduzcan los tiempos de inactividad.

- **Legal**

Normativas de Seguridad: Las regulaciones sobre la seguridad en la operación de equipos de extracción pueden afectar la elección

entre PCP y BES. Las tecnologías que cumplen con estándares de seguridad más estrictos pueden ser preferidas.

Cumplimiento Ambiental: Las leyes ambientales que regulan las emisiones y el manejo de desechos pueden influir en la elección de la tecnología. Bombas que minimizan el impacto ambiental pueden ofrecer ventajas competitivas.

- **Contratos y Propiedad:** Las leyes sobre derechos de propiedad y contratos en la industria del petróleo pueden afectar las decisiones de inversión e incorporar tecnologías innovadoras.

- **Ambiental**

Impacto Ambiental: La presión con el fin de minimizar el impacto ecológico derivado de la extracción de petróleo puede favorecer tecnologías que proporcionen una menor huella ecológica. Las bombas que minimizan la contaminación y el uso de recursos pueden ser preferidas.

Cambio Climático: La necesidad de adaptarse a las normativas vinculadas a la mitigación del cambio climático puede impulsar la implementación de tecnologías más sostenibles y de mayor eficiencia.

Sostenibilidad: Las empresas están cada vez más interesadas en la sostenibilidad a largo plazo de sus operaciones, lo que puede influir en su elección de tecnología de extracción.

Conclusiones del Análisis.

El análisis PESTLA ofrece un conocimiento exhaustivo de los 43 elementos externos que podrían afectar al proceso de toma de decisiones a la hora de elegir entre bombas centrifugadas sumergibles eléctricas y bombas de rotor helicoidal en las industrias petrolera.

Oportunidades: La creciente presión por la sostenibilidad y las innovaciones tecnológicas pueden ofrecer oportunidades para la adopción de tecnologías más eficientes y sostenibles.

Amenazas: Las regulaciones cada vez más estrictas, así como las variaciones de los precios del petróleo pueden representar desafíos significativos para las empresas que buscan invertir en nuevas tecnologías.

BIBLIOGRAFIA

(“Bombas de Cavidad Progresiva - Proveedor de Bombas y Compresores”).

(“(PDF) Ingeniería de Yacimientos FCIVM -UAJMS - Academia.edu”).

(“Yacimiento M-1 - MODELOS GEOLÓGICOS DE LOS YACIMIENTOS - 1Library.Co”).

(“Costo y Beneficio.docx - Costo y Beneficio El análisis...”).

(“ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL - PDF Free Download”).

(“Manual Bombeo Electrosumergible Español - Studocu”).

(“(PDF) Ingeniería de Yacimientos FCIVM -UAJMS - Academia.edu”).

Agencia de Regulación y Control de Energía. (13 de mayo de 2024). *PRODUCCIÓN DIARIA DE PETRÓLEO POR COMPAÑIAS Y CUMPLIMIENTO DE ESTIMADOS.*

(“PRODUCCIÓN DIARIA DE PETRÓLEO POR COMPAÑIAS Y CUMPLIMIENTO DE ...

- Gob”) Recuperado el 17 de agosto de 2024, de Agencia de Regulación y Control de

Energía: [https://controlrecursosyenergia.gob.ec/wp-](https://controlrecursosyenergia.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2024/05/REPORTE-DIARIO-DE-PRODUCCION-Y-OPERACIONES-PRELIMINAR-14-DE-MAYO-DE-2024.pdf)

[content/uploads/downloads/2024/05/REPORTE-DIARIO-DE-PRODUCCION-Y-](https://controlrecursosyenergia.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2024/05/REPORTE-DIARIO-DE-PRODUCCION-Y-OPERACIONES-PRELIMINAR-14-DE-MAYO-DE-2024.pdf)

[OPERACIONES-PRELIMINAR-14-DE-MAYO-DE-2024.pdf](https://controlrecursosyenergia.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2024/05/REPORTE-DIARIO-DE-PRODUCCION-Y-OPERACIONES-PRELIMINAR-14-DE-MAYO-DE-2024.pdf)

Inducom Ecuador. (7 de septiembre de 2023). *Bombas de cavidad progresiva.* Recuperado el

15 de agosto de 2024, de <https://inducom-ec.com/bombas-de-cavidad-progresiva/>