



**UNIVERSIDAD ESTATAL PENÍNSULA DE SANTA ELENA
FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA
CARRERA DE PETRÓLEOS**

TEMA:

**“ANÁLISIS TÉCNICO-ECONÓMICO PARA OPTIMIZAR EL
SISTEMA DE BOMBEO ELECTRO SUMERGIBLE EN POZOS DEL
ORIENTE ECUATORIANO DEL ÁREA SHUSHUFINDI NORTE”**

TRABAJO DE INTEGRACIÓN CURRICULAR

AUTOR:

OVIEDO ZAMBRANO BRYAN JOSUE

TUTOR:

ING. MALAVÉ CARRERA CARLOS ALFREDO, MSc.

LA LIBERTAD, ECUADOR

2025

UNIVERSIDAD ESTATAL PENÍNSULA DE SANTA ELENA

**FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA
CARRERA DE PETRÓLEOS**

TEMA:

**“ANÁLISIS TÉCNICO-ECONÓMICO PARA OPTIMIZAR EL
SISTEMA DE BOMBEO ELECTRO SUMERGIBLE EN POZOS
DEL ORIENTE ECUATORIANO DEL ÁREA SHUSHUFINDI
NORTE”**

TRABAJO DE INTEGRACIÓN CURRICULAR

AUTOR:

OVIEDO ZAMBRANO BRYAN JOSUE

TUTOR:

ING. MALAVÉ CARRERA CARLOS ALFREDO, MSc.

LA LIBERTAD – ECUADOR

2025

TRIBUNAL DE SUSTENTACIÓN



Ing. Marlleis Gutiérrez H, PhD.
DIRECTORA DE CARRERA



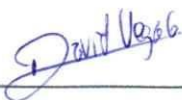
Ing. Carlos Malavé Carrera, MSc.
DOCENTE TUTOR



Ing. Carlos Portilla Lazo, MSc.
DOCENTE ESPECIALISTA



Ing. Israel Yagual Pita, MSc.
DOCENTE DELEGADO UIC



Ing. David Vega González
SECRETARIO DEL TRIBUNAL

DEDICATORIA

Dedico este trabajo a mi familia en especial a mis padres quienes estuvieron ahí para darme una mano y consejo en los buenos y malos momentos este logro también es de ellos

CERTIFICADO DE ANTIPLAGIO

En calidad de tutor del trabajo de investigación para titulación del tema **“ANÁLISIS TÉCNICO-ECONÓMICO PARA OPTIMIZAR EL SISTEMA DE BOMBEO ELECTRO SUMERGIBLE EN POZOS DEL ORIENTE ECUATORIANO DEL ÁREA SHUSHUFINDI NORTE”** elaborado por el estudiante **OVIEDO ZAMBRANO BRYAN JOSÉ**, egresado de la carrera de Petróleos, de la Facultad de Ciencias de la Ingeniería, me permito declarar que una vez analizado en el sistema antiplagio **COMPILATIO**, luego de haber cumplido con los requerimientos exigidos de valoración, la presente tesis, se encuentra con un 4% de la valoración permitida.

 CERTIFICADO DE ANÁLISIS
magister

TESIS BRYAN OVIEDO (2)

4%
Textos sospechosos

< 1% Similitudes
0% similitudes entre comillas
0% entre las fuentes mencionadas

2% Idiomas no reconocidos

2% Textos potencialmente generados por la IA

Nombre del documento: TESIS BRYAN OVIEDO (2).docx	Depositante: CARLOS ALFREDO MALAVE CARRERA	Número de palabras: 20.652
ID del documento: e5827e173ff4d6dcb69127362878bb5d24f13fcdc	Fecha de depósito: 13/6/2025	Número de caracteres: 126.599
Tamaño del documento original: 131,86 kB	Tipo de carga: interface	
	fecha de fin de análisis: 13/6/2025	

FIRMA DEL TUTOR



firmado electrónicamente por:
**CARLOS
ALFREDO
MALAVE
CARRERA**

Validar únicamente con Firm@RC

Ing. Carlos Malavé
Carrera C.I.: 0912370095

DECLARACIÓN DE AUTORÍA

Yo, BRYAN JOSUE OVIEDO ZAMBRANO, declaro bajo juramento que el presente trabajo de titulación denominado **“ANÁLISIS TÉCNICO-ECONÓMICO PARA OPTIMIZAR EL SISTEMA DE BOMBEO ELECTRO SUMERGIBLE EN POZOS DEL ORIENTE ECUATORIANO DEL ÁREA SHUSHUFINDI NORTE”**, no tiene antecedentes de haber sido elaborado en la Facultad de Ciencias de la Ingeniería, Carrera de Petróleos, lo cual es un trabajo exclusivamente inédito y perteneciente de mi autoría.

Por medio de la presente declaración cedo los derechos de autoría y propiedad intelectual, correspondientes a este trabajo, a la Universidad Estatal Península de Santa Elena, según lo establecido por la ley de propiedad intelectual, por su reglamento y por la normativa institucional vigente.

Atentamente,



BRYAN JOSUE OVIEDO ZAMBRANO

C.I.:1316896214

CERTIFICACIÓN DEL TUTOR

Ing. Malavé Carrera Carlos Alfredo, MSc

TUTOR DE PROYECTO DE INVESTIGACIÓN

Universidad Estatal Península de Santa Elena

En mi calidad de Tutor del presente trabajo **“ANÁLISIS TÉCNICO-ECONÓMICO PARA OPTIMIZAR EL SISTEMA DE BOMBEO ELECTRO SUMERGIBLE EN POZOS DEL ORIENTE ECUATORIANO DEL ÁREA SHUSHUFINDI NORTE”**

previo a la obtención del Título de Ingeniero en Petróleos elaborado por el Sr. Bryan Josue Oviedo Zambrano, egresado de la carrera de Petróleos, Facultad Ciencias de la Ingeniería de la Universidad Estatal Península de Santa Elena, me permito declarar que luego de haber orientado, estudiado y revisado, la apruebo en todas sus partes.



Firmado electrónicamente por:
**CARLOS ALFREDO
MALAVE CARRERA**

Validar únicamente con FirmaEC

Ing. Carlos Malavé Carrera, MSc.

AGRADECIMIENTOS

Agradezco profundamente a mis padres por haberme dado el apoyo necesario para cumplir mi sueño de graduarme de la universidad, también a aquellos profesores y tutor que con su guía, apoyo y conocimientos me guiaron para formarme en esta nueva etapa de mi vida.

Agradezco a mis abuelos por haber estado ahí atentos de mí y de mi evolución en este camino de aprendizaje y, por último pero no menos importante, a la prestigiosa institución que me acogió y me brindó esta oportunidad de superación.

CONTENIDO

	pág.
DEDICATORIA	iii
CERTIFICADO DE ANTIPLAGIO.....	iv
DECLARACIÓN DE AUTORÍA	v
CERTIFICACIÓN DEL TUTOR.....	vi
AGRADECIMIENTOS	vii
ÍNDICE DE FIGURAS	xiv
ÍNDICE DE TABLAS	xv
RESUMEN	xvi
ABSTRACT.....	xvii
CAPITULO I: INTRODUCCIÓN	1
1.1 PROBLEMA DE INVESTIGACIÓN	1
1.2 JUSTIFICACION	1
1.3 ANTECEDENTES	2
1.4 HIPÓTESIS	5
1.5 OBJETIVOS	5
1.5.1 Objetivo General.....	5
1.5.2 Objetivos Específicos.....	6
1.6 ALCANCE.....	6

1.7 VARIABLES	7
1.7.1 Variables Dependientes.....	7
1.7.2 Variables Independientes	7
CAPITULO II: MARCO TEÓRICO	8
2.1. HISTORIA PETROLERA DE LA AMAZONIA ECUATORIANA.....	8
2.1.1. Antecedentes y Primeras Exploraciones (hasta la década de 1960)	8
2.1.2. El Auge Petrolero y la Intervención Estatal (décadas de 1970 y 1980).....	10
2.1.3. Expansión y Consecuencias Socioambientales (décadas de 1990 y 2000)...	10
2.1.4. Desafíos y Conflictos en el Siglo XXI.....	11
2.1.5. Políticas Gubernamentales y Marco Regulatorio.....	12
2.1.6. La Iniciativa Yasuní-ITT y el Debate Actual	13
2.2. Análisis Integral del Campo Petrolero Shushufindi Norte en la Amazonía Ecuatoriana	14
2.2.1 Explorando la Estructura Geológica del Campo Shushufindi Norte.	16
2.2.2 Estratigrafía del Campo Shushufindi Norte.....	17
2.2.3 Geología del Petróleo del Campo Shushufindi Norte.....	20
2.2.4. El papel de la Geología Estructural en la formación de Trampas de Hidrocarburos.....	22
2.3. Bombeo Electrosumergible en los campos petroleros del Oriente ecuatoriano... 25	
2.3.1 ¿Qué es en realidad el Bombeo Electrosumergible (BES)?.....	26
2.3.2. Proceso para seleccionar una Bomba BES	27
2.3.2 Aplicación Específica del Bombeo Electrosumergible.....	31
2.3.3 Desafíos Técnicos y Operativos del Bombeo Electrosumergible	33

2.3.4 Tipos de Sistemas de Bombeo Electrosumergible	35
2.3.5 Equipos de Superficie en un Sistema BES	37
2.3.6 Equipos de fondo en un Sistema BES.....	38
2.3.7 Impacto económico del uso del Bombeo Electrosumergible en la Producción Petrolera	40
2.3.8. Estudios de Caso de Implementación Exitosa del Bombeo Electrosumergible.	41
CAPÍTULO 3: METODOLOGÍA DE LA INVESTIGACIÓN	44
3.1 Diseño de la investigación	44
3.2 Enfoque de la investigación.	44
3.3 Población y muestra.....	45
3.4 Instrumentos de recolección de datos	45
3.4.1 Herramientas para la Recolección de Datos	45
3.5 Proceso de Recolección de Datos	47
3.6 Análisis de Datos	48
3.7 Aspectos Éticos.....	48
3.8 Plan de Análisis de Datos	48
3.9 Resultados obtenidos: Pozo SHS-063.....	51
3.9.1 Curva azul (Inflow).....	51
3.9.2 Curva roja (Outflow).....	52
3.9.3 Punto Operativo de Trabajo (Operating Point).....	52
3.9.4 Punto nodal.	53
CAPÍTULO 4: ANÁLISIS Y DISCUSIÓN DE RESULTADOS	54

4.1 Análisis nodal del Pozo SHS-063.....	54
4.1.1 Descripción de Figura 6.....	55
4.1.2 Interpretación de Figura 6.....	55
4.1.3 Control de Presión del Separador.	56
4.1.4 Criterio de Diseño de Bomba (ESP).....	56
4.1.5 Operaciones a Diferentes Presiones de Salida (POUT) y Curvas Resultantes.	56
4.1.6 Descripción de Figura 7.....	57
4.1.7 Interpretación de Figura 7.....	58
4.2 Análisis del Rendimiento de ESP – REDA DN1750	59
4.2.2 Ventana de Propiedades de la BES-REDA DN1750.....	60
4.2.3 Curva de Rendimiento de la BES-REDA DN1750.	61
4.2.4 Análisis	61
4.3 Bomba BES Candidato #1 – Modelo ODJ W2	62
4.3.1 Parámetros del diseño.	62
4.3.2 Condiciones de operación reales.....	62
4.3.3 Condiciones en la succión de la bomba.	63
4.3.4 Parámetros de la Bomba ODJ W2.	63
4.3.5 Descripción de Curvas de la Figura 9.....	63
4.3.6 Análisis de la Bomba ODJ W2:.....	64
4.3.7 Ventajas y desventajas de la Bomba ODJ W2.....	66
4.4 Bomba BES Candidato #2 – Modelo ESP TD280	66
4.4.1 Parámetros de Diseño.	66

4.4.2	Condiciones operativas.	66
4.4.3	Condiciones del Intake.....	67
4.4.4	Parámetros de la bomba.	67
4.4.5	Incremento en la temperatura del fluido.	67
4.4.6	Descripción de Curvas de la Figura 10.	68
4.4.7	Análisis de la Bomba BES TD280.	68
4.4.8	Ventajas y desventajas de la Bomba BES TD280.	69
4.5	Análisis Técnico-Económico Comparativo de Bombas Candidatas.....	70
4.5.1	Costos de adquisición e instalación (CapEx) de Bomba ODJ W2.	70
4.5.2	Costos de adquisición e instalación (CapEx) de Bomba ESP TD280.	70
4.5.3	Bomba instalada (REDA DN1750)	71
4.5.4	Costos Operativos (OpEx) para la Bomba REDA DN1750.....	71
4.5.5	Costos Operativos (OpEx) para la Bomba ODJ W2.....	71
4.5.6	Costos Operativos (OpEx) para la Bomba ESP TD280.....	72
4.5.7	Mantenimiento (paradas programadas y repuestos) REDA DN1750.....	72
4.5.8	Mantenimiento (paradas programadas y repuestos) ODJ W2.	72
4.5.8	Mantenimiento (paradas programadas y repuestos) ESP TD280.	73
4.5.9	Observaciones adicionales.	73
4.5.10	Vida Útil Estimado	73
4.5.11	Retorno de Inversión (ROI)	74
4.6	Análisis Cualitativo.....	77
4.6.1	Fiabilidad y mantenimiento preventivo.	77

4.6.2 Impacto de la presión de succión y rendimiento del Yacimiento.	77
4.6.3 Mejoras de eficiencia adicionales y riesgos.....	78
CAPITULO V: CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	79
5.1 CONCLUSIONES	79
5.2 RECOMENDACIONES	81
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	84
ANEXOS.....	89

ÍNDICE DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1: Ubicación Campo Shushufindi. EP Petroecuador, 2021	15
Figura 2: Pozos del Oriente Ecuatoriano. Petroamazonas EP	17
Figura 3: Columna estratigráfica del Campo. Petroamazonas EP	20
Figura 4: Diagrama esquemático de los equipos de superficie y subsuelo.....	39
Figura 5: Curva de Inflow y Outflow del Pozo SHS-063. (Autor).....	51
Figura 6: Puntos operativos del Pozo SHS-063. (Autor).....	54
Figura 7: Operaciones a diferentes presiones de salida. (Autor)	56
Figura 8: Diagrama operativo SHS-063 con BES-REDA DN1750. (Autor)	59
Figura 9: ESP Candidato #1 – Modelo ODJ W2. (Autor).....	62
Figura 10: ESP Candidato #2 – Modelo ESP TD280. (Autor).....	66

ÍNDICE DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1. Características de las formaciones productoras del Campo.....	19
Tabla 2. Fallas asociadas al yacimiento.....	23
Tabla 3. Parámetros petrofísicos del Campo Shushufindi Norte.....	24
Tabla 4. Descripción de términos de parámetros petrofísicos	24
Tabla 5. Principales Campos del Oriente donde se utiliza BES, y sus tasas de producción.	42
Tabla 6. Propiedades de los luidos de los yacimientos del Campo Shushufindi	49
Tabla 7. Resumen CapEx.....	71
Tabla 8. Costo Total Operativo Anual (Consumo eléctrico + Mantenimiento).....	73

“ANÁLISIS TÉCNICO-ECONÓMICO PARA OPTIMIZAR EL SISTEMA DE BOMBEO ELECTRO SUMERGIBLE EN POZOS DEL ORIENTE ECUATORIANO DEL ÁREA SHUSHUFINDI NORTE

Autor: Oviedo Zambrano Bryan Josue

Tutor: Ing. Carlos Malavé Carrera

RESUMEN

El presente trabajo se inicia con el objetivo de optimizar el sistema de bombeo electrosumergible en los pozos del área Shushufindi Norte ubicados en la Amazonia ecuatoriana, realizando un análisis técnico-económico que permita mejorar las condiciones de operación, reducir costos y aumentar la producción.

Para esto se utilizó el análisis nodal como metodología apoyada por software de uso libre con el cual se simuló el comportamiento del sistema desde el fondo del pozo a superficie se evaluaron parámetros de operación consumo de energía y costos, también se realizó una comparación con tres configuraciones REDA DN1750, ODJ W2 y SP TD280 para revisar su comportamiento con el pozo y su diseño actual así mismo parámetros como requisitos de potencia, mantenimientos necesarios y retornos de inversión.

En base a los resultados se identificó que el modelo ODJ W2 posee un mejor desempeño técnico y económico frente al sistema actual, esto debido a su mayor eficiencia hidráulica y menor consumo de energía acompañado de menor costos operativos, al aplicar este sistema se podrían obtener mejores resultados y prolongar la vida útil del pozo.

PALABRAS CLAVE: Bombeo electrosumergible, optimización, análisis nodal, producción petrolera, Shushufindi Norte.

“ANÁLISIS TÉCNICO-ECONÓMICO PARA OPTIMIZAR EL SISTEMA DE BOMBEO ELECTRO SUMERGIBLE EN POZOS DEL ORIENTE ECUATORIANO DEL ÁREA SHUSHUFINDI NORTE”

Autor: Oviedo Zambrano Bryan Josue

Tutor: Ing. Carlos Malavé Carrera

ABSTRACT

This study aimed to optimize the electric submersible pumping (ESP) system in the wells of the Shushufindi Norte area, located in the Ecuadorian Amazon, by conducting a technical-economic analysis to improve operational conditions, reduce costs, and increase production.

Nodal analysis was used as the main methodology, supported by free use software, which allowed simulation of the system's behavior from the bottom of the well to the surface. Operational parameters, energy consumption, and costs were evaluated. Additionally, three pump configurations REDA DN1750, ODJ W2, and ESP TD280 were compared to analyze their performance under current well conditions, considering aspects such as power requirements, required maintenance, and return on investment.

Based on the results, the ODJ W2 model demonstrated superior technical and economic performance compared to the current system, due to its higher hydraulic efficiency, lower energy consumption, and reduced operating costs. Implementing this system could lead to better production outcomes and extend the useful life of the well.

KEYWORDS: Electric submersible pumping, optimization, nodal analysis, oil production, Shushufindi Norte.

CAPITULO I: INTRODUCCIÓN

1.1 PROBLEMA DE INVESTIGACIÓN

El bajo rendimiento de los sistemas de bombeo afecta a la producción de petróleo la cual no alcanza su máximo potencial debido a esta ineficiencia de los sistemas de bombeo electrosumergible usados en la actualidad lo que desencadena en elevados costos operativos y menor retención de ingresos.

Fallas en los sistemas y que estos no pueden ser previstos con antelación implica en paradas operativas que afectan a los procesos de producción lo cual reduce el tiempo operativo de las bombas que se traduce en pérdidas económicas. Por otra parte, el consumo energético suele ser alto lo que lleva a costos de operación mayores dejando también reducción de ganancias en la operación de producción.

Se debe desarrollar estrategias y técnicas modernas para la optimización de la producción de petróleo utilizando nuevas tecnologías y practicas más eficientes en los sistemas de bombeo electrosumergible.

1.2 JUSTIFICACIÓN

La justificación para la elaboración de este trabajo enfocado en la optimización del sistema de bombeo electrosumergible (BES) en el Área Shushufindi Norte del campo el cual está sustentado en mejorar la eficiencia operativa, disminuir los costos de operación, aumentar la rentabilidad y garantizar una mejora de producción y herramientas de administración.

Estos procesos de optimización del sistema BES posee un impacto directo en la eficiencia de producción para que sea más estable continuo y con

un menor consumo energético, lo que se busca es maximizar el rendimiento de los pozos y busca mejorar los recursos existentes. Estas mejoras también permiten disminuir los costos operativos al reducir el desgaste de los implementos utilizados, minimizar lo máximo posible las paradas operativas e intervenciones en campo para afectar lo mínimo posible la productividad.

Al buscar por un punto de vista netamente económico la optimización de los sistemas BES logra que la rentabilidad de las operaciones sea mayor ya que al reducir los costos que se asocian a mantenimientos paradas operativas y el consumo energético, lo que se grafica como producciones más competitivas con otros campos, con una producción optimizada se reducen pérdidas y mejoran los márgenes financieros lo que no ayuda a sostener la viabilidad de los proyectos hasta en espacios de tiempo en el que el petróleo sufre bajadas de precio.

Para conseguir mejores condiciones de operación se implementará como herramientas de simulación de uso libre, ya que es reconocida en la industria por su capacidad de simular las condiciones de producción en sistemas multifásicos. Lo que permite el análisis detallado del comportamiento del sistema de producción desde el fondo del pozo hasta superficie, considera factores de presión, temperatura, caudal, propiedades del fluido, y el sistema de levantamiento artificial seleccionado. Gracias a estos se pueden explorar diversos escenarios de operación, para así detectar posibles fallas en el sistema o el diseño del mismo, con esto lograr establecer condiciones óptimas para la producción así como mejorar las condiciones del pozo.

1.3 ANTECEDENTES

En el libro “Production Optimization Using Nodal Analysis” en el cual se determina el cómo utilizar el análisis nodal para los procesos de optimización en sistemas petroleros. En su trabajo evalúa cada componente del sistema, desde el yacimiento hasta la superficie, identificando restricciones que afectan el rendimiento. Beggs (2003) el cual maneja conceptos clave sobre flujo multifásico, análisis de presión-volumen-temperatura (PVT) y herramientas gráficas para diagnosticar y resolver problemas operativos. Al ser

éste un método integral, mejora la resolución de problemas en ingeniería de producción, maximizando la eficiencia y la rentabilidad del sistema (H. Dale Beggs, 2003).

