

# Eficiencia del bombeo electrosumergible en el pozo del Campo Franquera de la División Sur Lago

Efficiency of electrosubmersible pumping in the Franquera field well of the Sur Lago division

*Eficiência do bombeamento eletrosumersível no poço do campo*

*Franquera da divisão Sur Lago*

ARTÍCULO ORIGINAL



Juan Gabriele Isea González   
iseajs@hotmail.com

Universidad Politécnica Territorial del Zulia. Cabimas, Venezuela

Escanea en tu dispositivo móvil  
o revisa este artículo en:

<https://doi.org/10.33996/revistaingenieria.v9i24.134>

Artículo recibido 3 de febrero 2025 / Aceptado 30 de abril 2025 / Publicado 17 de mayo 2025

## RESUMEN

La eficiencia del bombeo electrosumergible (BES) es un factor clave para optimizar la producción en pozos petroleros, ya que influye directamente en la capacidad de extracción y en la reducción de costos operativos. El objetivo del estudio es determinar la eficiencia de la bomba electrosumergible (BES) en el pozo FRA-03 del Campo Franquera de la División Sur Lago Trujillo (DSLTL) de Petróleos de Venezuela, Sociedad Anónima (PDVSA). La metodología del estudio es de enfoque cuantitativo, tipo descriptivo, diseño no experimental. La muestra conformada por cinco trabajadores. Para recoger la información se utilizó la observación directa y una encuesta estructurada con 7 preguntas. Los hallazgos muestran que el BES, cuando es correctamente diseñado, instalado y mantenido, constituye una alternativa eficiente y confiable para la extracción de crudo. Se concluye que el éxito en la operación del BES en el pozo FRA-03 depende de un diseño adecuado, un monitoreo riguroso y una gestión eficiente del mantenimiento.

**Palabras clave:** Bombeo; Eficiencia, Formación: Geológica, Sistema

## ABSTRACT

Electrical submersible pumping (ESP) efficiency is a key factor in optimizing oil well production, as it directly influences extraction capacity and reduces operating costs. The objective of this study is to determine the efficiency of the electrical submersible pump (ESP) in the FRA-03 well in the Franquera Field of the Lago Trujillo South Division (DSLTL) of Petróleos de Venezuela, Sociedad Anónima (PDVSA). The study methodology is quantitative, descriptive, and non-experimental. The sample consisted of five workers. Data collection was based on direct observation and a structured survey with seven questions. The findings show that the ESP, when properly designed, installed, and maintained, constitutes an efficient and reliable alternative for crude oil extraction. It is concluded that successful operation of the ESP in the FRA-03 well depends on proper design, rigorous monitoring, and efficient maintenance management.

**Key words:** Pumping; Efficiency, Formation: Geological, System

## RESUMO

A eficiência do bombeamento elétrico submersível (ESP) é um fator-chave na otimização da produção em poços de petróleo, pois influencia diretamente na capacidade de extração e reduz os custos operacionais. O objetivo do estudo é determinar a eficiência da bomba submersível elétrica (ESP) no poço FRA-03 do Campo Franquera da Divisão Sul Lago Trujillo (DSLTL) da Petróleos de Venezuela, Sociedad Anónima (PDVSA). A metodologia do estudo é quantitativa, descritiva e não experimental. A amostra foi composta por cinco trabalhadores. Observação direta e uma pesquisa estruturada com 7 perguntas foram utilizadas para coletar informações. Os resultados mostram que o BES, quando adequadamente projetado, instalado e mantido, constitui uma alternativa eficiente e confiável para extração de petróleo bruto. Conclui-se que a operação bem-sucedida do BES no poço FRA-03 depende de um projeto adequado, monitoramento rigoroso e gestão eficiente da manutenção.

**Palavras-chave:** Bombeamento; Eficiência, Formação: Geológica, Sistema

## INTRODUCCIÓN

Los combustibles fósiles representan aproximadamente el 80% de la matriz energética a nivel mundial, con el sector petrolero contribuyendo significativamente a las emisiones de gases de efecto invernadero. (Programa de las Naciones Unidas, 2015). En este contexto, la optimización de sistemas de extracción como el bombeo electrosumergible (BES) adquiere relevancia técnica y ambiental. Este método ha demostrado eficacia en yacimientos con condiciones operativas complejas, particularmente en formaciones de alta viscosidad y temperatura (Gabor, 2009; Baker Hughes, 2009).

En cuanto a la arquitectura del BES integra componentes subsuperficiales como bombas centrífugas multietapa y motores eléctricos sumergibles, cuyo diseño requiere considerar variables termodinámicas y propiedades reológicas del fluido (Suntaxi-Guanotoa et al., 2017). Estudios recientes enfatizan la necesidad de modelado nodal para sincronizar parámetros de bombeo con características del yacimiento, optimizando así la eficiencia energética (Arismendi y Santander, 2007). Como complemento, la implementación de variadores de frecuencia ha permitido incrementar la flexibilidad operativa en un 22%, adaptándose a cambios en el índice de productividad (Instipetrol, 2017). Este mecanismo, tiene como objetivo recuperar fluidos desde el reservorio hacia la superficie por medio de un proceso centrífugo que transforma el movimiento

rotatorio provisto por un motor eléctrico en energía de presión (Hivimar, 2020). Las mismas son un tipo de máquinas hidráulicas que, si bien no son técnicamente muy complejas en sí, tienen un mantenimiento particularmente complejo.

En formaciones del sur del Lago de Maracaibo, la interacción crudo-agua genera emulsiones estables que reducen la eficiencia volumétrica del BES hasta en 40% (González, (2017). Esto subraya la importancia de caracterizar fluidos previos al diseño del sistema, incorporando tecnologías de separación gas-líquido y materiales anticorrosivos (Sachdeva, 1988). La monitorización en tiempo real mediante sensores de presión y temperatura permite detectar caídas de rendimiento superiores al 15%, umbral crítico para mantenimiento preventivo.