Peñañiel (2008) creó un proyecto donde buscaba optimizar el sistema de bombeo electrosumergible (BES) en el área Shushufindi Norte en Ecuador, logrando así incrementar la producción de petróleo. Su planteamiento de problema se enfocó en localizar los pozos con baja eficiencia y con alto potencial mermado debido a un subóptimo proceso de levantamiento artificial de los sistemas seleccionados. En sus objetivos busco rediseñar los sistemas BES, aumentar la producción de petróleo y la realización de un análisis técnico-económico.

La metodología que empleó fue el análisis nodal, en el cual seleccionó los pozos con base a su historia productiva, reservas y condiciones técnicas. Su muestra consistió en pozos claves del área: Shushufindi 35-59-77-79-82-87-109D, Todos fueron seleccionados por su alto potencial de producción.

Las conclusiones obtenidas señalan que este rediseño incrementó la producción en 2490 barriles por día. también el análisis económico demostró viabilidad de los precios entre 35 a 50 dólares por barril. Gracias a esto se determinó la importancia de los procesos adecuados de mantenimiento y los rediseños periódicos como forma de maximizar la eficiencia y la rentabilidad de los pozos.

Un estudio realizado por Robles y Sánchez (2012) tuvo de objetivo realizar optimizaciones de producción en el sector de Cuyabeno el cual es operado por EP PETROECUADOR, todo esto gracia al análisis y rediseños de los sistemas de bombeo electro sumergible (BES). El principal aspecto trabajado fue la baja eficiencia de los pozos aun teniendo alto potencial, debido a deterioros del sistema de bombeo electrosumrgible y formaciones afectadas por los procesos de producción, para esto se seleccionó pozos con alto margen operativo haciendo revisión a su historial de producción presiones y condiciones del yacimiento. Usaron análisis nodal como herramienta para simular el comportamiento de los pozos estas herramientas fueron PIPESUM y SUBPUMB con esto se evaluó las condiciones operativas y los comportamientos de los pozos

En los resultados obtenidos se concluyó que el rediseñar las bombas y reducir el daño en la formación tuvieron un efecto positivo en la tasa de producción alcanzando así sus niveles óptimos. Además de generar alternativas para la incorporación de nuevas arenas productoras para lograr un eficiente uso de los recursos en campo y así aumentar la rentabilidad. Por consiguiente, los autores concluyeron que el rediseño y los mantenimientos periódicos fueron la mejor estrategia para la maximización de la producción en campo (Robles & Sánchez, 2012).

En el trabajo de tesis, elaborado por Maroto y Vinlasaca (2012), se tomaron a cuenta las optimizaciones de los sistemas de bombeo electro sumergible BES en el área Libertador para lograr un aumento en la producción de crudo en la zona. El problema se identificó como la reducción de la eficiencia operativa de los pozos como resultado por los daños en formaciones y equipos desactualizados. El objetivo fue lograr la mejora de los sistemas de levantamiento artificial mediante el rediseño del mismo y eliminando los daños de la formación.

La metodología aplicada incluyó el análisis nodal y el uso de software especializado como SUBPUMP usado para evaluar el comportamiento de los pozos para este trabajo se seleccionaron nueve pozos con un alto potencial de producción basándose en parámetros de operación técnicos como, presión de fondo, propiedades de los fluidos y el daño de la formación.

Los resultados de este estudio destacaron que el rediseño del sistema de levantamiento artificial, así como la reducción del daño de la formación lograron incrementar la producción de forma significativa. Acompañado de un análisis económico el cual confirmó la viabilidad del proyecto con valor económico positivo con una buena tasa interna de retorno lo que concluye que el rediseño periódico de los sistemas de producción, así como el continuo análisis y revisión de los parámetros operativos sostienen que es posible el mejorar las condiciones de producción de pozos maduros.

En el año 2023 fue presentado un proyecto de investigación para lograr mejoría en el rendimiento energéticos de los sistemas de bombeo electrosumergible mediante sistemas de soporte integrados. En el proyecto se consideró la planificación tecnológica

y la coordinación de actividades operativas y de mantenimiento, abordando las limitaciones técnicas que afectan la eficiencia del sistema. Utilizando simulaciones y análisis de datos, el estudio identificó parámetros concretos, como la configuración de la bomba y el manejo de fluidos, que pueden optimizarse para reducir el consumo energético en un 12.68% (Petrochenkov et al., 2023).

El artículo evaluó el impacto económico y ambiental de las modificaciones propuestas lo que demostró que hay una mejora en la eficiencia y el gasto energético lo que disminuye los costos operativos y al mismo tiempo aumenta la vida útil del pozo y los equipos. Se destaca como recomendación practica el actualizar componentes con funciones críticas y el continuo monitoreo de los sistemas utilizando herramientas especializadas (Petrochenkov et al., 2023). Se resalta la importancia de implementar tecnologías modernas y estrategias proactivas y no correctivas para así maximizar resultados operativos y el retorno de inversión.

1.4 HIPÓTESIS

Al desarrollar estrategias y técnicas para optimizar la eficiencia del sistema de bombeo electrosumergible, y a su vez incrementando la producción de petróleo, se reducen costos operativos, mejora de la confiabilidad y reducción de fallas, reducción del consumo de energía eléctrica.

1.5 OBJETIVOS

1.5.1 Objetivo General.

Identificar estrategias basadas en análisis técnico, operacional y económico, como el ajuste de parámetros de bombeo, mejora en selección de equipos y optimización de la frecuencia de operación, para aumentar la eficiencia del Sistema BES, mejorar la producción de petróleo y reducir costos operativos.

1.5.2 Objetivos Específicos

- Evaluar la implementación de un programa de mantenimiento predictivo y correctivo mediante el uso de herramientas de monitoreo a tiempo real para que la fiabilidad del sistema de bombeo aumente y reducir paradas operativas innecesarias y minimizar las interrupciones en la producción.
- Promover el uso de tecnologías actualizadas como lo son sensores avanzados el uso de inteligencia artificial para la predicción de fallas y sistemas automatizados de producción con el fin de mejorar la eficiencia operativa y la productividad del sistema de levantamiento artificial.
- Desarrollar estrategias de optimización financiera, que incluyan la negociación de costos de equipos, optimización del ciclo de vida de los componentes y la reducción de paradas no planificadas mediante mantenimiento eficiente, mejorando así la rentabilidad operacional del sistema BES en el norte del Campo Shushufindi.

1.6 ALCANCE

En el presente trabajo de investigación tiene como alcance el analizar de forma meticulosa el sistema de bombeo electrosumergible que opera en la actualidad en el área Shushufindi Norte. Para lo cual se realizará una revisión del sistema de bombeo que está en uso, así también como sus parámetros de operación, consideraciones técnicas y características del mismo, con el objetivo de obtener una mejor visión del sistema para generar un diagnóstico claro y preciso sobre su actual desempeño.

También se realizará una recopilación de datos tanto históricos como recientes sobre la producción petrolera del campo y la zona. Gracias a esta información se podrá identificar de mejor manera los patrones y comportamientos recurrentes del sistema que nos permitirán detectar oportunidades para mejorar el rendimiento del mismo y, gracias a esto, optimizar la producción.

El estudio abarcará también la geología y condiciones de yacimiento en Shushufindi Norte. Todo esto para lograr entender cómo las características del subsuelo

afectan a los componentes técnicos en los procesos de producción en la región y así lograr proponer las soluciones adecuadas a las condiciones de subsuelo en los pozos evaluados.

Con los resultados obtenidos se busca sugerir cambios y ajustes en los parámetros operativos del sistema de bombeo electrosumergible. Todas estas recomendaciones estarán enfocadas en mejorar la eficiencia operativa de los mismos, así como reducir el consumo energético y lograr una mejor producción de crudo.

Como punto final, se busca plantear estrategias para conseguir manejar de mejor manera el agua producida junto al petróleo, para intentar mitigar el impacto del agua en los sistemas de producción, generando así un proceso más eficiente y sostenible.

1.7 VARIABLES

1.7.1 Variables Dependientes

- **Producción de Petróleo:** Los barriles de petróleo producidos que se ven afectados por las modificaciones del sistema de levantamiento artificial.
- **Índice de Recuperación de Petróleo:** El cual indica la tasa de producción de petróleo ligado a la efectividad del sistema de bombeo seleccionado.

1.7.2 Variables Independientes

- **Tipo y tamaño del Motor de Bombeo:** El motor es una de las principales condiciones que afectan a la eficiencia del sistema de levantamiento artificial.
- **Tipo de Bomba:** la bomba que se selecciona determina la capacidad de la bomba y como afecta a la eficiencia del pozo.
- **Configuración del Sistema de Control:** Un correcto control en los parámetros operativos los cuales influyen en la eficiencia y la estabilidad de todo el sistema.
- **Características del Petróleo:** Las propiedades de los fluidos como viscosidad, densidad, relación gas petróleo son determinantes para el proceso de optimización del bombeo electrosumergible.

CAPÍTULO II: MARCO TEÓRICO

2.1. HISTORIA PETROLERA DE LA AMAZONIA ECUATORIANA

El proceso de extracción de petróleo en la zona amazónica ecuatoriana es un proceso que se ha moldeado a lo largo de la historia del país hasta la actualidad. Fuera de los aportes económicos al país esto ha dejado huellas bien marcadas en el Ecuador en aspecto sociales, culturales y ambientales. Está ubicada en el corazón de la cuenca amazónica la cual posee una de las mayores biodiversidades del planeta, siendo también hogar y cuna de varios pueblos y organizaciones indígenas que tienen enlaces profundos con el aspecto selvático del sector desde tiempo antiguos (Southgate, 2012).

El hablar del petróleo en la amazonia es tratar con descubrimientos, progreso y también problemas tales como resistencias y desequilibrios, el desarrollo económico que impulsa esta industria tiende a tener altos costos para los ecosistemas colindantes, así como para las comunidades que habitan la zona sobre todo aquellas que han visto cambios impresionantes en sus cercanías cambiando así su forma de vida durante varios años el oriente ecuatoriano ha sido blanco de intereses políticos económicos y sociales los cuales merecen su propio análisis (El Comercio, 2012).

En esta tesis se explora esa historia a partir de fuentes confiables, siguiendo un recorrido cronológico que va desde las primeras exploraciones hasta los debates más recientes sobre el rumbo energético del país. Más allá de analizar cómo ha evolucionado la industria petrolera, se pone especial atención en entender cómo este proceso ha sido vivido y afrontado por las comunidades indígenas que habitan la Amazonía.

2.1.1. Antecedentes y Primeras Exploraciones (hasta la década de 1960)

El interés por el petróleo en Ecuador no nació con la Amazonía. Mucho antes de que esa región captara la atención, ya en la costa a inicios del siglo XX se hablaba de una

sustancia aceitosa que salía del suelo. En 1911, ese interés se materializó con la perforación del primer pozo en la península de Santa Elena, lo que atrajo tanto a inversionistas como al propio Estado (YALE University, 2016).

Pero no pasó mucho tiempo antes de que el oriente empezara a generar expectativa. Aunque la exploración formal en la Amazonía no comenzó sino hasta los años cincuenta, desde los años veinte ya había intentos por obtener concesiones en esa zona. En 1921, por ejemplo, se otorgó una a Leonard Corporation, y en 1937, otra de nada menos que cuatro millones de hectáreas a la Standard Royal (Esso-Shell). Estas concesiones dejaban ver un interés creciente en el potencial petrolero amazónico, aunque todavía sin resultados concretos (Vallejo, 2014).

La empresa Shell también tuvo un rol temprano. Durante los años treinta y cuarenta exploró territorios del pueblo Huaorani. Si bien se retiró en 1937 al no encontrar pozos productivos, su paso por la región marcó el inicio de una larga y compleja relación entre la industria petrolera y los pueblos indígenas.

Ya en los años sesenta, comenzaron a otorgarse nuevas concesiones, como una de más de cuatro millones de hectáreas a Minas y Petróleos del Ecuador, que más tarde pasó al consorcio Texaco-Gulf. Empresas como Anglo, con presencia en el país desde 1922, también sumaron experiencia e infraestructura, preparando el terreno para el desarrollo petrolero en la Amazonía.

2.1.2. El Auge Petrolero y la Intervención Estatal (décadas de 1970 y 1980)

El verdadero punto de quiebre llegó a finales de los años sesenta. En 1967, Texaco-Gulf encontró petróleo en la Amazonía, y no cualquier yacimiento: eran reservas grandes. Luego, en 1970, dieron con el campo Lago Agrio, que terminó siendo uno de los más productivos del país. Ese hallazgo cambió todo. No solo movió la economía de la región, sino que metió al petróleo de lleno en el centro de la economía ecuatoriana.

Para 1972, Texaco ya había terminado de construir el SOTE, el oleoducto que conecta la selva con la costa. Gracias a eso, Ecuador pudo empezar a exportar petróleo en serio, y ahí fue cuando el país empezó a tener peso en el mercado internacional.

Con todo ese boom, el Estado decidió meterse más. En 1973, Ecuador entró a la OPEP, y el gobierno militar que estaba en el poder desde el año anterior apostó por una visión nacionalista: querían que el petróleo estuviera en manos del país. Así nació la CEPE, una empresa estatal que poco a poco fue ganando espacio. En 1977, incluso le compró las acciones a Gulf y se quedó con la mayoría del consorcio.

Aun así, las grandes compañías sobre todo Texaco no se fueron ni mucho menos. Siguieron teniendo bastante influencia, lo que dejó al país en una especie de punto medio: por un lado, se hablaba de soberanía y control estatal, pero por el otro, la dependencia del capital extranjero seguía ahí, bien presente (Mendoza, 2012).

2.1.3. Expansión y Consecuencias Socioambientales (décadas de 1990 y 2000)

En los años 80 y 90, Ecuador entró en una nueva etapa con el petróleo. Las crisis económicas apretaban y el gobierno, buscando cómo salir del apuro, decidió abrir aún más el sector a la inversión extranjera. En 1982 empezaron a licitar bloques enormes de selva amazónica a empresas privadas, mientras Petroecuador seguía operando por su cuenta (AIHE, 2019).

Se calcula que unos cuatro millones de hectáreas de selva húmeda fueron destinadas a la explotación petrolera. Era un avance enorme, nunca visto, y no tardaron

en notarse las consecuencias. Empezaron a verse derrames, deforestación, contaminación del agua, del suelo el daño ambiental era cada vez más evidente (Buendía, 2024).

Las comunidades indígenas, como los Huaorani, lo sintieron directamente. Su territorio y su forma de vida cambiaron de golpe. Y mientras tanto, la riqueza del petróleo parecía no llegarles. La pobreza seguía igual o peor en muchas provincias amazónicas, a pesar de todos los millones que movía la industria (Baquero, 2023).

Ese malestar fue creciendo, hasta que se transformó en resistencia. Organizaciones indígenas como la CONFENIAE, la CONAIE y la FONAKIN, junto con colectivos ambientalistas como Acción Ecológica, empezaron a levantar la voz. En 1993 se presentó una demanda histórica contra Texaco. Fue el comienzo de una batalla legal que, con el tiempo, se volvería símbolo de la lucha por la justicia ambiental en Ecuador (Fontaine, 2006).

2.1.4. Desafíos y Conflictos en el Siglo XXI

Ya entrado el siglo XXI, los conflictos por el petróleo en Ecuador no solo no pararon, sino que en muchos casos se volvieron más intensos. Aunque la Constitución de 2008 trajo avances importantes como reconocer los derechos de la naturaleza y prohibir la extracción en zonas protegidas e intangibles, la realidad fue otra: las perforaciones siguieron, incluso en lugares tan frágiles como el Parque Nacional Yasuní (Bozigar et al., 2017).

Hoy en día, hay cerca de cuatro millones de hectáreas de selva amazónica concesionadas para actividades petroleras, repartidas entre empresas extranjeras y Petroecuador. Muchas de estas zonas están habitadas por comunidades indígenas que, una y otra vez, han expresado su rechazo. El pueblo Huaorani, por ejemplo, lleva años diciendo que no quieren más petróleo en su territorio. Y aunque por ley se debería respetar la consulta previa, libre e informada, lo cierto es que en muchos casos se ha hecho a medias o, directamente, se ha ignorado. Esto ha generado un ambiente de tensión constante (Alex Rivas Toledo, 2001).

En los primeros años del nuevo siglo, el Estado empujó fuerte la expansión petrolera. Se fijaron metas de producción bastante ambiciosas; en algún momento, incluso

se habló de duplicar la producción de crudo para 2005. Este tipo de políticas reavivó el debate sobre si era sostenible seguir apostándole al modelo extractivista que venía desde hace décadas (SLB, 2024).

En respuesta, también crecieron las voces que pedían frenar esa expansión. Aparecieron redes como Oilwatch, que empezaron a visibilizar los efectos negativos de la industria petrolera. Al mismo tiempo, tomó fuerza la idea de una moratoria petrolera en la Amazonía, como una forma urgente de proteger los ecosistemas y a los pueblos que viven allí (Oilwatch, 2006).

Entre todas esas iniciativas, una que llamó mucho la atención fue la propuesta Yasuní-ITT, presentada oficialmente en 2007. Lo que se proponía era dejar bajo tierra una enorme reserva de petróleo unos 846 millones de barriles a cambio de una compensación económica de la comunidad internacional. La idea tuvo buena recepción en muchos sectores, incluso fuera del país, pero llevarla a la práctica fue otra historia: hubo trabas estructurales, presiones económicas internas y poco respaldo sostenido del exterior. Al final, en 2013, el gobierno decidió cerrar la propuesta y permitir la explotación del bloque ITT (Vallejo, 2014).

2.1.5. Políticas Gubernamentales y Marco Regulatorio

El marco legal que rige la actividad petrolera en Ecuador ha ido cambiando con los años, dependiendo de las prioridades del Estado y del contexto económico del momento. Todo empezó con más fuerza en los años setenta, cuando se promulgó la Ley de Hidrocarburos. Esa ley sentó las bases para que tanto el Estado como las empresas privadas pudieran participar en el sector (Gabay, 2024).

En el año 1982 se desarrollaron importantes reformas las cuales introdujeron nuevos contratos, como por ejemplo los de participación y los de prestación de servicios los cuales buscaban flexibilizar las operaciones petroleras. Al cabo de los años varios gobiernos han intentado atraer inversión extranjera, pero sin perder la soberanía sobre los recursos producidos (Kimerling, 2013).

Hay una tensión reflejada en los contratos firmados sobre todo para aquellos campos denominado como marginales que suelen tener menor índice de producción pero siguen siendo parte del recurso energético del país.

La institución a cargo de dirigir todo esto ha sido el Ministerio de Energía y Recursos Naturales No Renovables, antes conocido como Ministerio de Minas y Petróleos. Este ministerio no solo diseña las políticas del sector, sino que también entrega concesiones, supervisa operaciones y, al menos en teoría, se asegura de que se cumplan las normas ambientales (Larrea, 2022).

Pero justamente en este último punto es donde han llovido las críticas. Desde los años noventa se han sumado reglas ambientales más exigentes, en parte por la presión de organismos internacionales. Sin embargo, muchas de esas normas se han quedado en el papel. La falta de seguimiento, los casos de contaminación mal atendidos o directamente ignorados, y la débil fiscalización han dejado a muchas comunidades expuestas a riesgos que no deberían estar enfrentando (KIMERLING, 2013).

2.1.6. La Iniciativa Yasuní-ITT y el Debate Actual

En 2007, Ecuador lanzó al mundo una propuesta que, para muchos, parecía impensable: dejar sin explotar una de sus mayores reservas de petróleo, en pleno corazón del Parque Nacional Yasuní, a cambio de una compensación económica internacional. La Iniciativa Yasuní-ITT ofrecía una nueva manera de pensar el desarrollo: una que no pusiera en juego ni la biodiversidad ni la vida de los pueblos indígenas que viven en aislamiento voluntario (Albuja et al., 2020).

Al inicio, la idea entusiasmó. Era lógica, valiente y profundamente humana. Pero con el tiempo, la falta de apoyo económico, los intereses de siempre y los cambios políticos terminaron por apagar esa chispa. En 2013, el gobierno decidió dar por cerrada la iniciativa y permitir que se explotara el bloque ITT (Agencia Nacional de Hidrocarburos, 2021).

Sin embargo, el tema no murió ahí. Años después, con más conciencia ambiental y presión desde la ciudadanía, el debate resurgió. En 2023, Ecuador hizo historia: en un

referéndum nacional, la mayoría votó por detener la extracción de petróleo en esa zona (Amunárriz, 2004).

Para el estudio de Ingeniería en Petróleos, mirar hacia el Yasuní es mirar hacia una realidad que incomoda, que cuestiona, pero que también enseña. Esta tesis no se trata solo de bombas, pozos o cálculos. Se trata de entender que lo que hacemos, lo que decidimos como profesionales, tiene peso. Tiene consecuencias (Facchinelli et al., 2020).

No basta con diseñar un sistema eficiente o encontrar la mejor forma de levantar crudo. También tenemos que preguntarnos cómo lo estamos haciendo, dónde y a quiénes podría afectar. La tecnología BES (bombeo electrosumergible), por ejemplo, es una herramienta con mucho potencial. Pero solo si se aplica con cabeza fría y corazón abierto: pensando en la energía, sí, pero también en el agua, en el monte, en la gente (ARGUSMEDIA, 2024).

Porque la Amazonía no es un yacimiento. Es un ecosistema frágil, diverso, lleno de historias y memorias. Es el hogar de comunidades que estaban ahí mucho antes que esta carrera por el crudo. Y por eso, como futuros ingenieros, no podemos mirar solo desde la técnica. Nos toca pensar en grande, sí, pero también con humildad. Preguntarnos qué podemos mejorar, qué deberíamos cambiar, y cómo podemos contribuir sin arrasar (Acosta, 2010).

2.2. Análisis Integral del Campo Petrolero Shushufindi Norte en la Amazonía Ecuatoriana

El campo Shushufindi Norte es una zona que, aunque forma parte del extenso activo petrolero de Shushufindi, tiene características propias que lo hacen especial. Está ubicado en la provincia de Sucumbíos, en plena Amazonía ecuatoriana, dentro de la Cuenca Oriente, una región con muchísimo peso en la historia petrolera del país (Mackenzie y Company, 2018).

Más allá de su aporte a la producción nacional de crudo, lo interesante de este campo es su historia geológica. Hay una serie de particularidades en su subsuelo que influyen directamente en cómo se acumula y se distribuye el petróleo. Debido a esto se denominó al campo como Shushufindi Norte . Esa separación no es solo un nombre:

2.2.1 Explorando la Estructura Geológica del Campo Shushufindi Norte.

El campo Shushufindi Norte se encuentra dentro de la Cuenca Oriente, una región geológica vasta y compleja que ha sido clave para la historia petrolera del país. Esta cuenca se formó como resultado del choque constante entre dos placas tectónicas: la de Nazca, que se mete por debajo de la Sudamericana desde hace millones de años, desde finales del Cretácico para ser más precisos. Ese empuje constante es lo que ha moldeado el paisaje geológico que hoy conocemos, y ha hecho posible la formación de importantes sistemas petroleros (Agencia Nacional de Hidrocarburos, 2021).

Una de las características más importantes de esta zona es su estilo de deformación tectónica. Aquí se da lo que se llama “deformación de piel gruesa”, que en términos simples significa que las fallas profundas, ubicadas en el basamento, han influido directamente en cómo se acomodan las capas de roca que están encima. Muchas de esas fallas, en realidad, ya existían desde el Mesozoico, en una época donde dominaban los movimientos extensionales (cuando la corteza se estira). Más tarde, con la compresión andina, esas fallas se invirtieron, y eso generó estructuras como los pliegues y anticlinales que hoy son tan importantes para entender dónde y cómo se acumula el petróleo (Forney et al., 2020).

Si miramos la historia sedimentaria de la Cuenca Oriente, vemos una columna geológica que abarca desde el Paleozoico hasta épocas muy recientes. Sin embargo, el foco de interés petrolero se concentra sobre todo en las rocas del Cretácico, porque es en ese periodo donde se depositaron las principales unidades que generan, almacenan y sellan los hidrocarburos (Higley, 2001).

En esa secuencia destacan dos formaciones clave: la Hollín y la Napo. Ambas están compuestas principalmente por areniscas con muy buenas propiedades para almacenar petróleo, intercaladas con capas de lutitas que funcionan como sellos naturales, evitando que el crudo se escape. Estas condiciones, sumadas a la actividad tectónica que generó trampas estructurales como los anticlinales, han dado lugar a las acumulaciones que hoy se explotan.

Entender este panorama regional es fundamental para poder interpretar lo que ocurre específicamente en Shushufindi Norte. Las estructuras que vemos allí, así como sus secuencias de roca, son resultado directo de esta historia geológica que lleva millones de años desarrollándose. Y es justamente a partir de esa mirada más amplia que se puede leer con mayor claridad lo que está pasando bajo nuestros pies (Guayasamín Cajamarca, 2023).

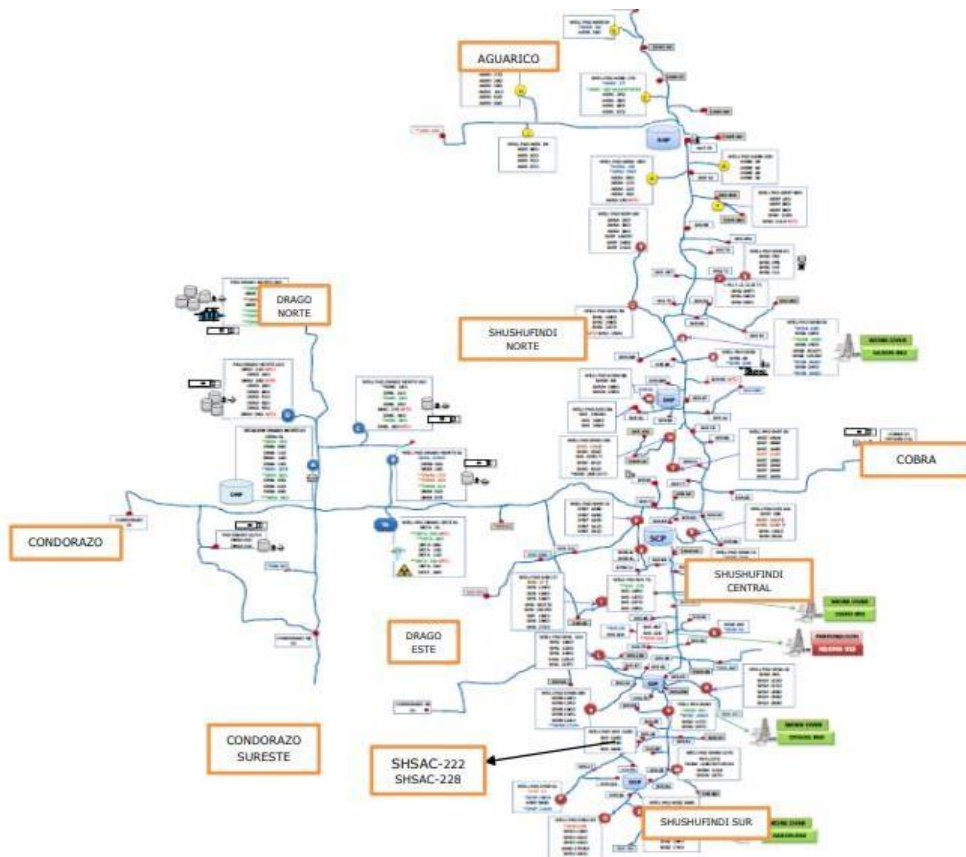


Figura 2: Pozos del Oriente Ecuatoriano. Petroamazonas EP.

2.2.2 Estratigrafía del Campo Shushufindi Norte.

La historia geológica del Campo Shushufindi Norte se puede leer a través de su columna estratigráfica, que muestra cómo se fueron depositando distintas capas de roca a lo largo de millones de años. Las que más interesan en términos de producción de hidrocarburos están dentro del Cretácico (Solórzano et al. 2016).

Todo empieza con la Formación Hollín, que es la base de la secuencia productiva. Encima viene la Formación Napo, que contiene los principales reservorios del campo. Más arriba, está la Formación Tena (del Cretácico Superior al Paleoceno), que en algunos casos puede actuar como sello o incluso tener reservorios secundarios.

La columna no solo nos brinda una idea general del tipo de rocas que hay, sino que también determina el cuándo y el cómo se formaron. Saber esto es determinante para saber en qué áreas se encuentra el petróleo el comportamiento del mismo en el subsuelo, también esclarece el cómo las capas se fueron acomodando al avance del tiempo y en qué áreas se puede almacenar o entrapar el crudo.

La formación Hollín formada en el Cretácico Inferior, está conformada por areniscas de grano fino a medio principalmente, típico de ambientes fluvio-deltaicos, posee varias capas de lutitas. Estas areniscas tienen una porosidad y permeabilidad considerables, lo que las convierte en rocas ideales para el almacenamiento de hidrocarburos.

Continúa con la formación Napo perteneciente del Cretácico Superior, que toma el papel de la formación más importante en la zona de Shushufindi Norte. Esta formación está dividida en diferentes intervalos cuales se determinaron como los más productivos U y T las características de las areniscas señalan que hubo aumentos y retiradas de mar en la zona en el tiempo de su formación ya que contienen areniscas estuarías y marinas marginales de gran calidad para ser reservorios entre la roca hay capas de calizas A y B que ayuda a determinar estas secciones y que actúan como impedimento para que el fluido no migre a otras zonas.

Encima de la Napo está la Formación Tena, que combina areniscas con lutitas. En este campo, esas lutitas podrían funcionar como una tapa que sella los reservorios de abajo, ayudando a mantener los hidrocarburos atrapados.

Las Formaciones Hollín y Napo son las que guardan el petróleo en este campo. Sus características porosidad, permeabilidad y tipo de ambiente donde se formaron favorecen el almacenamiento y movimiento de los hidrocarburos. Además, las calizas dentro de la Napo pueden dividir verticalmente el yacimiento, lo que también es importante a la hora de producir.

La relación en estas formaciones es muy estable no presentan fallas o interrupciones de gran magnitud lo que determina que los sedimentos se acumularon de forma continua y constante esta fase de continuidad facilita la migración del crudo de la roca madre hacia las rocas reservorio.

Por último, si vemos todo desde el punto de vista del tiempo geológico, las unidades que producen están dentro del Cretácico, una época con mares poco profundos y condiciones perfectas para acumular materia orgánica que, con el tiempo, se transformó en petróleo. Esa estabilidad en la historia deposicional del campo ayuda a entender por qué los hidrocarburos se concentraron justo ahí.

a) Arenisca U: Es una arenisca cuarzosa que posee en baja cantidad feldespatos y fragmentos líticos, como característica su porosidad es intergranular y posee una porosidad promedio de 19%.

b) Arenisca T: Posee características de porosidad similares a la arenisca U su matriz en caolinita y en menor proporción clorítica con un porcentaje de porosidad del 18%.

Tabla 1: Características de las formaciones productoras del Campo. Autor

Unidad Geológica	Edad	Litología Principal	Potencial (Roca Madre, Almacén, Sello)
Formación Tena	Cretácico Sup./Paleoceno	Areniscas, Lutitas	Sello
Formación Napo	Cretácico Sup.	Areniscas (Int. U y T), Lutitas, Calizas	Almacén, Sello
Formación Hollín	Cretácico Inf.	Areniscas, Lutitas	Almacén

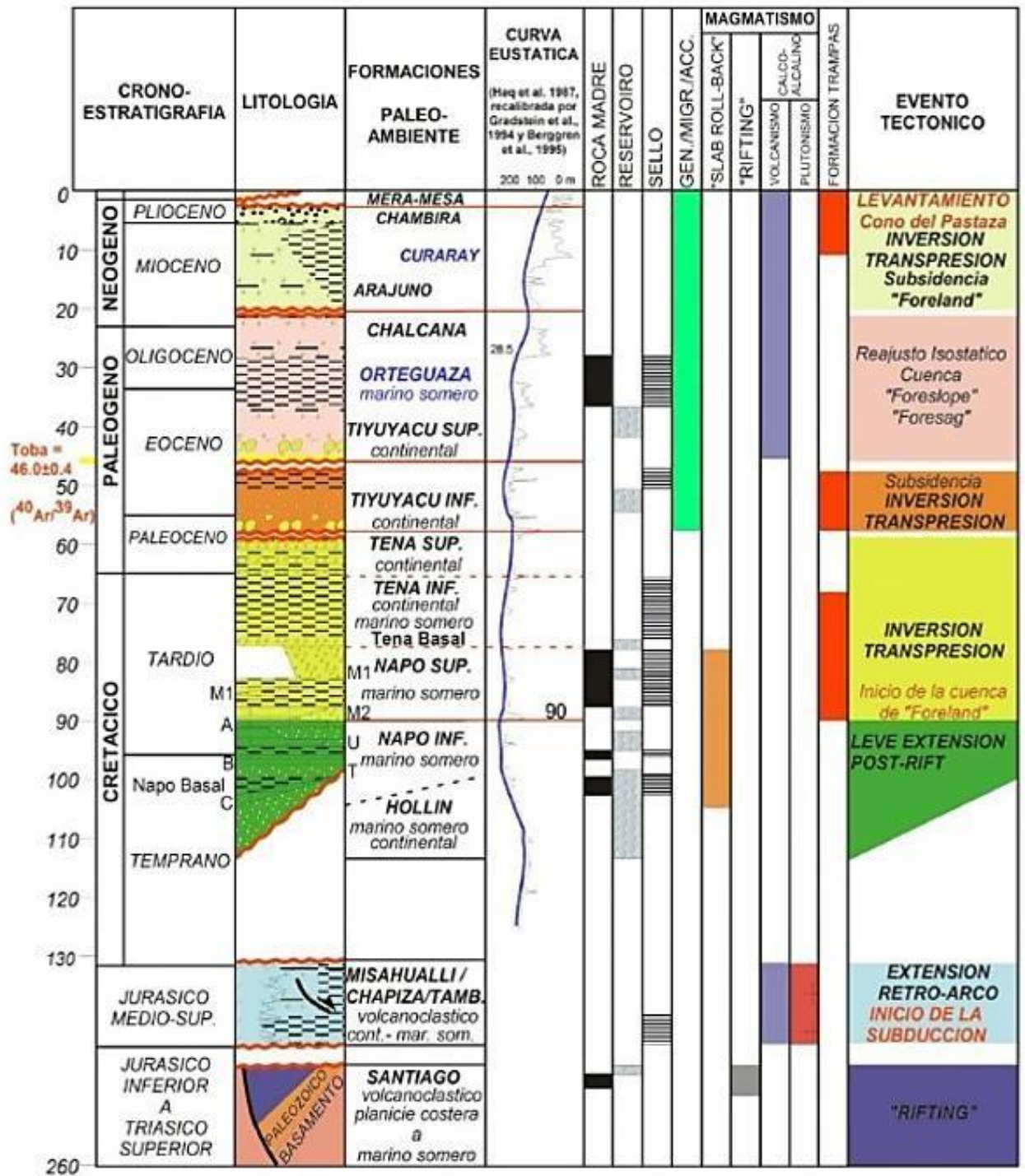


Figura 3: Columna estratigráfica del Campo, Petroamazonas EP.

2.2.3 Geología del Petróleo del Campo Shushufindi Norte.

No se menciona una roca madre como tal en el campo Shushufindi Norte a nivel de región se sabe que son las lutitas condensadas con alto contenido de materia orgánica de la formación Napo las que actúan como principales rocas generadoras de petróleo en

la Cuenca Oriente. Estas lutitas fueron formadas en ambientes marinos de bajo oxígeno lo que facilitó la preservación de la materia orgánica. Al paso del tiempo y al irse enterrando cada vez más por la deposición de otros granos sobre la misma alcanzó las condiciones de presión y temperatura necesaria para la generación de hidrocarburos. Todo gracias al calor de la Tierra y a la evolución geológica de la cuenca misma.

El proceso de deposición de los sedimentos y el calentamiento fue la clave principal para que la roca madre pudieran generar petróleo y gas las actividades tectónicas de la zona que están asociadas a la formación de los Andes también tuvo un impacto fundamental en el flujo de calor de la zona. Por eso, aunque no se ha determinado concretamente estas situaciones se asumen que las lutitas de la formación Napo son la fuente de origen del petróleo que hoy es producido en Shushufindi Norte.

Después de la generación del crudo este tiende a migrar a zonas de menor presión ahí es donde entran las rocas almacén. En el campo estas rocas o reservorios tienen como principales ejemplos las areniscas U y T de la misma formación Napo. Estas fueron formadas en zonas cercanas al mar poco profundas, y tienden a tener buenas propiedades como porosidad y permeabilidad, la porosidad va del 15% al 20% y la permeabilidad puede llegar hasta 3 Darcy lo que las convierte en excelentes almacenes de hidrocarburo.

Como en otras formaciones naturales el sistema geológico no es uniforme hay zonas dentro del mismo reservorio que pueden tener mayor o menor porosidad o permeabilidad esto depende del proceso de deposición de los sedimentos en el proceso de formación de las arenas las fallas y movimientos tectónicos también toman parte de esta baja heterogeneidad. Por eso es necesario estudiar al campo con máximo nivel de detalle para así aprovechar al máximo su potencial productivo.

Para que el petróleo no se escape, es esencial que haya rocas que actúen como "tapas" o sellos. En este caso, las lutitas que se encuentran intercaladas dentro de la Formación Napo, y también las que forman parte de la Formación Tena que la cubre, cumplen con esa función. Son rocas muy compactas e impermeables que evitan que los hidrocarburos suban y se pierdan.

Además, dentro de la Napo hay capas de caliza conocidas como A y B que también ayudan a dividir verticalmente el yacimiento, funcionando como barreras

internas al flujo. Todo esto contribuye a que el petróleo quede atrapado en zonas bien definidas y listas para ser explotadas (EP Petroecuador, 2015).

El éxito del Campo Shushufindi Norte se debe a una combinación muy afortunada: una roca madre que generó petróleo, una roca almacén que lo pudo guardar bien, y rocas sello que lo mantuvieron en su lugar. Gracias a esta configuración, los hidrocarburos no solo se acumularon, sino que lo hicieron en concentraciones suficientes para ser económicamente viables (Kueffner, 2025).

2.2.4. El papel de la Geología Estructural en la formación de Trampas de Hidrocarburos.

La geología estructural en el campo Shushufindi Norte tiene uno de los roles principales en la forma en la que se depositan y almacenan los hidrocarburos esto se debe a que la estructura principal del campo es un gran anticlinal, o dicho de otra forma es un pliegue de capas de roca de gran tamaño que forma una especie de cúpula que funciona como trampa. Esta trampa natural evita que el petróleo y o gas migren a zonas de baja presión o escapen por los laterales de la formación permitiendo una acumulación de hidrocarburos en la zona central de la formación.

Toda la historia no termina ahí en el subsuelo de la zona se haya un complejo sistema de fallas, las cuales se comportan de formas muy distintas. Algunas de estas fallas actúan como sello, si se llegan a juntar varas rocas con diferentes permeabilidades estas actúan como freno para el paso de los hidrocarburos. Algunas otras fallas actúan como caminos ramificados por el cual los fluidos viajan todo esto depende de la orientación de la falla como ha sido el relleno de la cuenca y la historia tectónica de la misma.

Debido a estas características geológicas se generar un compartimiento natural en el yacimiento. Esto dice que hay bloques dentro del campo que tienen distintas presiones, distintos volúmenes y comportamientos en la producción. Todo esto afecta a las operaciones de producción, esto también genera oportunidades para desarrollar estilos de producción más dirigidas y personalizadas si se hacen los estudios correspondientes.

La relación entre la forma del terreno (geología estructural) y las rocas presentes (estratigrafía) es clave. Para que una trampa funcione, no basta con tener una buena

estructura: también se necesita una roca que almacene bien (porosa y permeable) y otra que selle eficientemente (compacta e impermeable). En Shushufindi, todo eso se alinea bastante bien (Baby et al., 2004).

Entre las trampas más comunes del campo son los anticlinales fallados. Es decir que el pliegue natural se ha combinado con las fallas presentes en la zona generado así un cierre tridimensional que retiene a los hidrocarburos de forma efectiva. Aunque estas trampas estructurales son consideradas las protagonistas, donde también hay indicios de trampas estratigráficas las cuales se generan cuando se cambia el tipo de roca dentro del mismo estrato generando zonas de diferentes características geológicas formando trampas debido a la diferente porosidad y permeabilidad, sobre los intervalos U y T de la formación Napo.

Todo esto nos dice que la tectónica esos movimientos gigantes de la Tierra ha sido el gran arquitecto del sistema petrolero de Shushufindi Norte. Pero también deja claro que hay un juego fino entre la estructura y los cambios en los sedimentos que no se puede pasar por alto.

Entender bien qué tipo de trampas hay y cómo están distribuidas es fundamental para diseñar buenos modelos del yacimiento y para planear cómo explorar y producir de manera más eficiente.

Tabla 2: Fallas asociadas al yacimiento. Autor

Nombre de la Falla (si aplica)	Orientación	Tipo	Desplazamiento Aproximado	Posible Influencia en el Flujo de Hidrocarburos
Falla Límite Oriental	N-S	Inversa	350 pies	Cierre estructural, posible sello
Fallas Sintéticas/Antitéticas	Subparalelas	Normal /Inversa	20-35 pies	Compartimentación, posible sello/conducto
Fallas/Fracturas Localizadas	NW-SE, NE-SW	-	Menor	Permeabilidad local, posible compartimentación

Tabla 3: Parámetros petrofísicos del Campo Shushufindi Norte. EP Petroecuador. 2023

PARÁMETROS	YACIMIENTOS		
	G-2	U	T
Profundidad promedio (pies)	9520	9300	9600
Espesor saturado de petróleo, ho (pies)	15.9	42.6	44.2
Porosidad \emptyset (%)	16.7	17.8	17.8
Área, A (Acres)	10977	36376	38415
Factor de recobro, FR (%)	30	53	53
Permeabilidad, k (md)	150	40-1100	10-900

Tabla 4: Descripción de términos de parámetros petrofísicos. Autor

Término	Descripción
Profundidad promedio (pies)	Es la profundidad media a la que se encuentra el yacimiento bajo la superficie, medida en pies. Esta profundidad influye en la presión y temperatura del yacimiento.
Espesor saturado de petróleo, ho (pies)	Es el grosor de la zona del yacimiento que está completamente saturada con petróleo. Se mide en pies y es clave para estimar el volumen de hidrocarburos presentes.
Porosidad \emptyset (%)	Porcentaje del volumen total de la roca que está ocupado por poros (espacios vacíos). Indica cuánto fluido (petróleo, agua o gas) puede almacenarse en la roca del yacimiento.
Área, A (Acres)	Superficie total del yacimiento productivo. Se expresa en acres (1 acre = 4046.86 m ²). Es fundamental para calcular reservas de petróleo.
Factor de recobro, FR (%)	Porcentaje del petróleo original en sitio (OOIP) que se espera recuperar económicamente con las tecnologías disponibles. Un FR del 30% indica que solo el 30% del petróleo total será extraído.
Permeabilidad, k (md)	Capacidad de la roca para permitir el flujo de fluidos a través de sus poros. Se mide en milidarcys (md). Valores altos indican buen flujo, mientras que valores bajos dificultan la producción.