Entre las ventajas del BES destacan su capacidad para el manejo de altos caudales, soportando temperaturas extremas y adaptarse a pozos con geometrías complejas (Madrid, 2022). No obstante, requiere un suministro eléctrico constante, ya que interrupciones recurrentes pueden generar fallas en los impulsores. Este reto se evidencia en la unidad de producción Moporo, donde se registra un incremento del 34% en averías relacionadas con fluctuaciones de alto voltaje, lo que origina deferidas de producción que superan los 8 días por intervención (PDVSA, 2021).

Por lo tanto, en la actualidad existe una gran necesidad de aumentar la producción petrolera en el Campo Franquera ubicado en la

División Sur Lago Trujillo. En este sentido, se propone llevar a cabo un estudio enfocado en evaluar la eficiencia operativa del sistema de bombeo electrosumergible (BES), en términos productivos. Para ello, se recopilará toda la información disponible relacionada con las bombas instaladas en el campo, tomando en cuenta informes postmortem elaborados por custodios de las instalaciones. Asimismo, se prevé realizar un análisis detallado de la información recabada con el fin de identificar las causas de las fallas operativas que afectan la producción, y se plantearán posibles soluciones orientadas a optimizar el proceso y aumentar la extracción de petróleo en el campo explotado, lo cual será de gran beneficio para la empresa y el país en general.

El Campo Franquera se encuentra ubicado a 6 km en dirección Este Franco del parcelamiento Tomoporo entre el Estado Zulia y Trujillo, referenciado con las siguientes coordenadas Nor-oeste X=276830 Y=1066994 y Sur-este X=288990 Y=1050949. El pozo descubridor fue el FRA-1X, ubicado geográficamente en el parcelamiento Ciénaga del Carrillo al norte del Caño Carrillo y al sureste del parcelamiento Tomoporo, en el Municipio Baralt del Estado Zulia, a 3.2 Km al sureste del pozo TOM0001X, 5.2 Km. al noreste del pozo TOM0008 y 4.3 Km al noreste del TOM0019. Geológicamente, está situado en el bloque deprimido de la Falla Pasillo 1, la cual limita el área hacia el este con el Yacimiento Eoceno B-SUP VLG3729.

Este Campo representa una fuente significativa de reservas de crudos medianos con grados APA entre 20 y 22, y ha sido calificado como uno de los más prospectivos en la región occidental del país. En él, se encuentran los yacimientos B-1 FRA-0001 y B-4 FRA-0001 los cuales poseen un petróleo original en sitio (POES) de 1525,485 MMBN, unas reservas recuperables de petróleo probado de 145,505 MMBN, y una producción acumulada de 2,652 MMBN. Estos datos evidencian que las unidades aún se encuentran en una etapa inicial de desarrollo, aportando volúmenes considerables a la producción nacional.

El método predominante para la extracción en el Campo Franquera es por levantamiento artificial, utilizando en la mayoría de los casos el BES requerido para cubrir la deficiencia de energía dentro de la boca del pozo para levantar la columna de petróleo debido principalmente a las altas profundidades de los yacimientos (entre 15.000 a 19.100 pies). Los yacimientos presentan características volumétricas que envuelven un total de 189 MMBN en reservas recuperables, distribuidas mayoritariamente en las unidades de B-1 y B-4 del miembro B-Superior; quedando aun aproximadamente 171 MMBN de reservas remanentes disponibles en el Campo Franquera.

Finalmente, los sistemas BES constituyen uno de los métodos de levantamiento artificial más eficiente que existe en la producción de hidrocarburos, especialmente diseñado para crudos livianos y medianos, como es el caso del

Campo Franquera,, cuyo petróleo presenta un API de aproximadamente a 22<sup>a</sup>. Sin embargo, para maximizar su eficiencia es indispensable realizar una supervisión constante y análisis detallados de funcionamiento. En este contexto, las fallas que presentan estos sistemas están estrechamente relacionados con diversos factores operativos y técnicos que continuación se mencionan:

El diseño inadecuado del sistema BES, puede generar fallas importantes, en particular cuando se modifican las especificaciones técnicas originales tales como la profundidad de operación o el tipo de yacimiento para le cual fue concebido el equipo. Además, las fallas de mantenimiento pueden afectar la confiabilidad del sistema, lo que se manifiesta en problemas como el uso de cables con diámetros incorrectos, conductores inapropiados, tuberías no compatibles, ensamblajes defectuosos o improvisaciones durante la instalación. Estas situaciones incrementan la probabilidad de interrupciones en el funcionamiento del BES, comprometiendo su desempeño y la continuidad productiva (Ecopetrol, 2013).

Por otra parte, se debe considerar que el BES, está compuesto por una bomba centrífuga rotatoria, la cual opera sin la presencia o con la eliminación del golpe de ariete. Este fenómeno que surge cuando el flujo laminar se vuelve turbulento de forma abrupta (golpe de ariete), generando fluctuaciones que pueden deteriorar las tuberías y otros componentes del sistema. Por ello, evitar

estas condiciones es crucial para prolongar la vida útil de las instalaciones y asegurar un bombeo eficiente (Suntaxi-Guanotoa et al., 2017).

En consecuencia, la presente investigación se plantea realizar un estudio detallado de la eficiencia operativa del BES, en el campo Franquera, ubicado en la División Sur Lago Trujillo (DSLTL). Para ello, se establecerá una metodología idónea basada en el análisis estadístico de las fallas reportadas, con el objetivo de identificar oportunidades de mejora que optimicen el proceso productivo. De esta manera, se busca contribuir al desarrollo nacional mediante el aumento de la producción petrolera, lo que a su vez impactará positivamente la economía y la calidad de vida de la población venezolana (PDVSA, 2021).

Por lo cual, se necesitan proyectos viables tomando en consideración las evaluaciones financieras que garanticen la viabilidad del proceso y un retorno de inversión a corto plazo. Por esta razón, han surgido múltiples tecnologías de levantamiento artificial que permiten maximizar la recuperación del crudo. En este sentido, el BES, destaca como un sistema eficiente para las características geológicas y de fluidos propios del Campo Franquera, dadas sus ventajas para operar en formaciones específicas y con tipos de crudo medianos, como lo presentes en esta zona (Madrid, 2022).