2.3. Bombeo Electrosumergible en los campos petroleros del Oriente ecuatoriano

En la actualidad, el bombeo electrosumergible (BES) se ha convertido en un elemento esencial de las estrategias de extracción artificial que emplea la industria del petróleo globalmente. Teniendo en cuenta que el campo tiene alrededor de 170 pozos activos, más del 90% de estos pozos requieren la implementación de un sistema de levantamiento artificial, asistencia adicional para que los fluidos puedan ascender a la superficie, ya sea debido a la reducción de la energía natural del yacimiento con el tiempo o con el objetivo de iniciar la producción de manera efectiva desde las primeras fases, garantizando así ingresos más sólidos.

De todos los sistemas de levantamiento artificial que existen en la actualidad el sistema de bombeo electro sumergible BES se destaca por su capacidad de adaptación a diversos sistemas y condiciones y la sencillez que procede a la integración en diferentes tipos de pozos con sus condiciones de operación. Se llegan a contar entre 150,000 a 200,00 pozos en el mundo que emplean este sistema de levantamiento artificial, debido a su efectividad en pozos de baja presión de fondo, bajo índice gas-petróleo, puntos de burbuja bajos, alta producción de agua, y baja gravedad API ha logrado marcarla en el mercado como un sistema de alta eficiencia en contra de las adversidades en los procesos de producción.

A lo largo del tiempo, la percepción del BES ha cambiado, dejándose atrás la idea de que es un método complicado u oneroso, transformándose en una opción confiable, de escaso mantenimiento y bastante económica, especialmente al compararla con otros sistemas de extracción artificial disponibles.

En la parte Sur de América, y la zona amazónica del Ecuador, la implementación del bombeo electro sumergible BES ha ganado terreno en los campos de la región para la correcta producción de hidrocarburos, como por ejemplo en el año 2020, el país ocupó el quinto puesto en producción petrolera de Sudamérica, gran parte de esa producción viene de la amazonia ecuatoriana

La Cuenca Oriente es presentada como una de las principales zonas productivas de petróleo en la región. Los campos que son expresados como los más importantes son

Ishpingo-Tambococha-Tiputini (ITT) y Sacha, estos campos son reconocidos como por operadores y expertos en el sector. La importancia del petróleo para el país es realmente considerable no solo por su aporte en las exportaciones, sino que sostiene gran parte del presupuesto del estado.

Resultado de esta gran dependencia económica el disponer de sistemas de bombeo eficaces para la producción de petróleo como el BES, no solo es deseable, sino que realmente imprescindible, con cada mejora en la producción el impacto en el sistema financiero del país es importante por eso este trabajo centra su enfoque en la optimización de la producción de los sistemas de bombeo electro sumergible.

2.3.1 ¿Qué es en realidad el Bombeo Electrosumergible (BES)?

En pocas palabras el sistema de bombeo electro sumergible es un sistema que facilita la extracción de fluidos desde la zona más profunda del pozo usando un motor eléctrico que acciona una bomba centrífuga de múltiples etapas. Esta tecnología, tiene más de cien años de antigüedad su desarrollo se culminó en el año 1911 inventada por el ingeniero ruso Armanis Artunoff quien en esos años diseñó el motor eléctrico capaz de realizar sus funciones bajo el agua a plena potencia. Este salto en la tecnología plantó las bases de lo que actualmente es el bombeo electro sumergible en la actualidad. (Flatern, 2015).

El BES se diferencia de otros sistemas de levantamiento artificial como por ejemplo el funcionamiento de la bomba de chorro, ya que su mecanismo de funcionamiento es el empujar los fluidos desde el fondo del pozo a superficie evitando así diversos inconvenientes de los procesos de succión de fluido como cavitación, que pueden afectar el sistema e incluso generar daños considerables al mismo.

El funcionamiento de la BES es directo, aunque su implementación puede ser directa ya que el motor eléctrico convierte la energía en movimiento haciendo girar los impulsores transfiriendo así la energía cinética al fluido, pasando por los difusores convirtiendo esa energía en presión para que el fluido llegue a superficie. (Andrews, 2023).

Sin embargo, el sistema es complejo y no solo posee estas pocas piezas también se encuentran varios otros elementos implementados en fondo como en superficie:

- Se tiene una bomba centrífuga multietapa usada para incrementar la presión de forma gradual.
- Un motor eléctrico de inducción trifásico con diseño de jaula de ardilla para que se enfríe los fluidos que emite el pozo.
- Una capa de protección o sello que aísla al motor de contaminantes externos y diseñado para soportar el empuje axial que genera la bomba.
- Un cable alimentador de potencia diseñado para altas temperaturas y presiones.

En la zona superior del pozo, también tenemos componentes del sistema de levantamiento artificial como lo son los transformadores, los variadores de frecuencia, cajas de conexión y equipos de control que permite la regulación de las funciones de la bomba dependiendo de la configuración para la producción.

Cuando los pozos tienen gran cantidad de gas, se suelen utilizar separadores de gas en el diseño del sistema para evitar daños o bloqueos en la bomba por el gas libre entrando a la bomba. Las tareas de mantenimiento del sistema BES no son trivialidades se requiere personal capacitado, así como un control óptimo de los parámetros de producción para evitar daños o complicaciones, también se requiere un control de los detalles asociados a la zona, donde las variaciones de presión o la presencia de gases o sólidos al momento de producir son situaciones comunes en los campos del oriente ecuatoriano.

2.3.2. Proceso para seleccionar una Bomba BES.

a) Cálculo de la IPR (curva de oferta). La relación entre la tasa de flujo de entrada de un pozo y la presión del fondo del pozo (Inflow Performance Relationship) se calcula usando la ecuación de Vogel (cuando el pozo tiene flujo sin gas libre) o métodos más avanzados como Fetkovich cuando sí hay gas libre.

$$\frac{q}{q_{max}} = 1 - 0.2 \left(\frac{P_{wf}}{P_r} \right) - 0.8 \left(\frac{P_{wf}}{P_r} \right)^2 \quad (\text{Ec. 1})$$

Donde,

- q: caudal (stb/d)
- q_{\max} : caudal máximo (stb/d)
- P_{wf} : presión de fondo fluyente (lpca)
- P_r : presión del reservorio (lpca)

b) Cálculo del Nivel Dinámico del Fluido (NF):

Paso 1: Cálculo de gravedad específica de la mezcla (m)

$$m = \frac{\gamma_o \pm \gamma_w}{2} \quad (\text{Ec. 2})$$

$$\gamma_o = \frac{141.5}{API + 131.5} \quad (\text{Ec. 3})$$

Paso 2: Cálculo del NF usando P_{wf} , m y h

$$NF = \frac{P_{wf}}{0.433 * m} \quad (\text{Ec. 4})$$

Donde:

- m: gravedad específica de la mezcla (adm).
- γ_o : gravedad específica del petróleo (adm).
- γ_w : gravedad específica del agua (adm).
- °API: gravedad API (adm).
- h: espesor (pie).
- NF: nivel de fluido (pie).

c) Determinar la ubicación de la bomba:

Se recomienda asentar la bomba a 100 pies por encima del colgador para garantizar sumergencia.

d) Cálculo de la solubilidad del gas (R_s) con correlación de standing:

$$R_s = \gamma_g \times \left(\frac{P}{1810^x} \right)^{1.2048} \quad (\text{Ec. 5})$$

$$x = \frac{(0.0125t - \log_{10}(\gamma_g))}{API} \quad (\text{Ec. 6})$$

d) Cálculo del factor volumétrico del petróleo (B_o):

$$B_o = 0.972 + 0.000147 * F^{1.175} \quad (\text{Ec. 7})$$

$$F = R_s \times \left(\frac{\gamma_g}{\gamma_o}\right)^2 + 1.25T \quad (\text{Ec. 8})$$

e) Cálculo del factor volumétrico del gas (B_g):

$$B_g = \frac{0.02827zt}{p} \quad (\text{Ec.9})$$

f) Cálculo del volumen total de gas:

$$Tg = q_o * RGP \quad (\text{Ec. 10})$$

g) Cálculo del volumen de gas disuelto en el petróleo:

$$Sg = q_o * R_s \quad (\text{Ec. 11})$$

h) Cálculo del volumen de gas libre que no está en solución:

$$Fg = Tg - Sg \quad (\text{Ec. 12})$$

i) Cálculo del volumen real de petróleo en condiciones de superficie:

$$V_o = q_o * B_o \quad (\text{Ec. 13})$$

j) Determinar el volumen de agua producido considerando la fracción de agua y su factor volumétrico:

$$V_w = (q_l - q_o) * B_w \quad (\text{Ec. 14})$$

k) Convertir el gas libre a barriles usando su factor volumétrico:

$$Vg = Fg * Bg \quad (\text{Ec. 15})$$

l) Obtener el porcentaje de gas libre en el volumen total del fluido:

$$\%GL = (Vg / (Vo + Vw + Vg)) \times 100 \quad (\text{Ec. 16})$$

Si el porcentaje de gas libre supera el 10%, se recomienda usar un separador de gas que remueve el 80% del gas libre.

No aplica fórmula (recalcular Fg con 20% del valor original)

m) Calcular la carga dinámica total que debe vencer la bomba sumando altura dinámica y pérdidas por fricción

$$TDH = Hd + Ft + Pd \quad (\text{Ec. 17})$$

Se calcula la altura dinámica en pies a partir de la diferencia de presiones entre descarga y superficie

$$Hd = \frac{(P_{descarga} - P_{superficie})144}{\rho g} \quad (\text{Ec. 18})$$

Se calculan las pérdidas por fricción en la tubería en función de caudal y diámetro interno

$$F = \frac{Cq^{1.86}}{ID^{4.87}} \quad (\text{Ec. 19})$$

$$Ft = F \left(\frac{L}{1000} \right) \quad (\text{Ec. 20})$$

Se estiman las pérdidas de presión en la línea de flujo desde la cabeza del pozo a los separadores

$$Pd = \text{valor calculado a partir de los datos de tubería y longitud}$$

Se selecciona la bomba según la tasa deseada, profundidad, diámetro, y viscosidad del fluido

No aplica fórmula

Se calcula el número de etapas necesarias para vencer la carga dinámica total

$$Netapas = \frac{TDH}{HC} \quad (\text{Ec. 21})$$

Se determina la potencia total requerida por el motor para mover la bomba

$$HP = Netapas * HML \quad (\text{Ec. 22})$$

Se verifica que la caída de voltaje por cada 1000 pies de cable no supere los 30 voltios

$$\Delta V = VS - VM \quad (\text{Ec. 23})$$

$$\frac{\Delta V}{1000} \leq 30 \quad (\text{Ec. 24})$$

Se calcula la capacidad del transformador necesaria para alimentar el sistema de bombeo

$$kVA = \frac{Amp * VS}{1000} \quad (\text{Ec. 25})$$

2.3.3 Aplicación Específica del Bombeo Electrosumergible.

Los BES son adecuados para aceites ligeros de alta tasa de producción y alto corte de agua, en profundidades medias a someras, y existen adaptaciones para aceites pesados calientes. Estos sistemas son efectivos usarlos en pozos que han alcanzado o superado su fase de máxima producción ya que pueden manejar amplios caudales y requisitos de levantamiento lo que los hace indispensables en ciertas condiciones ya que se adaptan a varios modelos de pozos ya sean verticales, desviados u horizontales. Debido a estas condiciones varios campos maduros del oriente ecuatoriano con necesidad de mejorar la producción usan BES como solución versátil para alcanzar estos márgenes de producción (White, 2000).

A diferencia de las bombas de varilla el BES es considerado para mayor volumen de producción y también para operar a grandes profundidades o instalaciones offshore en las cuales destacan el uso de bombeo electrosumergible ya que otros sistemas de levantamiento artificial pierden eficiencia debido a las condiciones de profundidad o desviación de los pozos requiriendo más inversión para su funcionamiento. Los BES son más silenciosos, seguros y requieren una menor huella superficial en comparación con otros sistemas de levantamiento, lo que los hace adecuados para áreas ambientalmente sensibles como la Amazonía. Pueden manejar tasas de producción más altas en comparación con las bombas de varilla y las bombas de cavidad progresiva (PCP).

Los BES pueden ser más eficientes energéticamente que el levantamiento por gas en ciertos escenarios. Como ventajas de los BES se tiene su alto manejo de volúmenes operaciones a mayor profundidad y un reducido margen de impacto ambiental convirtiéndolo probablemente en la opción preferida en el oriente ecuatoriano considerando también la diversidad ambiental que hay en la zona y los pozos maduros con tasas de producción más grandes.

Para pozos con altas relaciones gas-petróleo, se pueden instalar separadores de gas en la toma de la bomba. Se utilizan materiales especiales resistentes a la abrasión y mejoras en los cojinetes en entornos con alto contenido de arena y sólidos. También se utiliza la consolidación química de arena. Equipos como los variadores de velocidad (VSD) son de gran importancia para optimizar el rendimiento y adaptarse a las condiciones del pozo. Los sistemas de levantamiento artificial BES duales pueden utilizarse en serie o en paralelo para aumentar la potencia o la producción de zonas independientes.

En la actualidad se están explorando tecnologías BES sin equipo de perforación para reducir el tiempo y los costos de operación. Esta necesidad de adaptaciones específicas como las de petróleo pesado, manejo de gas y control de arena confirma que los desafíos en los campos petroleros del oriente ecuatoriano se están revisando y trabajando activamente a través de configuraciones de sistemas BES a medida. El surgimiento de las tecnologías BES duales y sin equipo de perforación indica un impulso hacia una mayor eficiencia y reducción de los costos operativos.

2.3.4 Desafíos Técnicos y Operativos del Bombeo

Electrosumergible.

Los sistemas de bombeo electro sumergible son desarrollados para un óptimo funcionamiento den pozos de gran profundidad, tiene como base operar en esas circunstancias lo que implica más complicaciones de lo que se cree. Ya que al aumentar la profundidad los cables de alimentación deben ser extendidos lo que genera reducción en los voltajes en el sistema.

Se va perdiendo el voltaje a lo largo del cable el motor no es capaz de recibir la energía necesaria para su correcto funcionamiento. Para evitar que esto ocurra, a menudo es necesario utilizar sistemas que funcionen a voltajes más altos desde la superficie, lo cual, como es lógico, plantea nuevos desafíos tanto en el diseño como en la gestión de las operaciones.

No solo la profundidad es un obstáculo se debe tener a consideración que las propiedades de los fluidos también intervienen como la viscosidad de los fluidos. En la región de la Cuenca Oriente en Ecuador se extraen crudos extrapesados con baja gravedad API y alta viscosidad, el proceso de bombeo de estos fluidos en un desafío que las bombas tienen que superar ya que al paso del tiempo estas propiedades de los fluidos llegan a afectar seriamente el rendimiento de los sistemas de bombeo.

Y sumando a esto las altas relaciones gas-petróleo, que son comunes en ciertos pozos de la región, la situación se complica aún más. Cuando existe una abundancia de gas mezclado con el petróleo, pueden surgir problemas como la cavitación o el bloqueo gaseoso, dos adversarios silenciosos que afectan no solo la eficacia del bombeo, sino que también reducen drásticamente la durabilidad de las bombas.

En conjunto estas condiciones de los pozos y las propiedades de los fluidos como el contenido del gas se transforman en una serie de consideraciones técnicas que no deben dejarse sin revisión. Ya que no implementar trabajos efectivos para mitigar los impactos que estos generan la eficacia de los sistemas BES se ve comprometida y la fiabilidad de las operaciones se ven afectadas de igual manera.

En diversas zonas de la Cuenca Oriente la elevada porosidad de los reservorios desencadena una producción de arena elevada siendo la arena uno de los principales enemigos en el sistema de levantamiento artificial BES. En la actualidad se disponen de sistemas desarenadores o de materiales que resisten a la abrasión que genera la arena la exposición continua de los equipos a los sólidos desgastes de forma prematura los componentes importantes disminuyendo la vida útil de los equipos aumentando así las paradas operativas por mantenimiento.

Asimismo, debemos enfrentarnos a problemas de incrustaciones y corrosión, inconvenientes que no son evidentes de inmediato, pero que operan de manera silenciosa, afectando gradualmente el rendimiento del sistema hasta obligar a realizar reparaciones costosas o reemplazos inevitables. Y como si esto no fuera suficiente, en estos mismos lugares, es frecuente encontrar gases dañinos como el CO₂ y el H₂S, así como emulsiones que complican aún más la extracción, dañando los componentes internos del sistema BES y forzando paradas de operación.

Al realizar operaciones en estas condiciones se busca contar con un plan de acción bien estructurado para realizar de forma correcta todos los procedimientos y evitar complicaciones a mayor escala. Teniendo en cuenta que las medidas de mitigación son de vital importancia para toda la vida productiva del pozo.

La distancia de algunos de los pozos con respecto a la sociedad se convierte en uno de los principales conflictos al momento de la selección de un sistema de levantamiento artificial ya que el sistema BES requiere de un constante flujo de energía eléctrica que debe ser suministrado la distancia desde una fuente de alimentación hasta la estructura de la bomba puede llegar a complicar la instalación de este.

En estas situaciones en las que se maneja petróleo pesado y volúmenes elevados de agua se necesita aún más energía eléctrica para que el sistema de bombeo funcione de forma correcta.

La verdad es que, sin un suministro eléctrico asegurado, no importa cuán avanzado sea el sistema BES: eventualmente enfrentará problemas graves en su operatividad y rentabilidad.

Por todo esto, al planear la implementación de BES en el oriente ecuatoriano, no se puede solo considerar la bomba o la instalación en sí. Es fundamental tener en cuenta toda la logística energética. Contar con un suministro energético fuerte, que pueda alimentar de manera segura y continua a los equipos, es un paso esencial para asegurar el éxito de las operaciones en una de las regiones más difíciles y estratégicas para el futuro del petróleo en Ecuador.

2.3.5 Tipos de Sistemas de Bombeo Electrosomergible.

Los sistemas de bombeo electro sumergible (BES) funcionan con bombas centrífugas multietapa, es decir, bombas que van sumando presión en distintas fases para lograr mover el fluido hasta la superficie.

Cada etapa combina un impulsor que acelera el fluido, y un difusor que transforma esa velocidad en presión, y así, poco a poco, el fluido va subiendo. Por un lado, las bombas de flujo radial son ideales cuando se busca menos caudal, pero se necesita generar mucha presión en cada etapa. Por el otro, las bombas de flujo mixto permiten manejar mayores volúmenes de fluido por etapa, se adaptan mejor a cambios en las condiciones del pozo y, además, toleran mejor la presencia de gas. Así que, en zonas como la Cuenca Oriente, la decisión entre un tipo y otro siempre dependerá del objetivo de producción y de cómo sea el fluido de cada pozo. Normalmente, si se espera un caudal alto, se elige una bomba de flujo mixto; si el pozo exige mayor presión con menos flujo, se opta por una radial.

Detrás de todo ese movimiento, están los motores eléctricos sumergibles, que suelen ser de inducción, trifásicos, con jaula de ardilla y dos polos. Hay motores para todas las necesidades, desde los 7.5 kW hasta más de 750 kW, dependiendo de cuánta energía se requiere para levantar el volumen de producción. Estos motores están diseñados para soportar temperaturas altas y presiones extremas, algo que en los pozos del oriente ecuatoriano es prácticamente el pan de cada día.

Algo interesante es que los modelos más nuevos es que, además de ser más eficientes en cuanto a consumo de energía, también son más compactos. Tener motores más cortos facilita mucho su instalación, especialmente cuando hablamos de pozos profundos o de espacio reducido (Steeven et al., 2023).

Solo un buen motor no alcanza se requiere también una buena capa de protección y para eso están las cámaras sello que aíslan al motor de los fluidos en el pozo equilibran su presión interna y el empuje axial que genera el mismo funcionamiento de la bomba. Para pozos con mayores exigencias que necesitan de un motor más potente o condiciones agresivas de operación es necesario instalar varias cámaras sello en serie para una protección adicional.

Y si se habla de ambientes duros, en la Cuenca Oriente es normal encontrarse con gases ácidos como el CO_2 y el H_2S , que pueden ser muy corrosivos. Por eso, los materiales que se usan en estos sistemas deben ser especialmente resistentes a la corrosión. Además, en zonas especialmente críticas, se utilizan extensiones metálicas del cable del motor (MLE) y sellos especiales que llevan eliminadores de H_2S , añadiendo aún más protección y alargando la vida útil del equipo.

La operación de este sistema no es solo encender el mecanismo a día de hoy se usan varios aditamentos adicionales como lo son los variadores de velocidad o VSD que ajusta el ritmo del motor dependiendo de las necesidades del pozo para cada momento y que este trabaje de forma perpetua o por intervalos seleccionados de tiempo.

A esto se suman los sensores de fondo, que se encargan de monitorear en tiempo real parámetros clave como presión, temperatura, vibraciones y posibles fugas de corriente. Toda esa información no se queda en el pozo ya que se transmite de inmediato a sistemas como SCADA, que permiten hacer un monitoreo y control remoto de toda la operación.

Además, gracias a los controladores inteligentes y las unidades terminales remotas, hoy es posible gestionar de manera mucho más precisa la energía que recibe el motor, optimizando el rendimiento y ayudando a extender su vida útil.

En un entorno tan retador como el oriente ecuatoriano, contar con sistemas de monitoreo y control avanzados no es un lujo: es una verdadera necesidad. Tener datos en tiempo real hace toda la diferencia, porque no solo permite mejorar la producción, sino también anticiparse a posibles fallas, reduciendo los tiempos de parada y aumentando la rentabilidad de los campos petroleros.

2.3.6 Equipos de Superficie en un Sistema BES.

Los equipos de superficie en un sistema de Bombeo Electrosumergible (BES) son todos aquellos dispositivos instalados a nivel del suelo cuyo trabajo principal es alimentar, controlar y monitorear la energía que va hacia el sistema que está abajo en el pozo.

Además, son los encargados de manejar los líquidos que emergen del pozo y transportarlos hacia las instalaciones donde se llevan a cabo los procesos. Este equipamiento es fundamental para garantizar que el sistema opere de manera segura, estable y eficiente.

a) Transformador. Es un dispositivo usado para transformar el voltaje de la red eléctrica en energía para el motor del BES. Este puede ser tanto como un elevador o un reductor su propósito es asegurarse de que la energía sea adecuada y sin interrupciones que afecten al equipo.

b) Panel de control o Variador de velocidad (VSD). Hay dos formas de gestionar el sistema de levantamiento artificial.

Panel convencional. Utiliza contactores, arrancadores fusibles y sistemas de protección eléctrica, su función es la de encender y apagar el motor aparte de protegerlo de sobrecargas de energía o caídas de voltaje está configurado para trabajar con una frecuencia determinada que restringe su rango operativo.

Variador de velocidad (VSD). Un equipo más actual aparte de iniciar y detener el motor también es posible el cambiar la frecuencia a la que trabaja cambiando la velocidad del motor. Esto resulta valioso para adaptarse a cambios en la producción y prolongar la vida útil del equipo.

c) Caja de unión o venteo. Establece la conexión del cable eléctrico en la superficie con el que desciende al pozo. A veces incluye una válvula de venteo para liberar gases que ascienden por el cable y evitar su acumulación en el panel, lo que reduce el riesgo de explosiones.

d) Cabezal del pozo. Es la estructura metálica situada en la entrada del pozo. Soporta la tubería de producción, permite el paso del cable de potencia y dirige los fluidos hacia las líneas de recolección. También cuenta con sellos especiales para prevenir fugas.

e) Cable de potencia en superficie. Transporta la electricidad desde el transformador o el VSD hacia la caja de unión. Está diseñado para resistir las condiciones exteriores y asegurar una conexión eléctrica confiable.

f) Equipos de Fondo (Subsuelo). Los equipos de fondo se instalan en el pozo, por debajo del nivel de los fluidos, y están completamente sumergidos en hidrocarburos o en agua producida. Son los que realizan efectivamente el trabajo de elevar los fluidos desde el yacimiento hasta la superficie, utilizando energía mecánica.

2.3.7 Equipos de fondo en un Sistema BES

a) Motor eléctrico. Es el núcleo del sistema BES. Se trata de un motor trifásico sumergido, de tipo jaula de ardilla, que está lleno de aceite dieléctrico para lubricar y enfriar. Su función es convertir la electricidad que llega desde la superficie en movimiento para accionar la bomba.

b) Sección sellante o protector. Esta sección se sitúa entre el motor y la bomba. Su función principal es prevenir que los líquidos del pozo se integren con el aceite del motor, iguala las presiones internas y externas, transmite la torsión y amortigua las fuerzas generadas por la bomba.

c) Entrada de bomba o separador de gas. En pozos convencionales, permite que el fluido ingrese a la bomba, a veces utilizando filtros para capturar sólidos de gran tamaño. Si hay una abundante cantidad de gas libre, se utiliza un separador centrífugo que extrae parte del gas antes de que llegue a la bomba. Esto optimiza el rendimiento de la bomba y reduce el riesgo de obstrucciones por gas en exceso. El gas recolectado se envía al espacio anular del pozo.

d) Bomba centrífuga multietapa. Es el componente clave del sistema. Está formada por múltiples etapas, cada una dotada de un impulsor y un difusor, que

transforman la energía mecánica en presión para elevar el fluido. A mayor número de etapas, mayor será la altura que se podrá alcanzar.

e) **Cable de potencia.** Se extiende desde la superficie hasta el motor y está diseñado para resistir el calor, la presión y los elementos químicos presentes en el fondo del pozo. Contiene conductores de cobre, un aislamiento térmico y químico, además de una cubierta protectora. Se sujeta a la tubería con cintas especiales.

f) **Extensión del cable del motor.** Se trata de una pequeña sección de cable reforzado que se emplea para conectar el cable principal con el motor. Tiene que ser lo suficientemente resistente para soportar las exigencias del fondo y estar bien sellada para evitar futuros inconvenientes.

g) **Sensor de fondo (opcional).** En los sistemas actuales, se suele colocar sensores que miden los diferentes parámetros que encontramos en fondo sea como presión temperatura corriente necesaria etc. Estos datos se mandan a superficie en tiempo real para ajustar la operación, prevenir fallas y mejorar la producción.

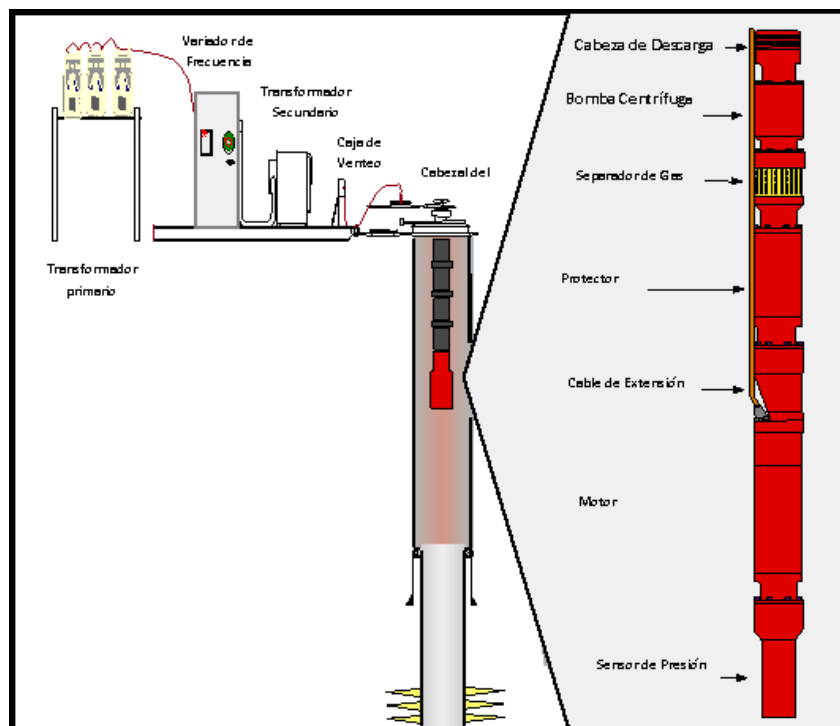


Figura 4: Diagrama esquemático de los equipos de superficie y subsuelo.

2.3.8 Impacto económico del uso del Bombeo Electrosumergible en la Producción Petrolera.

Las bombas electro sumergible BES logran aumentar de forma significativa las tasas de producción en comparación al flujo natural u otros sistemas de levantamiento artificial. Lo que permite una adecuada producción de los pozos que en otras circunstancias serian pérdidas económicas el explotarlos. Al optimizar los sistemas BES se utiliza monitoreo a tiempo real y mejorando los VSD lo que aumenta la eficiencia y la producción de la bomba. La configuración del BES duales llegan a duplicar la producción de un solo pozo. El principal objetivo de la implementación de esos equipos en el oriente ecuatoriano es la de mejorar los pozos ya existentes y el margen de viabilidad de los pozos usando nuevas tecnologías y así contribuyen a la optimización de los equipos generando más ganancias.

La inversión inicial de estos sistemas suele ser elevada y generan beneficio a largo plazo con mayor volumen de producción y un costo de operación relativamente menor que otros haciéndolos más rentables. La tecnología de las BES sin equipo de perforación suele plantearse como objetivo el reducir los costos de reacondicionar el pozo y pérdidas de producción diferidas. Al aplicar mantenimiento predictivo mediante el análisis de datos permite generar ahorros significativos minimizando los tiempos de inactividad del pozo varias de estas funciones vienen aplicadas en los VSD lo cuales pueden reducir el consumo de energía y los costos de operación. La viabilidad de los BES en el oriente ecuatoriano es fundamentada por la capacidad de aumentar la producción y en el desarrollo de estrategias en la mitigación de gastos iniciales y gastos operativos asociados.

Estos equipos ofrecen costos de producción bajos por cada barril por su alta producción de fluido. Los beneficios generados del BES suele superar el de otros sistemas de levantamiento artificial en los pozos de gran caudal. Al momento de seleccionar un sistema de levantamiento artificial se depende de factores como la tasa de producción, la profundidad del pozo, las propiedades del fluido y la economía. Realizar un análisis económico minucioso en la región del oriente ecuatoriano significa el comprar los costos de producción ingresos y gastos generados por el sistema BES instalado comparándolo

bajo los mismos criterios a otros sistemas de levantamiento artificial teniendo en cuenta el ambiente en el que se está produciendo.

2.3.9 Estudios de Caso de Implementación Exitosa del Bombeo Electrosumergible.

En el país se han realizado varios casos de estudio los cuales han demostrado tener resultados prometedores aplicando el BES de forma correcta como por ejemplo un incremento del 42% en el tiempo medio entre fallos (MTBF), combinando los modelos predictivos con el mantenimiento predictivo en el sector de Shushufindi, digitalizar las operaciones y tener supervisión a tiempo real marcaron una diferencia considerable mejorando la producción como la vida útil de los pozos (Rueda et al., 2023).

Una de las mejores implementaciones del sistema BES fue la doble completación que permitió el producir petróleo de dos yacimientos distintos desde un solo pozo, generando un aumento de producción considerable. También probó ser un éxito con su tecnología de alta velocidad en un pozo de más de 11,400 pies de profundidad, lo que atrajo una cantidad considerable de beneficios al reducir el tiempo de ensamblaje y una mayor facilidad operativa.

En la Amazonía ecuatoriana, un proyecto de operaciones inteligentes en un campo remoto consiguió elevar la producción, reducir pérdidas y mejorar la eficiencia general del sistema. También se documentó otro caso donde un dispositivo diseñado a medida para asegurar el flujo e inyección de químicos logró extender de manera significativa la vida útil del sistema BES.

En la zona amazónica del Ecuador un proyecto de operación inteligente en un campo alejado logro elevar la producción reducir las pérdidas y mejor la eficiencia general de los sistemas, en otras aplicaciones se diseñó un dispositivo a medida para conseguir que el flujo e inyección de aditivos químicos se logre extender de forma significativa la vida útil del sistema.

Varios de estos ejemplos detallan que los sistemas se pueden optimizar usando tecnologías innovadoras y estrategias planeadas de forma individual para los pozos,

donde es posible superar los diversos desafíos que se vienen presentando en la producción de petróleo en el oriente ecuatoriano.

Algunos de los principales obstáculos que se presentan es la alta producción de gas, la formación de depósitos, corrosión en las tuberías y sistemas de bombeo y el manejo de los fluidos en subsuelo y superficie. Al hacer frente a estos desafíos se implementan herramientas de monitoreo en tiempo real, variadores de velocidad (VSD), procesos de tratamiento químico, y sistemas BES duales y de ultra alta velocidad.

Como lección se deja en claro que hoy en día no solo es necesario reaccionar de forma adecuada a los problemas, se necesita también el prevenir estas situaciones problemáticas, para esto se deben tomar decisiones basados en datos que se obtienen de los sistemas de monitoreo. Para esto es necesario seleccionar de forma correcta la tecnología desde que inicia la vida productiva del pozo y tener relaciones estables entre operadores y proveedores de servicio.

Como punto final el implementar diseños avanzados, como los sistemas BES duales, ayuda a tener incrementos de producción mientras que el optar por tecnologías de intervención que requieran equipos de perforación adaptadas ayuda a reducir gastos y reducir las paradas administrativas.

Tabla 5: Principales Campos del Oriente donde se utiliza BES, y sus tasas de producción. Ep Petroecuador

Campo Petrolero	Ubicación (Provincia/Cuenca)	Tasa de Producción Estimada (barriles por día)	Gravedad API del Crudo
Ishpingo-Tambococha-Tiputini (ITT)	Sucumbíos/Orellana (Oriente)	No especificado en detalle	Oriente (23°), Napo (17°)
Sacha	Orellana (Oriente)	74,600 (Feb 2025), objetivo 100,000 para 2028	Oriente (23°), Napo (17°)

Shushufindi	Sucumbíos (Oriente)	No especificado en detalle	Oriente (23°), Napó (17°)
Bermejo	Noroeste de la Cuenca Oriente	5,000	No especificado

CAPÍTULO 3: METODOLOGÍA DE LA INVESTIGACIÓN

3.1 Diseño de la investigación

Este estudio emplea un diseño de investigación descriptivo aplicado, optando por un enfoque descriptivo todo esto por la necesidad de analizar y caracterizar las condiciones de los sistemas de levantamiento artificial en el sector. Aplicando los conocimientos adquiridos para proponer optimizaciones en la eficiencia de los sistemas de bombeo electrosumergible. (Editorial Etecé, 2025)

La elección de este diseño se justifica en función de los objetivos del estudio, ya que permite evaluar, medir y describir las condiciones técnico-operativas de los sistemas de bombeo existentes, y de esta manera identificar áreas de optimización. Además, al tratarse de un estudio no experimental, se observarán los fenómenos en su entorno natural, sin manipular las variables (Stewart, 2024).

3.2 Enfoque de la investigación.

Este enfoque descriptivo permitirá “especificar las propiedades del fenómeno que se estudia” y ofrecer una “representación precisa y sistemática de la realidad”. Dado que no se manipularán variables deliberadamente ni se busca establecer relaciones causa-efecto en esta etapa, el estudio se considera no experimental y estrictamente observacional, centrado en el qué ocurre en el sistema de bombeo. El marco metodológico combinará así la recopilación de datos prácticos con un análisis cuantitativo, orientado a optimizar la eficiencia técnico-económica del sistema existente.

El enfoque cuantitativo permitirá realizar comparaciones objetivas entre diversos pozos y sistemas, producir estadísticas descriptivas y emplear técnicas de análisis matemático que respalden las conclusiones del estudio

3.3 Población y muestra

La población objetivo de la investigación considera a todos los pozos petroleros en el campo de Shushufindi Norte, de la provincia de Sucumbíos, en Ecuador. El campo se destaca por la alta densidad de pozos productores que posee, los cuales usan varios sistemas de levantamiento artificial para mantener constante la producción. Entre los cuales toma gran relevancia el bombeo electrosumergible, ya que es el más utilizado en el campo debido a su potencial para el manejo de altos volúmenes de crudo y su capacidad de adaptación a las diversas condiciones de presión y temperatura a las que se someten.

Se tomó como muestra dos pozos productores del campo que implementaron el sistema BES al hacer esta selección se determinó un muestreo no probabilístico por conveniencia.

Volumen de producción: Los pozos que han visto su producción mermada por diversos factores serán priorizados.

Condiciones operativas: Se tendrá en cuenta varios parámetros operativos de los pozos para su selección.

Aunque este tipo de muestreo no permite visualizar todos los resultados necesarios para determinar una población de manera estadística permite evaluar los parámetros técnico-operativo de los pozos.

La selección será respaldada por datos de producción histórica de los campos constatados con resultados oficiales emitidos por EPPetroecuador los cuales son de libre acceso en su página institucional.

3.4 Instrumentos de recolección de datos

3.4.1 Herramientas para la Recolección de Datos

Se tiene como objetivo realizar una recolección de datos precisa utilizando herramientas que permitan la oportuna obtención de información desde varios ángulos.

Fase de exploración:

Se inicia la fase de exploración revisando documentación centrada en el área en la cual se obtendrá una vista general de la región Shushufindi Norte la cual abarca la localización de los pozos, así como sus características geológicas y tipo de crudo que produce. Simultáneamente, se intentará contactar a la empresa que opera para identificar los pozos BES existentes y los principales contactos técnicos. En esta fase, se diseñarán minuciosamente las herramientas para la recolección de datos: se creará un guion para las entrevistas (con preguntas piloto que habrán sido validadas) y se desarrollará una ficha de observación estructurada a partir de información documental. Además, se reunirán documentos técnicos básicos como esquemas de pozo, manuales de procedimiento y especificaciones de equipos. Al concluir esta etapa, se determinará la muestra definitiva de pozos que serán analizados (Vivero, 2018).

Fase de recopilación de información documental:

En lugar de realizar salidas de campo, se llevará a cabo un detallado estudio documental. Se analizarán informes técnicos, reportes de operación, bases de datos de producción y cualquier material accesible que ofrezca información precisa acerca del funcionamiento de los sistemas de bombeo en los pozos seleccionados. Si es posible como parte de este proceso de recopilación de información se realizarán entrevistas con operadores y supervisores. Se revisarán registros operativos como presión, tasa de producción del campo así las condiciones de los equipos e instalaciones.

Fase de análisis cuantitativo:

Una vez que todos los datos recopilados (observaciones documentales, datos técnicos) estén consolidados, se procederá a su digitalización y revisión. La información pertinente se introducirá en un software estadístico especializado para organizar bases de datos. Durante esta fase, se corregirán posibles errores (datos faltantes, equivocaciones en registros) y se codificarán las respuestas de obtenidas en los documentos. Con una base de datos limpia se realizará un análisis estadístico en donde se podrá a revisión la eficiencia y la rentabilidad de los pozos, se interpretarán los resultados comparando varios pozos de la zona y se realizarán simulaciones de optimización de los pozos seleccionados basándose en los resultados previamente obtenidos.

Al ejecutar cada fase de forma estructurada se seguirá un modelo de investigación cuantitativa. Los hallazgos de la fase exploratoria guiarán la búsqueda de información técnica específica, mientras que los datos finales enriquecerán los análisis estadísticos y económicos. Este enfoque asegurará una metodología coherente, verificable y susceptible de ser replicada o auditada por terceros interesados.

Validez y confiabilidad de los instrumentos: Todos los instrumentos fueron elaborados tomando en cuenta aspectos de relevancia, claridad y especificidad técnica. Para garantizar la confiabilidad de los datos, se utilizarán los mismos instrumentos en diferentes pozos y serán aplicados por investigadores capacitados, asegurando así consistencia y objetividad en los resultados.

3.5 Proceso de Recolección de Datos

Para reunir la información se realizará en varias etapas:

La fase de preparación: Se llevará a cabo la selección de los pozos a evaluar también se revisará documentación respectiva sobre los índices de producción mensual y anual del campo

Fase exploratoria: Como etapa inicial con la información que se obtuvo de la documentación revisada se procederán con simulaciones para conocer el funcionamiento del sistema de levantamiento artificial seleccionado determinando también las tasas de producción promedio que poseen los campos.

Fase de observación directa: Se llevará a cabo un análisis estructurado de las observaciones realizadas en las simulaciones.

Compilación de datos secundarios: Por último, se reunirán documentos, bases de datos de producción, informes de fallas y registros de mantenimiento, que aportarán a un análisis completo de la investigación.

3.6 Análisis de Datos

Para evaluar los datos obtenidos se usarán sistemas digitales como Microsoft Excel y simuladores de uso libre para una mejor comprensión de la situación en los pozos seleccionados.

Análisis de la eficiencia de los sistemas BES: Para el análisis de los datos se realizarán comparaciones entre el consumo energético volumen de fluido producido y demás consideraciones técnicas y económicas para determinar el desempeño del sistema.

Comparaciones entre pozos: Se realizará un análisis comparativo de la frecuencia de fallas, costos operativos y tiempos de intervención en los diferentes pozos analizados.

3.7 Aspectos Éticos

Se da seguridad, total respeto y confidencialidad de la información aquí recopilada tanto por los datos operáticos como de los sistemas aplicado. En caso de ser necesario se realizará una solicitud de consentimiento informado de los involucrados.

3.8 Plan de Análisis de Datos

El plan diseñado para el análisis de datos incluye las siguientes acciones:

Consolidación de toda la información primaria y secundaria en bases de datos organizadas para facilitar su gestión y análisis.

Evaluación de indicadores clave tales como eficiencia energética, productividad y costos operativos por cada pozo.

Implementación de análisis estadísticos fundamentales, como promedios, medianas y desviaciones estándar, para reconocer variaciones importantes entre los distintos sistemas de BES.

Se crearán gráficos, diagramas y tablas que faciliten la revisión de los datos obtenidos y observados.

Se compararán sistemas entre el equipo actualmente en uso y y alternativas optimizadas ajustando el régimen de operación cambios en los equipos y procesos de control optimizados, usando como apoyo gráficas y diagramas. Con ello se ilustrará la mejora potencial en eficiencia o reducción de costos operativos. El proceso de comparación puede incluir métodos cuantitativos avanzados (por ejemplo, análisis multivariable o evaluación multicriterio) si la información lo permite, aunque el énfasis principal será en diferencias prácticas de los resultados técnicos y económicos entre casos.

Análisis de los resultados alcanzados, centrándose en descubrir áreas de mejora y desarrollar sugerencias que ayuden a optimizar el rendimiento de los sistemas de BES en el área de análisis.

A través de este enfoque metodológico riguroso y ético, se aspira a producir una evaluación completa que permita ofrecer soluciones prácticas y fundamentadas para incrementar la eficiencia y confiabilidad de los sistemas de bombeo electrosumergible.