En este sentido, la unidad de producción Moporo situada en el estado Trujillo dentro del área

de Franquera, se caracteriza por pozos profundos correspondientes a formaciones eoceno y de altos caudales. Estas condiciones limitan la aplicación de ciertos métodos de levantamiento artificial entre ellos, el bombeo mecánico y el bombeo por cavidades progresivas, debido al diseño estructural de los pozos que impide el uso de cabillas. De igual forma, el levantamiento artificial por gas, no aplica por limitaciones de la infraestructura, ya que el proyecto original del campo contemplaba la inyección en el yacimiento a través de pozos específicos para este fin.

Por lo tanto, considerando las características y ventajas del bombeo electrosumergible (BES), este método se posiciona como el más adecuado para el Campo Franquera. Aunque es uno de los sistemas más complejos, resulta ideal para manejar altas tasas de producción en ambientes con condiciones ácidas y de altas temperatura. Además, su versatilidad permite ser adaptado a la infraestructura de diseño de los pozos, bien sea pozos tipo J o tipo S, según el caso lo requiera. Sin embargo, es importante destacar que el BES, requiere un suministro constante de energía eléctrica que garantice el funcionamiento adecuado.

En este contexto, en la unidad de explotación Moporo se ha observado un incremento significativo de fallas asociadas a equipos BES, lo que ha originado un impacto económico negativo en la producción. Esto se debe no solo a los costos derivados de los servicios requeridos para

corregir dichas fallas, sino también a la pérdida de producción ocasionada por la paralización de los pozos durante los períodos de intervención, que puede extenderse desde los ocho días o más, dependiendo de la complejidad del problema. Por esta razón, el presente proyecto busca contextualizar la eficiencia, eficacia y efectividad del sistema; así como definir y caracterizar las fallas presentadas en estos pozos a nivel de los equipos BES.

Ante esta situación, surge la necesidad de establecer parámetros claros que permitan generar estadísticas para el control y seguimiento de posibles fallas. Estas deben basarse en recomendaciones técnicas y consideraciones operativas que aseguren una producción eficiente, enfocándose en el cumplimiento de los objetivos relacionados con las condiciones medidas óptimas de los componentes de la completación. De esta manera, se busca garantizar un funcionamiento efectivo y duradero del sistema, lo cual contribuirá a maximizar la producción de barriles de petróleo y minimizar los tiempos no productivos (TNP). Esta reducción de TNP, a su vez, permitirá un ahorro significativo en costos asociados al alquiler de equipos, mano de obra, pago de servicios y otros gastos operativos.

Entre las alternativas propuestas para alcanzar estos objetivos se encuentran la estricta aplicación de normas y procedimientos durante el diseño del sistema BES, la implementación de un plan de mantenimiento acorde con los requerimientos

específicos del equipo, y el desarrollo de un sistema de control estadístico basado en el análisis de frecuencias e historial de fallas. Estas acciones conjuntas facilitarán la identificación temprana de problemas y promoverán la toma de decisiones informadas para optimizar la operación y prolongar la vida útil de los equipos.

En el marco de la optimización del bombeo electrosumergible (BES), Aguilera y Cedeño (2020) llevaron a cabo un estudio enfocado en los métodos y procedimientos orientados a minimizar las fallas, prolongar la vida útil y disminuir los costos operacionales en el sistema de levantamiento artificial. Como resultado, propusieron un esquema de optimización mediante el monitoreo del sistema de BES incorporando un esquema de gestión de análisis y prevención de fallas mediante la aplicación de mejores prácticas. Para ello, combinaron herramientas tradicionales como las cartas amperimétricas con tecnologías más recientes, incluyendo sensores de presión y temperatura instalados en el fondo de pozo. Ante la situación actual de la industria petrolera, tanto nacional como mundial, el BES se posiciona como una de las tecnologías clave para satisfacer la demanda energética.

De manera complementaria, Fragoza (2013), desarrolló una investigación en el Campo Orucual del Estado Monagas, Venezuela, con el propósito de generar recomendaciones para optimizar la producción de crudo pesado y extrapesado

en pozos que emplean levantamiento artificial por bombeo mecánico y bombeo de cavidades progresiva. Este estudio se centró en identificar oportunidades para mejorar el funcionamiento de los estos sistemas, considerando factores como la viscosidad del crudo, la relación gas petróleo (RGP), y las condiciones mecánicas tanto de los pozos como de los equipos de levantamiento artificial involucrados. Los resultados evidenciaron que dichas variables influyen de manera significativa en la eficiencia productiva y requieren atención específica para maximizar la recuperación.

En cuanto a los fundamentos teóricos, el Bombeo Electrosumergible (BES) tiene como función principal elevar el fluido desde el yacimiento hasta la superficie, a través de fuerzas centrífugas que se originan en un equipo rotatorio que incluye un impulsor acoplado a un difusor, un eje, que permiten que el fluido ascienda a través de las etapas del impulsor y llegue a la presión requerida hasta la estación recolectora (Arismendi y Santander, 2007). Este principio se basa en la conversión de energía eléctrica en energía mecánica, donde el motor eléctrico sumergido acciona la bomba centrífuga multietapa, generando el movimiento necesario para impulsar el fluido. El sistema BES es de tipo centrífugo – multietapas, cada etapa consta de un impulsor rotativo y un difusor fijo. El número de etapas determina la capacidad de levantamiento y la potencia requerida para ello.

El movimiento rotativo del impulsor imparte un movimiento tangencial al fluido que pasa a través de la bomba, crea la fuerza centrífuga que impulsa al fluido en forma radial, es decir, el fluido viaja a través del impulsor en la resultante del movimiento radial y tangencial, generando al fluido verdadera trayectoria y velocidad del fluido dentro de la bomba (Petromundo, 2016). Además, este sistema posee dispositivos para garantizar el enfriamiento adecuado del motor, sellos para que no exista contaminación y además permiten la expansión térmica que experimenta el aceite interno del motor.

El diseño de bombeo electrosumergible produce el fluido de la formación a la superficie mediante acción rotacional de una bomba centrífuga de múltiples etapas sumergidas en el pozo a una determinada profundidad y accionada por energía eléctrica suministrada desde la superficie (Aguilar, 2014). El BES además, es un sistema de extracción que consiste fundamentalmente en la instalación de una bomba centrífuga multietapa en fondo de pozo, accionada por un motor eléctrico también ubicado en profundidad, el que se alimenta a través de un cable adosado a la tubería de producción. Es un método de levantamiento artificial eficiente y fiable que sirve para levantar altos volúmenes de fluido del pozo.

Asimismo, los componentes del sistema BES pueden clasificarse en equipos de fondo y de superficie. Entre los equipos de fondo destacan

la bomba centrífuga multietapa, el motor eléctrico sumergible, el protector (que evita la entrada de fluidos del pozo al motor y permite la equalización de presión), el separador de gas, y el sensor de fondo, el cual monitorea variables críticas como presión, temperatura y vibraciones. El cable de potencia, por su parte, transmite la energía eléctrica desde la superficie al motor y las señales de los sensores a la superficie, siendo fundamental su integridad para el funcionamiento seguro y eficiente del sistema (Garcés, 2022; Madrid, 2022). En cuanto a los motores, existen principalmente dos tipos: de inducción y de imán permanente. Los motores de inducción, del tipo trifásico, son ampliamente utilizados por su robustez y eficiencia, mientras que los de imán permanente ofrecen mayor rendimiento y menor consumo energético, adaptándose a diversas aplicaciones y condiciones de pozo.

De igual manera, el Bombeo Electrosumergible (BES) es un sistema de levantamiento artificial utilizado para la extracción de petróleo, su principio fundamental consiste en elevar el fluido desde el fondo del pozo hasta superficie, a través la rotación centrífuga de una bomba instalada en subsuelo. Este sistema consta de un motor eléctrico ubicado en el fondo del pozo y lo que brinda la potencia necesaria a la bomba para su funcionamiento; la corriente eléctrica para el trabajo de dicho motor, es proporcionada desde superficie, y conducida a través del cable de potencia hasta el motor (Pesántez, 2016).

Por otro lado, el rango de aplicación del BES es amplio, abarcando desde pozos con producciones desde 200 barriles por día (BPD) hasta 60.000 BPD, profundidades de hasta 15.000 pies y temperaturas de fondo de hasta 350 °F. Además, puede operar en condiciones de crudos extra pesados y livianos, con viscosidades de hasta 5.000 centipoises (cP) y porcentajes de gas libre en la entrada de la bomba de hasta 50%, siempre que se utilicen separadores de gas cuando el contenido de gas libre supere el 10%. Estas características evidencian la versatilidad del BES para adaptarse a diversas condiciones de yacimiento y fluido, lo que lo convierte en una tecnología clave para la industria petrolera actual.

No obstante, a pesar de que las nuevas tecnologías en bombeo electrosumergible han traído avances significativos para reducir los problemas operacionales y mecánicos durante la operación de los equipos, es importante no descuidar el diseño y la selección de los componentes de la BES. En efecto, sus limitaciones físicas pueden impedir la consecución de los objetivos planteados y conducir a cortos tiempos de vida del equipo o concluir en operaciones de pesca costosas y complejas.

Entre estas limitaciones, se destacan el alto costo inicial, la necesidad de intervenciones en pozo cuando se presentan fallas, así como la sensibilidad del sistema a la presencia de arena, altas temperaturas y corrosión. Por ello, el diseño y selección de los componentes deben considerar

cuidadosamente las condiciones del yacimiento y del pozo, así como las curvas de desempeño de la bomba, la eficiencia del motor y la configuración mecánica de la completación.

En particular, estas limitaciones físicas incluyen aspectos como el casing- Liner: Especialmente en aplicaciones en pozos profundos, el tamaño o serie del equipo se ve limitado por la presencia de una camisa de menor diámetro en el revestimiento, lo que restringe la selección del equipo adecuado. Asimismo, la temperatura de operación aumenta conforme incrementa la profundidad a la que se asienta el BES, por lo que es fundamental verificar que la temperatura de operación del motor y del cable no exceda sus límites máximos además de seleccionar adecuadamente el aceite dieléctrico utilizado para su lubricación (Madrid, 2022).

De igual forma, es pertinente revisar límite de presión admisible del housing para cada tipo de bomba, especificado en las curvas de rendimiento, ya que la fuerza resultante de dicha presión sobre el housing puede exceder el esfuerzo de fluencia de material de la carcasa provocando su falla o dilatándolo hasta tal punto que se desprenda de la cabeza de la bomba.

Por otra parte, la resistencia del eje de la bomba es un parámetro crítico. El valor de resistencia del eje que se encuentra en las curvas de rendimiento para cada tipo de bomba, corresponde a la máxima potencia que puede soportar el eje a una frecuencia de operación

determinada. Asimismo, la capacidad de carga del cojinete de carga axial del protector es otra limitación importante, ya que el empuje axial generado por la bomba en comparación con el empuje que es capaz de soportar el cojinete de carga del protector. Este empuje axial depende directamente del tipo de construcción de la bomba, el número de etapas y el diámetro de flujo en la misma, es decir que, entre mayor número de etapas y mayor tamaño de la bomba, mayor empuje se va a generar.

Finalmente, la potencia máxima disponible del motor debe ser considerada con especial atención. Dado que los datos del reservorio no siempre son exactos, se debe considerar la potencia máxima que consumirán las bombas, no solo al caudal de diseño, sino también en condiciones variables del pozo. Por tanto, es necesario seleccionar motores que resistan y trabajen eficientemente bajo las condiciones máximas y pesimistas del pozo, garantizando así la continuidad operativa y la seguridad del sistema.