Tabla 6: Propiedades de los fluidos de los yacimientos del Campo Shushufindi. EP Petroecuador

PARÁMETROS	YACIMIENTOS		
	G-2	U	T
Presión inicial (psi)	3860	3867	4050
Presión de Burbuja (psi)	1264	1264	1058
Temperatura de la formación (°F)	195	198	200
Relación gas petróleo GOR (PCS/BF)	320	233	383
Factor volumétrico inicial Boi (BY/BF)	1.227	1.68	1.22
Saturación de agua inicial Swi (%)	24.8	15	15
Salinidad NaCl (ppm)	107000	99000	23000
Salinidad Cl (ppm)	65000	60000	14000
Gravedad específica del gas		0.65	

Presión inicial (psi): es la presión que posee el yacimiento en condiciones iniciales represente la energía que posee el yacimiento de forma natural es un factor imprescindible para la modelación de un sistema de bombeo electrosumergible.

Presión de burbuja (psi): es el punto de presión en el que el gas en solución con el petróleo forma la primera burbuja de gas y empieza la formación de una cpa de gas mediante la presión se va reduciendo de forma continua por los procesos de producción.

Temperatura de la formación (°F): Es la temperatura natural que hay a la profundidad donde se encuentra el yacimiento. Influye en cómo se comportan los fluidos: afecta su viscosidad, densidad y qué tanto gas o agua pueden disolver.

Relación gas-petróleo GOR (PCN/BF): La llamada “Gas Oil Ratio” nos dice cuántos pies cúbicos de gas se obtienen por cada barril de petróleo en condiciones estándar. Este dato ayuda a saber si el petróleo es del tipo pesado (negro) o más volátil.

Factor volumétrico inicial B_o (BY/BF): Este factor indica cuánto volumen ocupa un barril de crudo en el yacimiento, comparado con el que ocupa cuando llega a superficie. Cambia según la composición del petróleo y las condiciones de presión y temperatura del lugar.

Saturación de agua inicial S_{wi} (%): Es el porcentaje de agua que ya está presente en los poros del yacimiento antes de que empiece la producción. Esa agua, por lo general, no se mueve y puede afectar qué tanto petróleo puede fluir por el reservorio.

Salinidad NaCl (ppm): Se mide la cantidad de sal disuelta en agua en el yacimiento se usa para determinar la compatibilidad de los fluidos en el yacimiento y como parámetro operativo se debe tener en cuenta la capacidad de corroer los equipos, o si es necesario realizar un tratamiento químico.

Salinidad Cl (ppm): Es la cantidad de iones de cloruro que se encuentra en solución con el agua del yacimiento es un parámetro que determinar la agresividad del entorno con los metales seleccionado para los procesos de producción.

Gravedad específica del gas: Este valor compara la densidad del gas del yacimiento con la del aire seco en condiciones estándar. Es útil para entender cómo se comporta el gas y hacer cálculos en simulaciones o en el diseño de sistemas de producción.

3.9 Resultados obtenidos: Pozo SHS-063

En la siguiente gráfica se observa la simulación del pozo en la que se determina la curva de los flujos siendo una de ellas el inflow, que es la capacidad del flujo de yacimiento en el aporte de energía hasta el punto de evaluación nodal. Por otro lado, la curva del outflow que es la restricción de producción impuesta en superficie.

La línea azul representa la curva del inflow y la roja la curva del outflow.

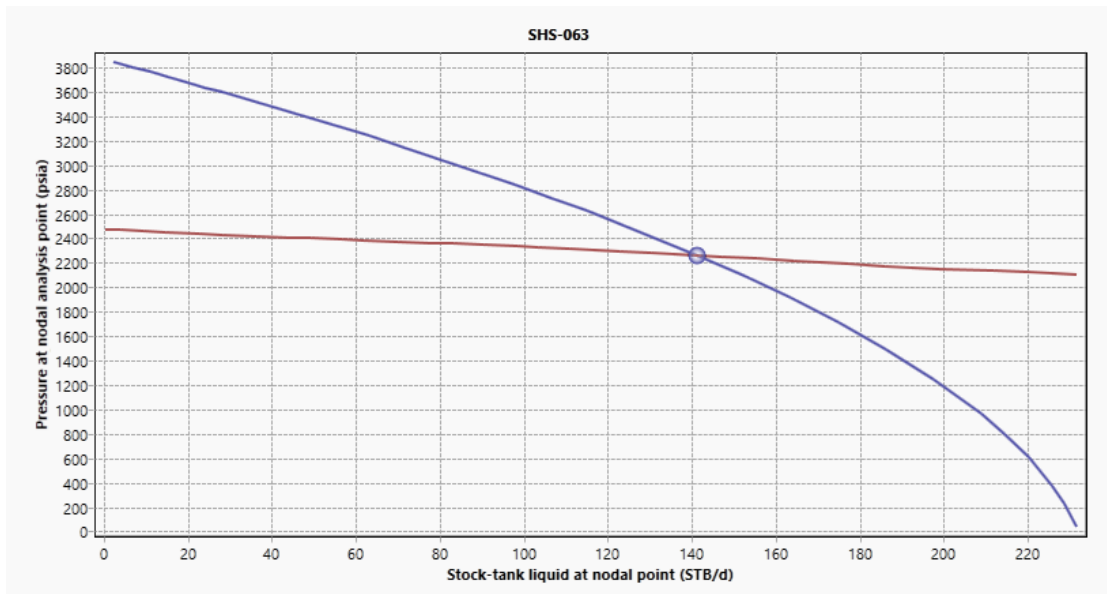


Figura 5: Curva de Inflow y Outflow del Pozo SHS-063. (Autor)

3.9.1 Curva azul (Inflow).

Está basada en petrofísica y en la curva IPR (Inflow Performance Relationship). SA al comienzo (caudal cercano a cero) se observa la presión de “fractura abierta” o “presión estática” del yacimiento, que en este caso ronda 3 800 psia (valor extrapolado cuando no se extrae fluido). Conforme se demanda más flujo, la presión cae siguiendo una forma cóncava típica, indicando que el yacimiento sufre un subpresurizado creciente. Una pendiente tan pronunciada sugiere una permeabilidad moderada-baja, o bien un daño de formación que limita el aporte a altas tasas.

En la Figura 5, la curva decrece a medida que avanza hacia la derecha parte desde una presión inicial de 3867 psia a 0 de caudal en el cual decrece hasta el punto de presión

0 a unos 220 STB/d lo que describe el comportamiento del yacimiento en producción a mayor caudal o volumen producido menor es la presión que mantiene el yacimiento.

3.9.2 Curva roja (Outflow).

Esa línea roja, casi horizontal, representa la combinación de “pérdidas en la tubería + carga de superficie” (por ejemplo, si se tratase de bombeo mecánico o válvulas de descarga). Su pendiente suave implica que, al incrementar el caudal, las pérdidas por rozamiento ($\Delta P = f \cdot L \cdot \rho \cdot V^2$ etc.) aumentan, pero no de forma drástica. La intersección final de esta curva con la de aporte define el caudal máximo sostenible sin que la presión colapse.

Se observa en la Figura 5 una pendiente mucho más suave ya que parte cerca de 2400 psia a caudal cero y se inclina levemente hacia abajo a medida que aumenta el caudal, situándose por debajo de 2300 psia cuando llega a 220 STB/d. Esta menor pendiente implica que la restricción de superficie (por ejemplo, pérdidas en tubería y/o bombeo) es menos sensible al caudal que la capacidad intrínseca del yacimiento para aportar presión.

3.9.3 Punto Operativo de Trabajo (Operating Point).

Marcado con un círculo azul sobre la intersección de ambas curvas, en torno a 140 STB/d y una presión aproximada de 2400 psia. Este es el caudal y presión “equilibrio” en el que la capacidad del yacimiento (inflow) iguala la capacidad de evacuación de superficie (outflow).

Cuando la presión nodal desciende demasiado (por ejemplo, si se exige un caudal mayor de 140 STB/d), la curva de aporte (inflow) cae por debajo de la capacidad de bombeo (outflow), lo que implica que el pozo no podrá sostener ese caudal y su presión nodal colapsaría. Si se extrajera un caudal menor al indicado (~ 140 STB/d), la presión nodal se ubicaría a un valor en el cual el yacimiento podría mantener sobradamente ese flujo, pero la producción real se vería limitada por la capacidad del sistema de superficie (el equipo de bombeo podría estar sobredimensionado).

Explicado de otra forma, en estas condiciones el yacimiento puede empujar 140 barriles (STB) diarios de líquido hasta el punto de presión nodal, y el sistema de superficie (bombeo) demanda una presión de aproximadamente 2400 psia para elevar ese caudal hasta superficie. En ese punto, si se tolera una presión nodal menor (por ejemplo, a 2300 psia), el caudal cambiaría ligeramente pero ya no alcanzaría 140 STB/d porque la curva roja impediría más flujo sin que el yacimiento sufriera una caída de presión irreversible.

3.9.4 Punto nodal.

En un análisis nodal se define “punto nodal” como aquel sitio hipotético (en la tubería de producción, frecuentemente justo arriba del separador) en donde se iguala la presión a la que el yacimiento impulsa fluido con la presión que el sistema de levantamiento mecánico puede sostener. La ubicación exacta del punto nodal depende de factores como la profundidad del convertidor (aquí no hay ESP en esta primera imagen), la fricción en tubería, la presión en superficie, etc.

CAPÍTULO 4: ANÁLISIS Y DISCUSIÓN DE RESULTADOS

4.1 Análisis nodal del Pozo SHS-063

La gráfica corresponde a la ventana de análisis nodal donde se muestra la Tabla de “Operating Points”

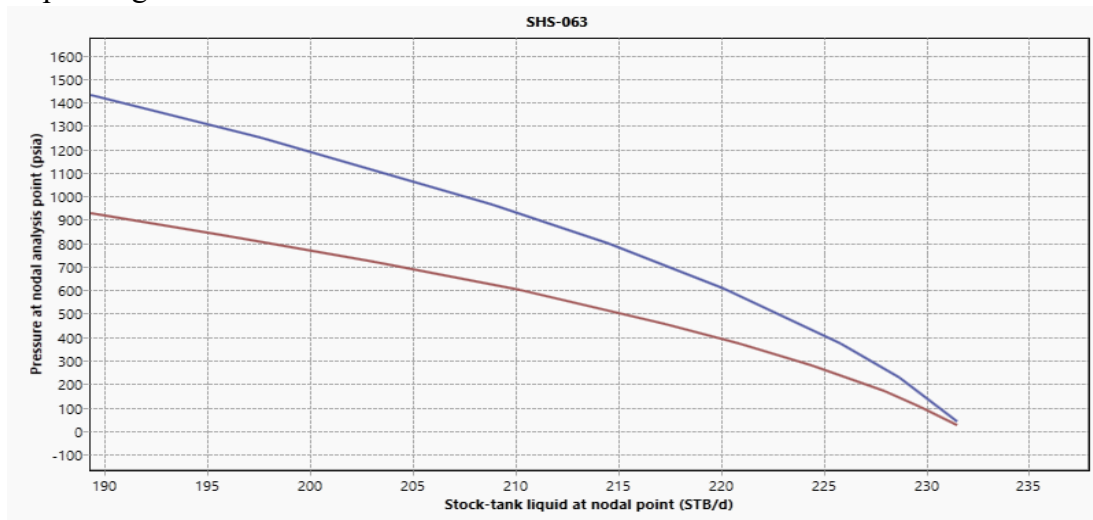


Figura 6: Puntos operativos del Pozo SHS-063. (Autor)

Operación 1 (PWSTATIC=3867 psia): Caudal en punto nodal: 141.114 STB/d, Presión en punto nodal: 2245.416 psia.

Operación 2 (PWSTATIC=2500 psia): Caudal: 177.468 STB/d, Presión nodal: 2396.784 psia.

Estas dos filas indican que, si la presión “estática” a la cabeza del pozo (por encima del fluido) es 3 867 psia (por ejemplo, debido a mayor profundidad estática del yacimiento o a una sobrepresión), el yacimiento aportaría 141 STB/d elevando esa columna a 2 245 psia. Si se disminuye la presión estática a 2 500 psia, la presión nodal resultante sería 2 396 psia (más alta), permitiendo así 177 STB/d.

4.1.1 Descripción de Figura 6.

a) Azul (Inflow @ PWSTATIC=3867 psia): Tiene un parentesco a los resultados obtenidos en el capítulo 3 pero aquí solo se está determinando el rango de trabajo de 180 a 235 STB/d hasta cuando la curva decae a 0 a los 235 STB/d.

b) Verde (Inflow @ PWSTATIC=2500 psia). Esta curva se encuentra levemente por debajo de la curva azul a bajos caudales y haciendo hasta los 235 STB/d cuando la presión nodal es igual a cero. En el intervalo de 190 a 230 STB/d se destaca que la curva verde se encuentra a unos 200 psia por encima de la curva azul del inflow

c) Rojo (Outflow). Aparece con pendiente negativa, cruzando a ~ 220 STB/d justo donde se dibuja un punto azul y un punto rojo (indicadores de operación).

4.1.2 Interpretación de Figura 6

a) Variación de la Presión Estática (PSTATIC). En los pozos la presión estática es la presión que existiría si el fluido se encontrara en reposo disminuir esta presión se logra cambiando la presión en el separador como por ejemplo lo que permite una descarga libre, también instalando mecanismos de alivio cuando la PSTATIC baja de 3867 psia a 2500 psia, la presión en el fondo también es menor lo que reduce al final la presión de fondo necesaria para el empuje de un mismo caudal permitiendo así que la curva del inflow se incremente.

b) Efecto sobre el Caudal de Equilibrio.

Caso PSTATIC=3867 psia: El pozo se encuentra en equilibrio con aproximadamente 200 STB/d a 1100 psia nodales. Lo que indica que a esa elevada presión el yacimiento no puede mover más de 200 STB/d sin que la presión colapse por debajo de las condiciones de superficie.

Caso PSTATIC=2500 psia: Es posible llegar a 225 STB/d a unos 150 psia nodales, lo que significa que al reducir la presión en el separador nos permite incrementar el caudal máximo alrededor de un 12% de 200 a 225 STB/d.

Cuando la curva del inflow se reduce, determina que al mismo caudal la presión nodal será menor dependiendo de la PSTATIC con esto el punto de intercepción de la curva roja y verde se ubica mucho más a la derecha.

4.1.3 Control de Presión del Separador.

Si el pozo se encuentra equipado con válvulas o controles automáticos en la presión de salida se pueden realizar ajustes para disminuir la presión del reparador reduciendo la PSTATIC permitiendo así mayores tasas de flujo sin tener que cambiar el sistema de bombeo. Pero hay que tener en cuenta que la presión nodal no decaiga por debajo de la presión de colapso de la formación ya que si esto sucede el pozo es susceptible al colapso de arenillas o compactación

4.1.4 Criterio de Diseño de Bomba (ESP).

Es posible alcanzar los 225 STB/d a 150 psia, se podría lograr optimizar el sistema de producción y hacerlo operar cerca de esos 225 STB/d y 15 psia en el separador teniendo en cuenta el número de etapas a colocar, el correcto mantenimiento de equipos y la presión del pozo para evitar gastos adicionales o mayor consumo energético.

4.1.5 Operaciones a Diferentes Presiones de Salida (POUT) y Curvas Resultantes.

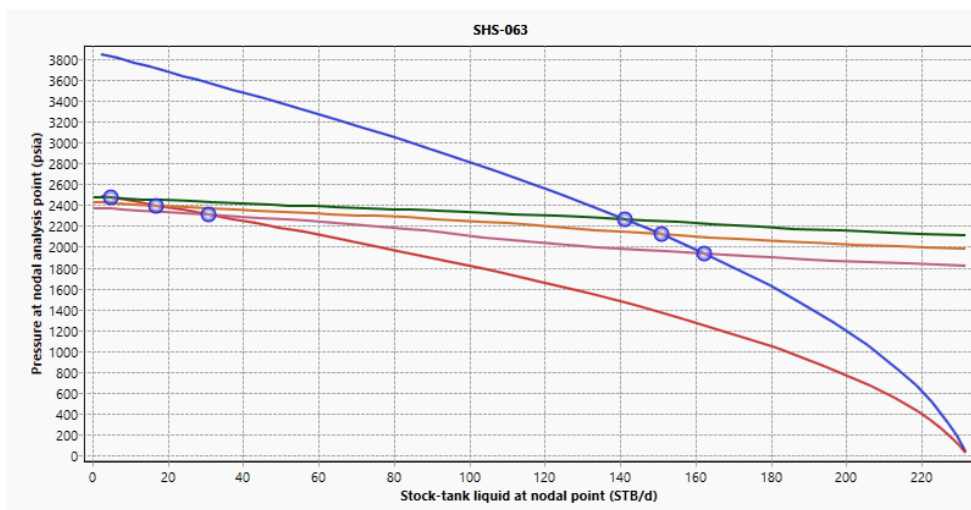


Figura 7: Operaciones a diferentes presiones de salida. (Autor)

a) Especificación de puntos operativos “Operating Points”.

- **POUT = 250 psia** → Caudal = 141.114 STB/d → Presión nodal = 2245.416 psia.
- **POUT = 150 psia** → Caudal = 150.225 STB/d → Presión nodal = 2199.288 psia.
- **POUT = 100 psia** → Caudal = 162.331 STB/d → Presión nodal = 1934.664 psia.
- **POUT = 50 psia** → Caudal = 174.615 STB/d → Presión nodal = 2471.151 psia.
- **POUT = 10 psia** → Caudal = 167.001 STB/d → Presión nodal = 2996.784 psia.
- **POUT = 0 psia** (aparentemente) → Caudal = 30.989 STB/d → Presión nodal = 2308.519 psia.

La primera columna (“Operating point”) enumera cinco escenarios sucesivos de presión de salida (de 250 psia bajando hasta 0 psia) y da como resultado un par (q, p) para cada uno.

4.1.6 Descripción de Figura 7.

a) Curva azul (Inflow @ PWSTATIC = 3867 psia). Es de referencia la misma curva de los gráficos anteriores que desciende desde los 3867 psia en caudal cero hasta los 0 psia que se encuentra a unos 220 STB/d.

b) Curva verde (Inflow @ PWSTATIC = 2500 psia). La misma curva verde de la Figura 6, que para ese PSTATIC cae hasta cerca de 0 psia en torno a 230 STB/d.

c) Dos curvas de outflow (salida).

- **Rojo (POUT = 200 psia):** Baja de ~ 2 500 psia en caudal cero, hasta 0 psia en ~ 220 STB/d.
- **Naranja (POUT = 150 psia):** Similar a la curva roja pero desplazada unos 50 psia hacia abajo (parte a ~ 2 450 psia en caudal cero).

4.1.7 Interpretación de Figura 7.

a) Significado de POUT. Esta es la presión que se requiere en la boca del separador o la válvula de descarga. Disminuir el POUT permite que la curva de restricción, al disminuir unos 50 psia cada vez. Lo que hace es permitir que el sistema de superficie requiera menos presión la levantar un determinado caudal.

b) Relación con PSTATIC. Con una presión estática de fondo de 3867 psia en la curva azul o 2500 psia en la curva verde cuando la presión disminuye de 250 psia a 10 psia, se ajusta una menor POUT en la presión nodal requerida para un mismo caudal, esto desplaza la curva roja hacia abajo. Lo que determina que al salir de los 100 psia en el POUT, el pozo logra alcanzar a 162 STB/d a 1934 psia nodales, mientras que si tomamos una presión de 50 psia el caudal aumenta a 174 STB/d pero la presión nodal se encuentra a 2471 psia ya que la presión estática se encuentra en 3867 psia comprimiendo más el polígono de intersección.

c) Anomalía aparente en POUT=0 psia (o POUT=10 aproximadamente). Se observa que cuando el POUT se encuentra a 10 psia la curva del outflow es relativamente plana mientras que el punto de intersección se encuentra a unos 167 STB/d con una presión nodal de 2997 psia. Lo que sugiere que al tener la válvula casi abierta del todo o con muy baja resistencia liga la presión nodal al caudal aproximado de 167 STB/d con una presión de fondo de 3867 o 2500 psia cuando es lo suficientemente alta para romper la barrera de la pérdida hidráulica.

d) Punto operativo óptimo. Se busca una combinación de POUT que permita maximizar el caudal sin que la presión nodal supera la presión de colapso del yacimiento o el límite mecánico que permite los equipos instalados.

- **POUT = 100 psia** → 162 STB/d a 1 934 psia nodal.
- **POUT = 50 psia** → 174 STB/d, pero con 2 471 psia nodal.

Si la presión de colapso de la formación se encontrara por ejemplo a 2000 psia el POUT se encontraría a unos 50 psia se obtendría unos 2471 psia lo que podría inducir corte de arena o aumentar el daño a la formación en otro caso el POUT a 100 psia con una presión nodal de 1934 aproximadamente estaría justo por debajo del límite, por lo

tanto, este sería el punto de diseño óptimo del sistema hasta corroborar con datos a tiempo real del pozo.

e) Control fino de POUT. Dado que al realizar cambios de 50 psia es decir de 100 a 50 psia POUT conduce a un incremento en el caudal de 12 STB/d aproximadamente, o de 162 a 174 STB/d por lo que conviene tener una válvula de control proporcional a este ajuste de la presión de salida y hacer las respectivas pruebas de presión sin alcanzar la presión de colapso.

f) Protección de la formación. Si la presión nodal que fue estimada supera la presión de colapso de la arena o la de fractura mínima de la formación podría generar daño a la misma por lo que sería necesario instalar sistemas de monitoreo de fondo para controlar estos parámetros.

g) Validación con flujo real. Estas curvas al ser sistemas modelados no representan la realidad diaria del pozo ya que estos valores pueden fluctuar a lo largo del día, la presión nodal se puede mover entre un rango determinado de valores por este motivo es importante el tener sensores de caudal y presión a tiempo real para ajustar el POUT dinámicamente y no generar daños en la formación.

4.2 Análisis del Rendimiento de ESP – REDA DN1750

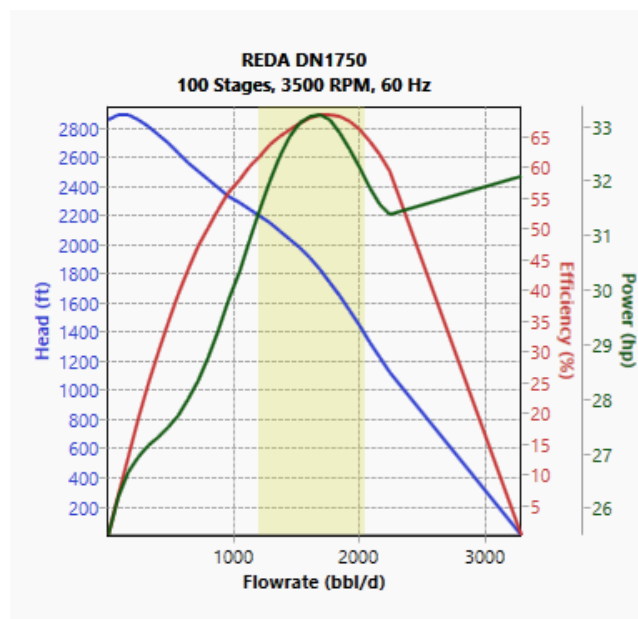


Figura 8: Diagrama operativo SHS-063 con BES-REDA DN1750. (Autor)

4.2.1 Descripción del esquema del Pozo SHS-063

- Marca en superficie Surface Equip. (equipos de superficie) a –33 ft (plataforma angular de cabeza).
- **A 0 ft:** Esencialmente, se señalan Tubing flow from CP1 y Casing 1. Esto indica que, desde la línea CP1 en superficie, fluye crudo hacia la tubería y el casing 1 provee soporte estructural.
- **A 1500 ft:** Casing 1 continúa.
- **A 7500 ft:** Existe una transición en la tubería (Tubing), aparece el ESP (bomba sumergible eléctrica) y Casing 2. Esto implica que la bomba está localizada alrededor de 7 500 ft MD.
- **A 8000 ft y 8400 ft:** Muestra más detalles de tubería, el conjunto de bombas (ESP), empacador (Cpl), y Casing 3 en 8 400 ft.
- **A 11500 ft:** Final del Casing 3 (TD).

El ESP (Electric Submersible Pump) está instalado en la zona entre 7 500 y 8 400 ft MD. Esto coincide con que el yacimiento productivo estaría ubicado justo debajo de 8 400 ft, y el empacador (Cpl) sella la zona para forzar el fluido a entrar en el tubo de bombeo en lugar de subir por anular.

Se usan tres sets de casing:

- Casing 1 llega hasta 1 500 ft,
- Casing 2 hasta 8 400 ft,
- Casing 3 va hasta el fondo a 11 500 ft.

Esto es importante para determinar el diámetro anular disponible y la separación eléctrica/polvo.

La profundidad medida es de 7 800 ft, la bomba está posicionada 300 ft arriba del packer, ubicando el motor alrededor de 7500 ft y la parte hidráulica (etapas de bombeo) alrededor de 7800 a 8000 ft.

4.2.2 Ventana de Propiedades de la BES REDA DN1750.

Datos de Performance del ESP (columna izquierda del recuadro):

- Manufacturadora: REDA
- Modelo: DN1750
- Diámetro: 4 in
- Serie: 400
- Min flowrate: 1200 bbl/d
- Max flowrate: 2050 bbl/d
- Base frequency: 60 Hz
- Operating frequency: 60 Hz
- Operating speed: 3499.992 rpm
- Stages: 100
- Separator efficiency: 100 %
- Eje vertical izquierdo: “Head” [ft] (en torno a 2 000 ft – 2 800 ft).
- Eje derecho (eje secundario): “Gas volume fraction at pump inlet” [%], que se grafica con una curva verde.

4.2.3 Curva de Rendimiento de la BES-REDA DN1750.

- Curvas de discharge pressure (presiones de descarga) a 40 Hz (azul claro), 60 Hz (azul medio), 50 Hz (azul oscuro) y 70 Hz (línea punteada). A mayor frecuencia, la curva se eleva, indicando más cabeza para un mismo caudal.
- Punto de trabajo (círculo rojo) alrededor de 140 STB/d y ~ 3 000 ft de head (en la curva de 60 Hz).
- Curva de “Bubble point pressure” (línea roja fina) indica la presión en el fondo a la cual ocurre separación de gas.
- Línea de “Pump suction pressure” (línea violeta) marca la presión mínima que debe tener el ventilado para evitar cavitación.

4.2.4 Análisis

a) Selección del modelo DN1750. El diámetro implementado es de 4 in que es el estándar para pozos profundos lo que permite flujos elevados entre 1200 y 2050 STB/d se determina que el punto de operación real se encuentra a 140 STB/d lo que está muy por debajo de los 1200 STB/d del diseño original de la bomba por esto el sistema está operando muy lejos de su rango nominal.

b) Punto de operación (~ 140 STB/d / 3 036 ft head). La curva azul “Discharge Pressure @ 60 Hz” para 140 STB/d entrega aproximadamente 3 000 ft de carga dinámica.

c) Bubble point pressure o presión de burbuja (línea roja). De acuerdo a la tasa mencionada, se ubica en torno a 1 600 psia (estimado), por lo que, si la presión en el nodo está por debajo de ese valor, puede haber desprendimiento de gas en la entrada al ESP, lo cual reduce eficiencia y puede causar falla prematura.

d) Pump suction pressure (presión de succión de la bomba). Marca la presión mínima en la entrada al cuerpo de la bomba que se necesita para evitar cavitación. Si la presión nodal calculada en alguna condición cayera por debajo de esa línea (por ejemplo, cuando fluctúe la tasa), la bomba se cavitará y habrá sobrecalentamiento del fluido efecto nocivo.

4.3 Bomba BES Candidato #1 – Modelo ODJ W2

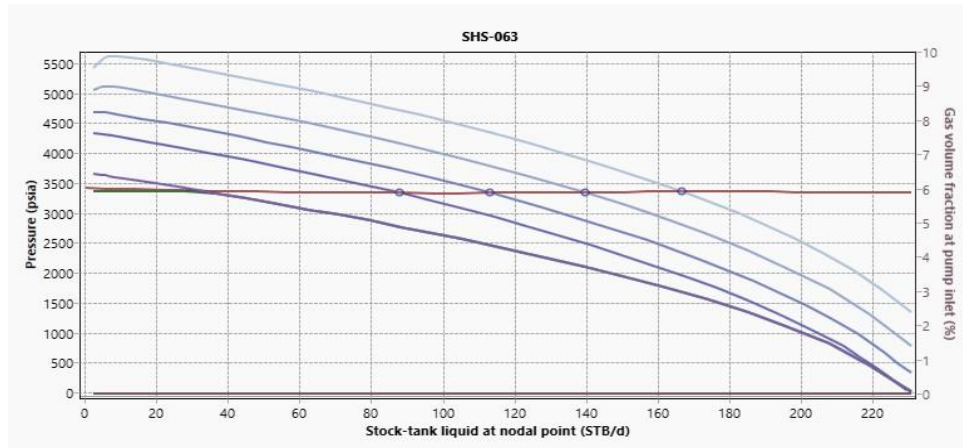


Figura 9: ESP Candidato #1 – Modelo ODJ W2. (Autor)

4.3.1 Parámetros del diseño.

- Design flowrate: 140 STB/d (coincide con el flujo real observado).
- Design frequency: 60 Hz.

4.3.2 Condiciones de operación reales.

- Operating flowrate: 139.857 STB/d.
- Outlet pressure: 200 psia (presión de salida en superficie).
- Total dynamic head: 3 036.877 ft (carga total que debe vencer el ESP, incluyendo fricción y columnata de fluido).

4.3.3 Condiciones en la succión de la bomba.

- Intake pressure: 1 201.749 psia (presión en fondo antes de la bomba).
- Intake liquid rate: 140.029 bbl/d.
- Intake gas rate: $4.0685 \cdot 10^{-2}$ mmscf/d (gas asociado, relativamente bajo).
- Intake gas volume fraction: $3.5198 \cdot 10^{-8}$. La fracción volumétrica es prácticamente cero, significa que hay muy poco gas libre.

4.3.4 Parámetros de la Bomba ODJ W2.

- Pump: ODJ W2
- Stages (Etapas): 202
- Speed (Velocidad): 3 499.992 rpm (a 60 Hz)
- Efficiency (Rendimiento): 43.181 %
- Power (Potencia): 7.154568 hp (equivalentes a ~ 5.34 kW, usando $1 \text{ hp} = 0.746 \text{ kW}$)
- Head (Carga por etapa): 3 036.877 ft (carga total dividida entre 202 etapas da ~ 15 ft/etapa).
- Differential pressure (DP): 1 240.247 psia
- Discharge pressure: 1 341.624 psia (que es la suma de intake pressure + DP: $1\ 201.749 + 1\ 240.247 \approx 2\ 441.996$ psia;
- Fluid temperature rise: 5.56223 °F (incremento de temperatura del fluido al pasar por la bomba).

4.3.5 Descripción de Curvas de la Figura 9.

- Eje vertical izquierdo: Head [ft] entre 500 y 5 500 ft.
- Eje vertical derecho: Gas volume fraction at pump inlet [%].

Se observan las curvas de Discharge Pressure a:

- 40 Hz (línea azul claro)
- 50 Hz (azul medio)
- 60 Hz (azul más intenso)
- 70 Hz (azul punteado)

Curva roja de “Outflow” (restricción de superficie) sobrepuesta, y Punto de operación (círculo rojo) en 140 STB/d (coincidente con la intersección de la curva azul @ 60 Hz y la curva de outflow a esa presión).

4.3.6 Análisis de la Bomba ODJ W2:

a) Ajuste de Caudal Nominal. A diferencia del ESP REDA DN1750 (que tenía un rango mínimo de 1 200 bbl/d), el ODJ W2 está diseñado específicamente para ~ 140 STB/d. Esto significa:

Cada etapa está calibrada para entregar solo unos 15 ft de carga ($3\,036\text{ ft} \div 202$ etapas), adecuado para alcanzar la carga total requerida a 140 STB/d.

Posee un 43% de rendimiento lo que es aceptable para el alto número de etapas que posee 202 etapas en este diseño, debido que el diseño esta ajustado para la tasa actual de producción del pozo esto significa que las perdidas internas de presión son menores lo que mejor la eficiencia hidráulica.

b) Cabezal de Descarga (~ 3 036 ft) y Presiones.

La presión en el intake es de 1201.749 psia + 1240.247 psia DP= 2442 psia aproximado en la descarga debido a que la presión de superficie en el separador es de 200 psia hay alrededor de 2242 psia de diferencia que es lo que se utiliza para elevar el fluido hasta superficie a todo esto tener a consideración las perdidas por fricción.

La bomba se maneja con una frecuencia de 60 Hz esta frecuencia intercepta con la curva de restricción de producción o el outflow a 140 STB/d y 3000 ft aproximadamente este es el punto de operación óptimo para minimizar los problemas ocasionados por la cavitación, cabe destacar que por el comportamiento de las curvas y el bajo nivel de gas volumétrico se asume que la bombe trabaja con fluido liquido en su mayoría.

c) Etapas (202) vs. Carga por etapa (≈ 15 ft/etapa).

Una carga por etapa baja (15 ft) implica que cada impulsor está funcionando muy cerca de su región de alta eficiencia (pues los impulsores de ESP entregan cerca de 20 ft/etapa cuando están trabajando en un régimen equilibrado).

El límite mínimo de gas volumétrico ($3.52 \cdot 10^{-8}$) sugiere que el riesgo de cavitación es bajo. Sin embargo, con tantas etapas, es imprescindible garantizar que la bomba tenga un adecuado sistema de lubricación interna: las turbulencias internas calientan el fluido poco a poco y, si hubiese gas, podrían generarse puntos calientes.

El fluido entra al impeller 1 con $\sim 1\,201$ psia y sale al impeller 202 con $\sim 2\,442$ psia. Aquí es crucial verificar los retenes interetapa (sellos): deben resistir la diferencia de presión sin comprometer la integridad del impulsor.

d) Potencia y Consumo energético. 7.154568 hp a ~ 0.746 kW/hp \rightarrow aprox. 5.34 kW. Si el pozo funciona 24 h/d, 365 d/año $\rightarrow 5.34$ kW $\times 24$ h/d $\times 365$ d = $46\,789$ kWh/año. A un costo promedio de electricidad de operación de, digamos, USD 0.10 /kWh, el costo anual de energía sería $\approx 4\,678$ USD/año.

Este valor se compara con los **ODS actuales** (otros dispositivos sumergibles): si el ODJ fuera un 10% más eficiente que otro modelo, se ahorraría ~ 468 USD/año en energía.

e) Temperatura y confiabilidad.

El incremento de la temperatura del fluido de solo 5.56 °F indica que la bomba no calienta excesivamente el fluido, lo cual es favorable para la vida útil del fluido (p. ej., evita que crudo pesado se espese).

La profundidad de $\sim 7\,800$ ft y la fan ~ 60 Hz hacen que el motor deba soportar temperaturas de pozo posiblemente > 160 °F. Es fundamental que la parte eléctrica (cables, empacaduras, aislamiento) esté clasificada para ≥ 250 °F.

Con un **gas volumétrico prácticamente nulo**, el ODJ garantiza un mínimo de probabilidad de que suceda un gas lock es decir el gas forma bolsillos y bloquea etapas.

4.3.7 Ventajas y desventajas de la Bomba ODJ W2.

a) **Ventaja.** Perfecta correspondencia al caudal real; alta eficiencia (43 %) para volúmenes bajos; potencia moderada (7 hp) que reduce costos.

b) **Desventaja.** Alto número de etapas (202) significa más puntos de posible falla mecánica (cada sello Inter etapa es un punto crítico donde puede entrar gas, arena o fallar por desgaste). El mantenimiento de 202 discos y retenes es más costoso y complejo que, por ejemplo, 162 etapas de otro modelo.

Si la vida del ESP debe ser ≥ 2 años sin intervenciones, convendría asegurar que las bridas de sellado y el control de gas sean óptimos. Aun así, comparado con un ESP sobredimensionado, el ODJ W2 es el indicado para 140 STB/d.

4.4 Bomba BES Candidato #2 – Modelo ESP TD280

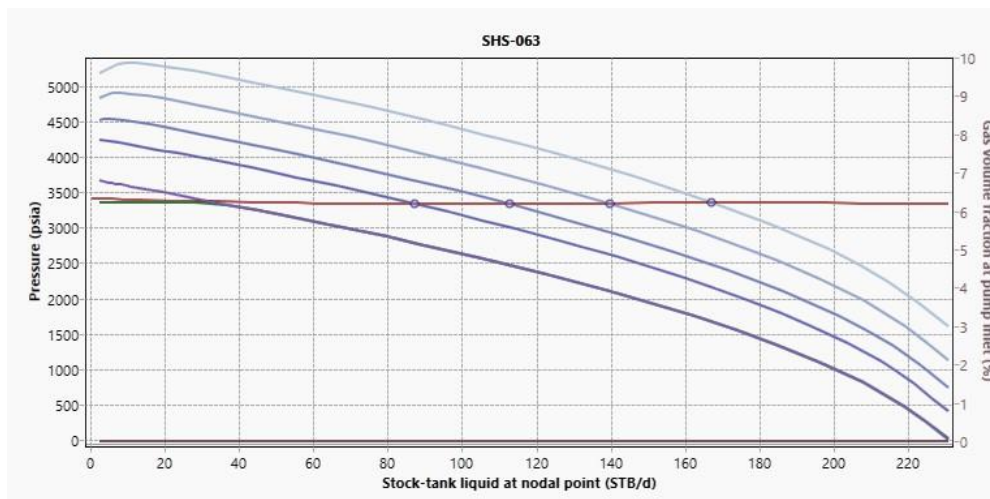


Figura 10: ESP Candidato #2 – Modelo ESP TD280. (Autor)

4.4.1 Parámetros de Diseño.

- Flujo deseado: 140 STB/d
- Frecuencia de la bomba: 60 Hz

4.4.2 Condiciones operativas.

- Operating flowrate: 140.024 STB/d
- Outlet pressure: 200 psia

Total dynamic head: 3 043.701 ft (poco mayor que los 3 036.877 ft del ODJ).

4.4.3 Condiciones del Intake.

- Intake pressure: 2 009.577 psia (apreciablemente mayor que 1 201.749 psia del ODJ).
- Intake liquid rate: 140.2788 bbl/d
- Intake gas rate: $4.67804 \cdot 10^{-3}$ mmscf/d (10× menor gas que modelo ODJ)
- Intake gas volume fraction: $3.52879 \cdot 10^{-8}$ (prácticamente idéntico al ODJ en fracción volumétrica).

4.4.4 Parámetros de la bomba.

- Pump (bomba): ESP TD280
- Stages (Etapas): 162 (menos etapas que ODJ)
- Speed (Velocidad): 3 499.992 rpm (60 Hz)
- Efficiency (Rendimiento): 33.417 % (significativamente menor que el 43 % del ODJ)
- Power (Potencia): 9.42101 hp (≈ 7.03 kW)
- Head (Carga total): 3 043.701 ft (≈ 18.8 ft/etapa, mayor carga por etapa que en ODJ)
- Differential pressure (DP): 1 241.747 psia

a) Presión de descarga. 1 341.624 psia (idéntico al ODJ en el dato, aunque hay que deducir que Intake + DP $\approx 2 + 1.241 = 3.241$ psia, hay inconsistencias en la ventana, pero se entiende que la diferencia es la carga).

4.4.5 Incremento en la temperatura del fluido.

El incremento es de 8.675328 °F (mayor que en ODJ).

4.4.6 Descripción de Curvas de la Figura 10.

Similar a la figura anterior, con curvas a 40 Hz, 50 Hz, 60 Hz, 70 Hz, además de la curva de outflow (roja) y los puntos de operación (círculos rojos) que se ubican en ~ 140 STB/d y ~ 3 040 ft head (un poco por encima de 3000 ft).

4.4.7 Análisis de la Bomba BES TD280.

a) Número de Etapas (162) vs. Carga por Etapa (≈ 18.8 ft/etapa). Cada etapa está diseñada para generar más impulso y así hacer un mayor desplazamiento en el fluido lo que conlleva a:

b) Menor complejidad mecánica. Al tener menor número de etapas que con el otro diseño, se reducen las probabilidades de fallas mecánicas en el sistema.

c) Carga interna mayor por etapa. Las paletas están sometidas a mayor estrés hidráulico, lo que puede traducirse en mayor desgaste marginal si el fluido tiene arena.

d) Eficiencia (33.4 %). La BES TD280 tiene ~ 10 % de eficiencia menor que el ODJ W2 (33.4 % vs. 43.2 %). Dicha eficiencia se refleja en el mayor consumo eléctrico (9.42 hp en lugar de 7.15 hp).

e) Consumo energético. A 9.42 hp (~ 7 kW), si opera 24 h/d \times 365 d \rightarrow consumo ~ 61 596 kWh/año. Al precio de USD 0.10/kWh \rightarrow USD 6 159/año en energía, un 31.7 % más que el ODJ (4 678 USD/año).

f) Presión de entrada. Notablemente Superior (2 009.577 psia vs. 1 201.749 psia del ODJ): El motivo de la diferencia es que el TD280 opera más abajo en la curva de fractura. Con intake ~ 2 009 psia, la bomba está 800 psia más cerca de la presión de fondo que el ODJ. Esto implica que, para bombear el mismo caudal, la carga total (3 043 ft ~ 1 320 psia) parte de una presión de succión mayor, por lo que la presión de descarga resultante ($\approx 3 330$ psia) es elevada.

En cambio, el ODJ debía “empujar” desde 1 201 psia, por lo que la DP era 1 240 psia y la presión de descarga resultante era $\approx 2 441$ psia. La diferencia de ~ 900 psia (3

330 – 2 441) recae en la restricción de superficie, es decir, la tubería y válvula de descarga deben soportar esa presión más alta.

g) Consecuencias del diseño. Existe mayor estrés mecánico en la tubería de producción y en el cabezal, que debe resistir ~ 3 330 psia. Además, hay mayor probabilidad de desprendimiento de gas ya que, aunque el gas volumétrico sigue siendo bajo, la presión de succión (2 009 psia) se acerca a la presión de burbuja (que en este yacimiento podría rondar ~ 1 900 psia), entonces si la presión baja por fluctuaciones puede generarse cavitación.

h) Temperatura del Fluido (8.675 °F vs. 5.562 °F en ODJ). El TD280 genera un mayor ascenso térmico. Esto significa que el motor sufrirá más calor y la viscosidad del crudo podría incrementarse, elevando las pérdidas por fricción. Además, un fluido más caliente arriba del motor puede sobrepasar el límite de temperatura admisible del aislamiento eléctrico. En pozos profundos, un incremento en la temperatura del fluido > 8 °F es ya señal de sobrecarga térmica si el pozo está en un gradiente geotérmico alto.