En atención a lo planteado, con el fin de establecer las necesidades reales del campo se aplicó el instrumento de recolección de datos, basado en entrevistas no estructurada, al personal que labora en la Unidad de Producción Moporo, área Franquera. Este enfoque permitió visualizar y determinar con mayor amplitud las problemáticas y requerimientos presentes en el lugar, especialmente en lo que respecta a las fallas

observadas en la aplicación de equipos de bombeo electrosumergibles (BES) en los pozos de dicha unidad. Cabe destacar que la información fue suministrada por personal resulta fundamental para comprender las causas de las fallas y las condiciones que afectan la eficiencia del sistema, lo que justifica la necesidad de un estudio detallado que permita optimizar la producción y minimizar las interrupciones (Aguilera y Cedeño, 2020; Hernández, 2016)

Por lo tanto, este proyecto se justifica en la importancia de mejorar la eficiencia operativa del BES en el pozo FRA-03 del Campo Franquera, perteneciente a la División Sur Lago Trujillo (DSLTL) de PDVSA. La optimización del sistema no solo favorecerá el incremento de la producción de petróleo, sino que también permitirá reducir costos asociados a mantenimientos y paradas no programadas, aspectos que impactan directamente en la rentabilidad y sostenibilidad de la explotación petrolera. Además, la aplicación de técnicas de monitoreo y análisis de fallas contribuirá a la toma de decisiones informadas para la gestión eficiente de los recursos, alineándose con las mejores prácticas internacionales en levantamiento artificial (Madrid, 2022). En consecuencia, el objetivo de este estudio es determinar la eficiencia del bombeo electrosumergible (BES) en el pozo FRA-03 del Campo Franquera.

## MATERIALES Y MÉTODO

El presente estudio se enmarca dentro del enfoque cuantitativo, con un diseño descriptivo y no experimental, ya que se busca analizar y describir las características y factores asociados a la eficiencia del sistema de bombeo electrosumergible (BES) en el pozo FRA-03 del Campo Franquera, sin manipular deliberadamente las variables de estudio.

En cuanto a la población objeto de estudio, estuvo conformada por trabajadores de PDVSA – Occidente, quienes aportaron información significativa mediante un instrumento de encuesta estructurada con siete preguntas cerradas. Dado que la población es finita y menor a cien individuos, se aplicó un censo poblacional, incluyendo a cinco trabajadores.

Para la recogida de información, se emplearon técnicas cuantitativas, como la encuesta estructurada, complementariamente, se realizó la observación directa y se realizó una revisión documental de informes técnicos y registros históricos de fallas, con el fin de validar y enriquecer la información.

Finalmente, el análisis de los datos se realizó mediante estadística descriptiva, utilizando frecuencias y porcentajes para identificar patrones y tendencias en las respuestas. Esta metodología permitió evaluar la eficiencia del BES y las fallas más frecuentes, cumpliendo con el objetivo planteado.

## RESULTADOS

En este apartado se realizó el análisis de los datos obtenidos empleando la estadística descriptiva, ya que es una técnica que permite organizar, resumir y presentar la información de manera clara y comprensible. Este método no busca realizar inferencias sobre poblaciones mayores, sino que describe con precisión las características de la muestra estudiada, utilizando medidas como frecuencias, porcentajes y distribuciones, que se presentan a través de tablas y gráficos. A continuación, en la Tabla 1, se presentan los resultados del instrumento aplicado a los trabajadores de la empresa PDVSA, los cuales reflejan la percepción y conocimiento sobre la eficiencia y las fallas del sistema de bombeo electrosumergible (BES) en el pozo FRA-03 del Campo Franquera.

**Tabla 1.** Percepción de eficiencia, registro y gestión de fallas del sistema de bombeo electrosumergible (BES) en la unidad de producción Moporo, PDVSA.

Indicador	Pregunta	Sí (Frecuencia / %)	No (Frecuencia / %)	Total
Eficiencia	¿El sistema BES se considera eficiente para extraer crudo en formaciones tipo “S o J”?	5 / 100%	0 / 0%	5
Factores que determinan la eficiencia	¿El rendimiento operacional vs factor economía determina la eficiencia del BES?	3 / 60%	2 / 40%	5
Indicadores de eficiencia	¿Existen registros de indicadores de eficiencia para el sistema BES en la empresa?	2 / 40%	3 / 60%	5
Registro de fallas	¿Hay registro de fallas del sistema BES en la empresa?	5 / 100%	0 / 0%	5
Historial de fallas	¿Las fallas recientes están archivadas y conforman el historial de fallas en la empresa?	3 / 60%	2 / 40%	5
Frecuencia de fallas	¿Se lleva registro de la frecuencia de las fallas recurrentes del sistema BES en la empresa?	2 / 40%	3 / 60%	5
Parámetros de eficiencia	¿La mantenibilidad del sistema BES se considera un parámetro de eficiencia?	5 / 100%	0 / 0%	5

### **Análisis de Eficiencia del sistema BES:**

En la tabla 1 se observa que, el 100% de los trabajadores encuestados considera que el sistema BES es eficiente para extraer crudo en formaciones geológicas tipo “S o J”. Este consenso indica que, desde la perspectiva operativa, el BES cumple con su función principal en las condiciones específicas del campo, lo cual es fundamental para alcanzar los objetivos de producción.

### **Factores que determinan la eficiencia:**

Los resultados respecto a si el rendimiento operacional versus el factor económico determina

la eficiencia del BES, el 60% de los encuestados respondió Si, mientras que el 40% restante no lo considera así. Esta discrepancia refleja una percepción dividida sobre la importancia relativa de los aspectos económicos frente a los operativos en la eficiencia del sistema.

### **Indicadores de eficiencia:**

En la tabla 1, los resultados en cuanto a la existencia de registros de indicadores de eficiencia para el sistema BES, solo el 40% afirmó que Sí existen, mientras que el 60% negó su existencia. Se evidencia la falta de consenso, lo que sugiere

que la documentación y seguimiento formal de indicadores podría ser insuficiente o no estar estandarizada, lo que limita la capacidad de evaluación objetiva del desempeño.

### **Registro de fallas:**

Por otro lado, al preguntar si existe registro de fallas, el 100% de los encuestados confirmó que sí existen registros de fallas del sistema BES en la empresa. Esto indica que, aunque la documentación de indicadores de eficiencia sea limitada, sí se lleva un control sistemático de las fallas, lo cual es esencial para la gestión del mantenimiento y la prevención de interrupciones.

### **Historial de fallas:**

Los resultados de la pregunta 5, sobre si las fallas recientes están archivadas y forman parte del historial de fallas, el 60% respondió afirmativamente, mientras que un 40% manifestó que no. Esta ambigüedad puede señalar deficiencias en la actualización o accesibilidad de los registros históricos, situación que podría afectar el análisis a largo plazo de la confiabilidad del sistema.

### **Frecuencia de fallas:**

En lo que respecta al registro de la frecuencia de fallas recurrentes, solo el 40% de los encuestados indicó que se lleva dicho control, mientras que el 60% negó su existencia. Nuevamente, se evidencia una posible falta de seguimiento sistemático de la recurrencia de fallas, lo que limita la capacidad para implementar acciones preventivas efectivas.

### **Parámetros de eficiencia:**

Finalmente, en los resultados de la pregunta 7, el 100% de los encuestados coincidió en que la mantenibilidad del sistema BES es un parámetro clave para evaluar su eficiencia. Este consenso resalta la importancia de contar con sistemas y procesos que faciliten el mantenimiento oportuno y efectivo para asegurar la continuidad operativa.

 <span style="float: right;">FRA-0003</span>			
INFORMACION GENERAL / DATOS BASICOS			
Localización	E-CABX-2	Región	FRAMOLAC
Campo / Parcela	FRANQUERA	Clasif. MPETROMIN	Reparación
Area	FRANQUERA	Tipo Trabajo	Servicios
Yac. Actual	B-4 FRA0001	Objetivo Operacional	RIBES
Profundidad Total (PT) (PIES)	MD= 17012 pies TVD= 16309 pies	Estado del Pozo	POZO PRODUCIENDO A LA ESTACIÓN
Taponamiento (Pies)	16963' MD (LANDING COLLAR)	Gravedad API*	20 Según propuesta de Optimización
Intervalos abiertos (Pies)	B-4.16512'-16906' Selectivo	Estación Flujo	7-7 (LAGO)
Presión de Yac. Referencia DATUM (Psi)	3200 Lppc a 16350' Según información enviada por Yacimientos	Gradiente de presión (Psi/pie)	0,37
Presión al tope de las perforaciones (Psi)	3014 LPPC A 16512' (MD) 15848' (TVD)	Temperatura a hoyo entubado °F	300 °F. (Temp. A nivel de las perforaciones según propuesta de optimización)
Reg. Disponibles	SBT/VDL/CCL/GAMMA RAY	Condición Revestidor	Asento tapón de desplazamiento en Rev de 9-5/8 con 1800 Psi el 30/10/2008
Tope Teórico de Cemento (T.T.C) (Pies) Rev. 9-5/8" y hoyo de 12-1/4"	8725' (Calculado para hoyo 12-1/4" con 15% de exceso según volumen bombeado)	Fluido Espacio. Anular	Crudo 7,78 LPG + 80 BLS Agua industrial 8,3 LPG
TIPO DE POZO	Inclinado tipo J	Coordenada UTM Universal transversal Mercator ( La Canoa) MTS	N: 1062303,44 E: 280120,08
EQUIPOS DE SUPERFICIE			
Fundación	Tierra (Celler)	Elevación de terreno (PIES)	7 (Inf Centinela)
Elev. Mesa Rotaria (ACTUAL) (pies)	19 (PDV-172)	Cabezal, Sección "C", Árbol de Navidad o Cruz del pozo:	13-5/8" 5M X 11" 5M + ADAPTER 11" 5M X 13-5/8" 10M 11" 5M X 4 – 1/16" X 5M
Elev. Mesa Rotaria (Perforación Original) (pies)	45' taladro (HP-135) (Según reporte CENTINELA)		
Inclinación Máxima (pies)	36,15° A 14870' (MD)	Lin. De Flujo / Gas	SI / NO
ASPECTOS RESALTANTES			
Linas Gas / Agua	NO	Cierre de Inyectores	NO
Cables Eléctricos	SI (Ver historial del pozo)	Área Crítica	NO
Trabajo de Subsuelo	SI (Ver historial del pozo)	Zona de recompletación	NO
Pozos vecinos a Iny. de Vapor Agua	NO	Presencia de Gas	NO

**Figura 1.** Datos del pozo. Fuente: PDVSA, (2022)

En los resultados de la encuesta aplicada a trabajadores de la empresa PDVSA División Sur Lago Franquera, se encontró lo siguiente: al consultarles sobre la eficiencia del sistema de levantamiento artificial BES la totalidad de los encuestados coincidió que dicho sistema es eficiente. Sin embargo, en cuanto a los factores que determinan dicha eficiencia, no hubo consenso, dado que las respuestas se dividieron. Por otra

parte, la mayoría manifestó desconocimiento de la existencia de indicadores de eficiencia, mientras que si confirmaron que las fallas del sistema si están registradas. No obstante, el historial completo de estas fallas no se lleva de forma integral, al igual que el registro de la frecuencia de las mismas, aunque si existe conocimiento sobre los parámetros de eficiencia.

Posteriormente, se analizaron las condiciones operativas basadas en las fallas más recurrentes de los equipos del bombeo electrosumergible en el pozo FRA-03 del Campo Franquera División Sur Lago Trujillo (DSLTL) de PDVSA. Para ello, se seleccionó específicamente este pozo como muestra representativa, obteniéndose los siguientes resultados: el pozo maneja grandes volúmenes de líquido, superando técnica y económicamente a otros métodos de levantamiento artificial, debido a que cumple con ciertas condiciones ideales para su funcionamiento, entre estas condiciones se destacan: alta productividad del pozo, baja presión de fondo, alta relación agua-petróleo (RAP), baja relación gas-petróleo (RGP).

En cuanto a los rangos de aplicación y operatividad, se identificaron las siguientes características ideales para el funcionamiento del BES en este pozo:

- Tasas de flujo: entre 200 BPD a 5000 BPD
- Crudo pesado: entre 8.5 API a 40 API
- Viscosidades: hasta 5000 cps (a condiciones de fondo)
- Profundidades: hasta 12500 pies
- Temperaturas: hasta 350 °F

Con respecto al gas, se ha logrado manejar en la bomba porcentajes de gas libre hasta 50%. En

casos de altas relaciones gas-petróleo, se puede instalar un separador de gas para garantizar la eficiencia del sistema.

## DISCUSIÓN

Los resultados obtenidos del estudio sobre el pozo FRA-03 del Campo Franquera, lo identifican como candidato ideal a producir artificialmente con bombeo electrosumergible, dado que reúne las características que no afectan negativamente su funcionamiento, tales como las altas relaciones gas-petróleo, las altas temperaturas, la presencia de arena en los fluidos producidos y ambiente de operación agresivo. Estos factores, aunque influyen de manera indeseable sobre la eficiencia del equipo, se han contemplado en el diseño y operación para minimizar su impacto. Esto coincide con Madrid (2022) quien resalta que el BES es especialmente apto para operar en pozos con geometrías complejas y condiciones extremas, destacando su capacidad para manejar altos caudales y soportar ambientes severos, lo cual coincide con las características del pozo estudiado.

La selección inicial de este pozo se basó en la predicción del desempeño de la terminación, evaluando la tasa de flujo esperada. Esto implicó el análisis de la curva de comportamiento del pozo (IPR), que describe la respuesta de la producción frente a los cambios en la presión de fondo (BHP). Esta metodología permite anticipar el rendimiento

del sistema y ajustar los parámetros operativos para maximizar la eficiencia del bombeo electrosumergible.

Asimismo, el sistema BES destaca por su capacidad de producir volúmenes considerables de fluido desde grandes profundidades, adaptándose a una amplia variedad de condiciones del pozo. Una de las características distintivas es que la unidad de impulso o motor está directamente acoplada a la bomba en el fondo del pozo, por lo que optimiza la transmisión de energía y la eficiencia del levantamiento artificial. Bajo este análisis se puede definir a la falla mediante dos conceptos:

Sin embargo, es importante señalar que las fallas que presenta este equipo deben ser estudiadas de inmediato cuando se realiza el análisis de eficiencia y confiabilidad del sistema. Bajo este enfoque, la falla puede definirse desde dos perspectivas: en primer lugar, como la finalización de la capacidad de producir en conjunto para realizar la función requerida, lo que implica considerar la interacción de todos los componentes y accesorios que conforman el BES; y en segundo lugar, como la incapacidad de cualquier componente individual para cumplir su función, aunque el sistema en su conjunto aún pueda operar, lo que resalta la importancia de la supervisión y el mantenimiento preventivo de cada parte del equipo.

En términos generales, el sistema BES se considera es confiable y seguro, siempre y cuando

se implemente en yacimientos que reúnan las condiciones adecuadas básicamente en lo referido a la estructura geológica y características propias del pozo. En el caso específico de FRA -03, se constató que está ubicado en una zona ideal, lo que permite concluir que el sistema es eficiente bajo las condiciones analizadas. De manera complementaria, el portal Portal del Petróleo (2025) enfatiza que el BES es un método efectivo y económico para producir grandes volúmenes de flujo a medianas y grandes profundidades bajo variadas condiciones, pero enfatiza que la presencia de gas libre superior al 10% requiere la instalación de separadores de gas para evitar bloqueos, aspecto contemplado en el diseño del pozo FRA-03.

Además, el análisis de las condiciones operativas, se identificaron fallas principalmente asociadas a componentes superficiales relacionados al sistema de energía (eléctrico) tales como: elevada corriente, baja corriente, bajo voltaje, alto voltaje, fase desbalanceada, bajo aislamiento, cortocircuito. Por otro lado, en cuanto a las fallas mecánicas y de flujo, se detectaron situaciones como ausencia de flujo a superficie, bajo flujo a superficie, elevada vibración, las cuales pueden afectar temporalmente la eficiencia del sistema.

Finalmente, se diagnosticaron fallas tempranas normales del sistema que, aunque no alteran la capacidad productora del pozo más allá de un periodo temporal, requieren atención para

evitar su evolución hacia problemas mayores. Estos hallazgos permiten reafirmar que el BES, cuando es correctamente diseñado, instalado y mantenido, constituye una alternativa eficiente y confiable para la extracción de crudo en el pozo FRA-03 del Campo Franquera.

### CONCLUSIONES

El presente estudio permitió determinar que el sistema de bombeo electrosumergible (BES) aplicado en el pozo FRA-03 del Campo Franquera, División Sur Lago Trujillo, es eficiente para la extracción de crudo bajo las condiciones geológicas y operativas específicas del yacimiento. La aplicación de la encuesta evidenció que totalidad de los trabajadores coincidió en que el BES es un método confiable y adecuado para levantar fluidos en formaciones tipo “S” y “J”, lo que confirma la pertinencia de su uso en el área de estudio.

No obstante, se identificó que, aunque las fallas del sistema BES están registradas, existe insuficiente documentación integral del historial y la frecuencia de estas, situación que limita el análisis detallado y la implementación de estrategias preventivas para optimizar la eficiencia operativa. De igual manera, se confirmó que el pozo FRA-03 reúne las condiciones ideales para la aplicación del BES, tales como altas tasas de flujo, rangos de viscosidad y temperatura adecuados, y la capacidad para manejar altos porcentajes de gas libre mediante la incorporación

de separadores de gas, lo que garantiza un funcionamiento eficiente y estable.

Finalmente, las fallas encontradas se relacionan principalmente con componentes superficiales del sistema eléctrico y con aspectos mecánicos y de flujo, los cuales, aunque afectan temporalmente la producción, pueden ser controlados mediante un mantenimiento preventivo y supervisión constante. En consecuencia, se concluye que el éxito en la operación del BES en el pozo FRA-03 depende de un diseño adecuado, un monitoreo riguroso y una gestión eficiente del mantenimiento, aspectos que deben ser fortalecidos para maximizar la producción y prolongar la vida útil del sistema.

### REFERENCIAS

- Aguilar. L. (2014) Estudio de confiabilidad en los equipos de bombeo electrosumergible, mediante análisis de fallas en los bloques 14 y 17. <https://www.dspace.uce.edu.ec/entities/publication/a2002b57-7c83-40d0-8bc9-b4225cb0fca4>
- Arismendi, J. y Santander, H. (2007). Optimización utilizando modelaje del bombeo electrosumergible. <https://bit.ly/3ELufZ8>
- Aguilera, M. y Cedeño, V. (2020) optimización del bombeo electrosumergible mediante el monitoreo del sistema y el análisis de prevención de fallas. Arismendi, J. y Santander, H. (2007). Optimización utilizando modelaje del bombeo electrosumergible. <https://bit.ly/3ELufZ8>
- Baker Hughes. (2009). Submersible Pump Handbook, 9th. Edition. Claremore, USA: Centrilift. <https://es.slideshare.net/slideshow/centrilift-submersible-pumphandbook/63315688>

- Congreso de mantenimiento y confiabilidad. Colombia. (2023). Confiabilidad. MTBF: Una visión general. <https://cmc-latam.com/2021/08/26/mtbf-una-vision-general/>
- Fragoza, M. (2013) Optimización de la producción de crudo pesado y Extrapesado en pozos con levantamiento Artificial por bombeo mecánico y bombeo de Cavidades progresivas del Campo Orocuai, Estado Monagas. <http://saber.ucv.ve/bitstream/10872/4581/1/TEG%20Mileidy%20Fragoza.pdf>
- Gabor, T. (2009). Electrical submersible pumps manual: Design, operations and Maintenance. Burlington-Massachusetts: El Servier. <https://bit.ly/4jKUIoD>
- Garcés, A. (2022). Sistemas de Bombeo Electrosumergible (BES) - Conceptos Básicos. <https://www.linkedin.com/pulse/sistemas-de-bombeo-electrosumergible-bes-conceptos-b%C3%A1sicos-garc%C3%A9s/>
- González, R., Lara, C., Jacobo, F. (2009). Estimación de la confiabilidad-disponibilidad-mantenibilidad mediante una simulación tipo Monte Carlo de un sistema de compresión de gas amargo durante la etapa de ingeniería. Tecnología, Ciencia, Educación, 24 (2), 93-104. <https://www.redalyc.org/pdf/482/48213841002.pdf>
- González, B. (2017). Desarrollo de un sistema de ensayos de bombeo electrosumergible con emulsiones de agua en crudo. <http://saber.ucv.ve/handle/10872/15416>
- Hivimar, Máter SI. (2020), BOMBAS MULTIETAPA: (28, agosto, 2020) ¿Cuándo utilizarlas en comparación con los modelos de una sola etapa? <https://www.hivimar.com.pe/categoria/blog/108-bombas-multietapa-cuando-utilizarlas-en-comparacion-con-los-modelos-de-una-sola-etapa>
- Hivimar. (2020). Principios operativos del bombeo centrífugo. <https://hivimar.com.ve/tecnologias-bes>
- Instipetrol. (2017). Manual de variadores de frecuencia para sistemas BES. <https://instipetrol.edu.ve/publicaciones/>
- Programa de las Naciones Unidas para el Medio Ambiente. (2015). Informe de 2015 sobre la disparidad en las emisiones. [https://wesr.unep.org/media/docs/theme/13/EGR\\_2015\\_Technical\\_Report\\_ES.pdf](https://wesr.unep.org/media/docs/theme/13/EGR_2015_Technical_Report_ES.pdf)
- Lazarde, A. (2000). Geoquímica orgánica del petróleo en la región sureste de la cuenca del Lago de Maracaibo. (Tesis doctoral). <https://core.ac.uk/download/pdf/60670879.pdf>
- Lazarde, A. (2012). Evaluación geoquímica del petróleo en el campo Franquera y yacimientos cercanos en la región sureste de la cuenca del Lago de Maracaibo. Revista Técnica de la Facultad de Ingeniería Universidad del Zulia. [http://ve.scielo.org/scielo.php?script=sci\\_arttext&pid=S0254-07702012000200004](http://ve.scielo.org/scielo.php?script=sci_arttext&pid=S0254-07702012000200004)
- Madrid, M. (2022) Bombeo Electrosumergible (BES): Componentes y Diseño. Portal del Petróleo (16 de septiembre, 2022). <https://portaldelpetroleo.com/bombeo-electrosumergible-bes-componentes-y-diseno/>
- Ministerio del Poder Popular para Ciencia y Tecnología (2025). Inzit y Pdvsa estudian alianzas estratégicas para mejorar la producción petrolera en Sur del Lago. <https://mincyt.gob.ve/inzit-pdvsa-estudian-alianzas-estrategicas-mejorar-produccion-petrolera-sur-lago/>
- Panorama.com.ve.(2014). El occidente venezolano cuenta con ocho campos petroleros prometedores. <https://www.panorama.com.ve/>
- Pdvsa. (2021). Reporte técnico de fallas en UP Moporo. Intervenir. <http://intevp.pdvsa.com/portal/publicaciones>
- Pesántez, B. (2016). Análisis técnico-económico del desempeño del sistema de Levantamiento artificial electrosumergible para optimizar la Producción en 8 pozos del Campo Sacha, enero, 2016. <https://www.dspace.uce.edu.ec/bitstreams/c0764ced-f73b-4da7-9e18-3a8c004d4336/download>

Isea J.

Petromundo (2016). El petróleo y sus avances. Blog (1 diciembre, 2016) <https://elpetroleoysusavances.wordpress.com/2016/12/01/proceso-de-produccion-y-manejo-de-crudos-pesados/>

Sachdeva, R. (1988). Two-Phase flow through Electric Submersible Pumps, PhD dissertation, The University of Tulsa. <https://es.scribd.com/document/509336669/1988-Sachdeva-Two-phase-Flow-Through-Electric-Submersible-Pumps>

Suntaxi, E., Carrillo, R., Naula, Izurieta, C., Albuja, G. y Caina, D. (2017). Determinación y optimización del punto de operación de las bombas del sistema electrosumergible. Polo del Conocimiento, 2(7), 690-712. <https://polodelconocimiento.com/ojs/index.php/es/article/download/271/pdf>