4.4.8 Ventajas y desventajas de la Bomba BES TD280.

a) Ventajas.

- Menor número de etapas (162 vs. 202) reduce puntos de falla mecánica y costos de mantenimiento.
- Adecuado para presiones de succión elevadas (2 009 psia) en caso de formaciones muy profundas.

b) Desventajas.

- Baja eficiencia (33 %) conduce a un consumo energético ~ 31 % mayor que el del ODJ (7 kW vs. 5.3 kW).
- Mayor temperatura de fluido (8.7 °F en lugar de 5.6 °F) implica un sobrecalentamiento relativo del motor.
- Presión de descarga muy alta (~ 3 330 psia), lo cual exige tuberías y cabezales con mayor clasificación de presión, encareciendo la infraestructura.

4.5 Análisis Técnico-Económico Comparativo de Bombas Candidatas

A continuación, se presenta un análisis técnico-económico que contraste las dos bombas candidatas (ODJ W2 vs. ESP TD280) frente a la bomba instalada actualmente (REDA DN1750). Se utilizan ideas de inversión de capital, posibles costos operativos, de mantenimiento y una vida útil esperada.

4.5.1 Costos de adquisición e instalación (CapEx) de Bomba ODJ W2.

a) Costo de bomba nueva (estimado). Los ODJ de 4 in con ~ 200 etapas suelen costar, en 2025, entre USD 70 000 – 80 000 (incluyendo el motor, cableado, sello de superficie y controles).

b) Requerimientos de infraestructura adicional.

- Reducción en la presión de descarga a ~ 2 440 psia (requiere cabezal de 5 000 psi), el cual ya está instalado para el ESP actual.
- Cableado y transformador de ~ 10 kW ya disponible en sitio, según se deduce por la instalación actual.
- Costo de instalación, mano de obra y servicios: ~ USD 15 000 – 20 000.
- Total, CapEx aproximado: USD 85 000 – 100 000.

4.5.2 Costos de adquisición e instalación (CapEx) de Bomba ESP TD280.

a) Costo de bomba nueva (estimado). Bombas con menor número de etapas (\approx 160), diámetro 4 in y motor de 10 hp suelen estar en el rango de USD 60 000 – 70 000, porque usan menos discos y menos componentes mecánicos.

b) Requerimientos de infraestructura.

- Cabezal y tubería clasificados para ~ 3 500 psia (ya existentes si el cabezal actual soporta ~ 5 000 psia).
- Transformador de \geq 10 kW: disponible.

- Instalación: similar: USD 15 000 – 20 000.
- Total CapEx aproximado: USD 75 000 – 90 000.

4.5.3 Bomba instalada (REDA DN1750).

Ya desembolsado anteriormente: supongamos USD 90 000 para equipo y USD 20 000 para instalación = USD 110 000.

Tabla 7: Resumen CapEx. Autor

Modelo	Costo Bomba (USD)	Costo Instalación (USD)	Total Aproximado (USD)
REDA DN1750	90 000	20 000	110 000
ODJ W2	75 000 – 80 000	15 000 – 20 000	85 000 – 100 000
ESP TD280	60 000 – 70 000	15 000 – 20 000	75 000 – 90 000

Observación: Los valores son promedios según cotizaciones de mercado para ESP en Ecuador en 2025. Hay que ajustar según proveedor local.

4.5.4 Costos Operativos (OpEx) para la Bomba REDA DN1750

Consumo Eléctrico (anual). Potencia nominal en operación ≈ 7 kW (basándonos en barridos previos donde unas 100 etapas a 60 Hz suelen consumir ~ 8 hp = 5.97 kW, pero asumiremos 7 kW para tomar en cuenta recirculación extra).

- Horas/año: $24 \times 365 = 8\,760$ h.
- kWh/año: $7 \text{ kW} \times 8\,760 \text{ h} = 61\,320$ kWh.
- Costo (USD 0.10/kWh): 6 132 USD/año.

4.5.5 Costos Operativos (OpEx) para la Bomba ODJ W2.

- Potencia nominal = 5.34 kW.
- kWh/año = $5.34 \times 8\,760 = 46\,789$ kWh \rightarrow 4 678 USD/año.

4.5.6 Costos Operativos (OpEx) para la Bomba ESP TD280.

- Potencia nominal = 7.03 kW.
- kWh/año = $7.03 \times 8\,760 = 61\,602$ kWh \rightarrow 6 160 USD/año.

4.5.7 Mantenimiento (paradas programadas y repuestos) REDA DN1750.

a) Intervalo de reparación típico. 9–12 meses (por operar muy lejos de su rango de 1 200 bbl/d, presenta recirculación excesiva).

b) Costo por intervención.

- Workover surface + repuestos: USD 30 000 por corrida.
- Frecuencia: 2 veces/año (cada 6 meses) = 60 000 USD/año.

4.5.8 Mantenimiento (paradas programadas y repuestos) ODJ W2.

a) Intervalo de reparación esperado. 18–24 meses (por diseñarse para 140 bbl/d su vida útil se prolonga).

b) Costo por intervención.

- Repuestos ODJ (202 discos, motor, cableado, sellos): USD 25 000.
- Workover y mano de obra: USD 15 000.

Total por intervención: USD 40 000.

- Frecuencia: 1 vez/año (podría ser hasta cada 2 años, pero para ser conservadores asumimos 1 vez).
- OpEx de mantenimiento: USD 40 000/año.

4.5.8 Mantenimiento (paradas programadas y repuestos) ESP TD280.

a) Intervalo de reparación esperado. 12–15 meses (por menor número de etapas, pero eficiencia menor).

b) Costo por intervención.

- Repuestos (162 discos, motor, sellos): USD 22 000.
- Workover y mano de obra: USD 15 000.
- Total por intervención: USD 37 000.
- Frecuencia: 1–1.2 veces/año. Tomaremos 1.2 para ajustar: ~ 44 400 USD/año.

Tabla 8: Costo Total Operativo Anual (Consumo eléctrico + Mantenimiento) Autor

Modelo	Consumo Eléctrico (USD)	Mantenimiento (USD)	Total OpEx (USD)
REDA DN1750	6 132	60 000	66 132
ODJ W2	4 678	40 000	44 678
ESP TD280	6 160	44 400	50 560

4.5.9 Observaciones adicionales.

- Se promedian costos con base en tarifas actuales de trabajo de pozos en campos maduros de Ecuador.
- No se incluyen repuestos menores (cableado, sensores, bombas de lodo), que incrementan en un **5 %** anual, pero se supone similar para todos.
- Los usuarios finales en Ecuador pagan entre USD 0.08 y USD 0.12/kWh, se asumió USD 0.10/kWh.

4.5.10 Vida Útil Estimado

- REDA DN1750: 6–12 meses (por operar en rango muy bajo).

- ODJ W2: 18–24 meses (diseñado para el caudal).
- ESP TD280: 12–15 meses (por mayor carga interna y eficiencia más baja).

4.5.11 Retorno de Inversión (ROI)

Se define retorno de inversión como el ahorro acumulado de OpEx respecto a la bomba actual, comparado con el CapEx adicional:

a) Comparación ODJ W2 vs. REDA DN1750.

- CapEx ODJ: Tomando la media de USD 92 500 (rango USD 85 000 – 100 000)
- CapEx REDA: USD 110 000 (pero ya incurrido; la comparación se hace sobre “capacidad futura”)

Ahorro anual OpEx:

- REDA OpEx: USD 66 132/año
- ODJ OpEx: USD 44 678/año
- Diferencia: USD 21 454/año de ahorro

Payback (Período de recuperación):

- CapEx neto adicional vs. sustituir REDA: USD 92 500
- Payback $\approx 92\,500 / 21\,454 \approx 4.31$ años

Consideración sobre vida útil:

Dado que la vida útil esperada del ODJ es ≥ 18 –24 meses, después de 2 años los costos de reparación (USD 40 000) se pagan con el ahorro de OpEx. En 4.3 años ya se habría recuperado la inversión y, en adelante, el pozo estaría con un OpEx \sim USD 21 454 menor anualmente.

b) Comparación ESP TD280 vs. REDA DN1750:

CapEx TD280: promedio USD 82 500 (rango USD 75 000 – 90 000)

Ahorro anual OpEx:

- REDA OpEx: USD 66 132
- TD280OpEx: USD 50 560
- Diferencia: USD 15 572/año

Payback:

- CapEx: USD 82 500
- Payback $\approx 82\,500 / 15\,572 \approx 5.30$ años

c) Comparación ODJ W2 vs. ESP TD280.

OpEx Relativos:

- ODJ W2: USD 44 678/año
- TD280: USD 50 560/año
- Ahorro anual de operar ODJ en lugar de TD280: USD 5 882/año

CapEx Relativo:

- ODJ W2: USD 92 500 promedio
- TD280: USD 82 500 promedio
- Diferencia de USD 10 000 a favor de TD280.

d) Tasa de retorno de la diferencia de 10 000 USD a 5 882 USD/año. Es igual a 1.7 años. Tras ese periodo, el ODJ generaría ahorro neto anual de $\sim 5\,882$ USD respecto a TD280.

$$ROI_{\text{anual}}\% = \left(\frac{\text{RetornoAnual}}{\text{CapEx}} \right) * 100$$

ODJ W2 VS REDA DB1750

CapEx ODJ: USD 92,500

Ahorro OpEx anual: USD 21,454

$$ROI_{anual}\% = \left(\frac{21,454}{92,500}\right) * 100 = 23.2\%$$

ESP TD280 VS REDA ND1750

CapEx TD280: USD 82,500

Ahorro OpEx anual: USD 15,572

$$ROI_{anual}\% = \left(\frac{15,572}{82,500}\right) * 100 = 18.9\%$$

ODJ W2 VS ESP TD280

Inversión adicional de ODJ: USD 10,000

Ahorro adicional anual respecto a TD280: USD 5,882

$$ROI_{anual}\% = \left(\frac{5,882}{10,000}\right) * 100 = 58.8\%$$

4.6 Análisis Cualitativo

4.6.1 Fiabilidad y mantenimiento preventivo.

El ODJ W2, al tener más etapas, es más complejo en repuestos: cada etapa extra tiene discos, retenes, sellos que pueden desgastarse si hay partículas de arena. Al operar a bajas velocidades y el bajo gas volumétrico determinado el modelo ODJ W2 alcanzara una mayor vida útil que el modelo TF280 ya que las etapas no sufrirán de cavitación ni vibraciones extremas.

El TD280, con 162 etapas, presenta menor complejidad mecánica, pero su eficiencia baja (33 %) hace que el motor trabaje más caliente, acelerando el envejecimiento del aislamiento y de los retenes, reduciendo la confiabilidad a largo plazo.

En ambos casos, es esencial disponer de un sistema de filtrado de sólidos (filtros en la tubería) para evitar erosión temprana de discos.

4.6.2 Impacto de la presión de succión y rendimiento del Yacimiento.

El ODJ parte de 1 201 psia, lo cual es mucho más cómodo frente a fluctuaciones del yacimiento. Si en algún momento la presión de yacimiento cae (por ejemplo, a 1 100 psia), el ODJ aún podría operar (un margen de seguridad de 100 psia por debajo de su presión mínima nominal).

El TD280, con intake cercano a 2 009 psia, no tiene margen para una caída de presión de yacimiento: si ese valor bajará a 1 900 psia, la bomba puede entrar en cavitación.

Recomendación técnica: El ODJ es más robusto ante fluctuaciones de presión de yacimiento; el ESP TD280 exige un control de yacimiento más estricto (incluso podría requerirse un *gas-lift* auxiliar en caso de bajas presiones).

4.6.3 Mejoras de eficiencia adicionales y riesgos.

ODJ W2: Puede ajustarse la frecuencia a 50 Hz en caso de exceso de producción temporal, con lo cual se reduce la carga (y la potencia) un 16 %, bajando el nivel de estrés en etapas y prolongando la vida. Sin embargo, un segundo motor y controlador eléctrico compatible a 50 Hz haría el sistema un poco más complejo.

TD280: Opera ya cerca del límite de gas, y el gas volume fraction mucho más bajo ($\sim 4.68 \cdot 10^{-3}$ mmscf/d) sugiere que, con ligeras variaciones de producción, la bomba podría funcionar por debajo de su presión en el punto de burbuja. y generar golpes de cavitación transitoria. Esto acelera la fatiga del metal.

Riesgo de corte de arena: Ambas bombas dependen de un Empacador (CPL) entre 8 400 ft y el fondo del pozo. Si hay presencia de arena libre, tanto un mayor número de etapas (ODJ y TD280) puede erosionar discos internamente. Este riesgo se mitiga con la instalación de un filtro de succión (screen shroud) o algún “sand trap” en la tubería.

CAPITULO V: CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

5.1 CONCLUSIONES

Al finalizar el análisis técnico-económico se ha demostrado que el enfoque integral hacia un análisis nodal, selección de equipos y procesos de optimización operativa, es factible a nivel económico el maximizar la producción y reducir los costos de operación asociados al sistema de bombeo electro sumergible. Al identificar el punto óptimo de operación de alrededor de 140 STB/d con una presión nodal cercana al 2400 psia se resalta que el yacimiento y el sistema de bombeo electro sumergible trabajan en consonancia al ser empleado el modelo de bombeo adecuado. Se resalta la importancia del modelo ODJ W2 como posible cambio de sistema de bombeo artificial, así como sus sistemas de control de presión en superficie muestran una buena rentabilidad en el proyecto, se reduce el consumo energético y la intervención de mantenimiento, lo que garantiza al mismo tiempo mantener la integridad de la formación. De esta manera se evidencia una reducción sustancial en el OpEx anual y un incremento potencial de producción cercano al 12 %.

El análisis nodal muestra que en las condiciones de presión estática del reservorio ($\approx 3\ 867$ psia), el punto óptimo de operación se encuentra entre unos 140STB/d con una presión nodal aproximada de 2400 psia ya que a este punto la curva de inflow del yacimiento intercepta con la curva del outflow en los sistemas de superficie con pérdidas mínimas en tuberías. Con esto se valida el análisis nodal como herramienta eficaz para establecer un régimen de producción óptimo en el pozo y que permite el balance entre la fuerza de empuje natural del pozo con sus diversos mecanismos de empuje y del sistema de bombeo electro sumergible. También se confirma un flujo estable y se evitan condiciones de sobrepresión, recirculación excesiva que pueden llegar a dañar de forma prematura los equipamientos.

Debido a la evaluación del impacto de la presión de salida en el separador y del cómo afecta a la producción demostró que una reducción POUT DE 250 a 150 psia llega a elevar el caudal de 200 STB/d A 225 STB/d lo que determina un incremento del 12% de la producción sin modificar el diseño y modelo de la bomba electro sumergible. Con esta mejora operativa se sostiene la presión nodal por encima del límite del colapso de la formación. Determinando que el control dinámico del POUT es una medida de corto plazo para el aumento de la producción sin incurrir en gasto adicional o cambios en los equipos siempre y cuando se mantenga un monitoreo constante de las propiedades del yacimiento.

Se realizó una comparación de los diversos modelos de bombeo electro sumergible REDA DN1750, ODJ W2 y TD280 en el cual se detalla que el mejor sistema de bombeo con una mayor nivel de eficiencia para las condiciones actuales del pozo con una eficiencia del 43% a 140 STB/d y un consumo de 5.34Kw de energía eléctrica lo que generaría un coste aproximado de operación de 44678 dólares anuales , a diferencia del modelo REDA DN1750 que esta sobredimensionado para la tasa de actual de producción que se tiene mientras que el modelos TD280 requiriendo un número menor de etapas que el modelo ODJ W2 tiene una menor eficiencia siendo esta del 33% y un OpEx de unos 50560 dólares anuales lo que confirma que el dimensionamiento de la bomba junto a su eficiencia impactan de gran forma la rentabilidad de los proyectos de producción en el oriente ecuatoriano minimizando el consumo de energía así como las intervenciones por mantenimiento.

El modelo de bomba ODJ W2 diseñado para bajo volumen de crudo presenta ventajas tanto técnicas, económicas y operativas. Con este modelo de bomba la vida útil del pozo se ve incrementada entre 18 a 24 meses en comparación al modelo REDA DN1750 que ofrece una vida útil de 6 a 12 meses, este aumento de la vida útil del pozo contribuyen a tener que realizar menos operaciones de workover en el pozo a su vez reduciendo los riesgos asociados a estas labores al mismo tiempo la configuración de 202 etapas y una carga por de etapa de unos 15 ft por cada una ayuda a prevenir la cavitación y mantener una temperatura reducida lo que asegura mejores estándares de operación y a mayor tiempo.

5.2 RECOMENDACIONES

Se recomienda establecer un programa de continuo monitoreo el cual incluya sensores de presión y caudal en el fondo del pozo, de forma que la operación de la BES y las condiciones de producción se ajusten en tiempo real y de manera simultánea a las variaciones del pozo y así detectar oportunidades de mejora en el esquema de levantamiento artificial, optimizando así la correspondencia entre las condiciones reales y las predicciones teóricas. Este monitoreo se debe completar con softwares de adquisición de datos que permita el análisis de tendencias y comportamientos de los equipos mientras están operativos, disminuyendo así las paradas imprevistas de producción por caídas de presión o cavitación de la bomba.

Es conveniente el generar una planificación de factibilidad para incorporar variadores de velocidad VSD al sistema de bombeo, lo que permitir modificar la frecuencia de la bomba a los cambios de presión y caudal que suceden en el pozo, constituyendo así a una mejora en la eficiencia energética del sistema, así extendiendo la vida útil del sistema de bombeo electro sumergible reduciendo los costos operativos y protegiendo al sistema al mismo tiempo.

Se aconseja realizar varios ensayos de producción en diferentes estándares de caudal, cercanos a 140 STB/d, haciendo variaciones en la presión del separador para constatar las predicciones hechas con el análisis nodal del software y ajustar las pérdidas por fricción en tubería, asegurando así que los datos obtenidos en simulación sean los cercanos posible a datos reales de campo.

Evaluar el impacto que tiene la presión de salida o el POUT en el separador para demostrar que la reducción de presión en el separador puede llegar a incrementar la producción del pozo hasta 225 STB/b lo que destaca el incremento de producción de un 12% sin necesidad alguna de una modificación en el sistema actual de bombeo electro sumergible. Con esta mejora se mantiene las condiciones de operación óptima y se mantiene la vida operativa del pozo.

Es recomendable instalar válvulas de control en la salida del separador que permita el preciso ajuste de presión a su vez instalar controladores de presión en tiempo

real para que estos cambios sean precisos y no generen problemas operativos a futuro, ayudando a mantener los parámetros operativos correctos.

Se recomienda aplicar estas simulaciones en condiciones reales haciendo los cambios de presión en intervalos cerrados para así determinar el efecto de la presión de salida en el separador entre 150 y 250 psia. Con estos cambios se deben evaluar los cambios de presión y caudal producido en condiciones dinámicas del bombeo electrosumergible de esta manera generar ventanas operativas confiables y seguras estableciendo ajustes que aumenten la efectividad no solo de la producción si no de la vida útil de los componentes en el sistema de bombeo.

Se sugiere la elaboración de modelos económicos de flujo de caja que incluya los escenarios de producción costos de mantenimiento para cada uno de los sistemas de levantamiento artificial evaluados con el objetivo de analizar qué tan viable sería el proceso de adquirir de uno de los modelos de bomba y cuál sería el periodo de retorno de la inversión. Este ejercicio permitirá tomar decisiones de inversión basadas en criterios económicos sólidos y comparar no solo el OpEx, sino también el impacto en el CapEx y los beneficios futuros.

Es necesario el realizar un análisis técnico-económico con datos a tiempo real del campo para los diversos prospectos de bomba seleccionados, verificando así su funcionamiento bajo condiciones reales de producción estos procesos deberían de realizarse rutinariamente por lo menos durante seis meses para así conseguir un historial completo del sistema bajo condiciones reales y así también definir los términos de operación a mediano y largo plazo.

Se plantea realizar una prospección con el modelo ESP ODJ W2 en la siguiente parada operativa si se tiene a disposición este modelo de bomba teniendo en cuenta los equipos de superficie y sistemas eléctricos sea compatible con el modelo de bomba seleccionado en este caso en modelo ESP ODJ W2 este cambio de sistema de levantamiento tiene que ir seguido de una correcta capacitación del personal a cargo para reconocer los cambios en los sistemas y como se comportara el pozo con este nuevo equipo todo esto con el fin de prolongar la vida productiva del pozo.

Es recomendable el diseñar un sistema de mantenimiento predictivo o la contratación de uno a una empresa prestadora de servicio que incluya el monitoreo de vibraciones, temperatura, consumo eléctrico del sistema de bombeo, así como análisis periódicos al pozo y sus características. Para así lograr anticipar las fallas y reducir los tiempos de las paradas operativas en campo.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- Agencia Nacional De Hidrocarburos. (2021). *PUTUMAYO BASIN*.
- AIHE. (2020). *El Petroleo en Cifras 2019*.
- Baby, P., Rivadeneira, M., & Barragán, R. (2004). Introducción. *La Cuenca Oriente: Geología y Petróleo*. <https://doi.org/10.4000/BOOKS.IFEA.2971>
- Bozigar, M., Gray, C. L., & Bilsborrow, R. E. (2017). Oil Extraction and Indigenous Livelihoods in the Northern Ecuadorian Amazon. *World Development*, 78, 125–135. <https://doi.org/10.1016/j.worlddev.2015.10.035>
- Diego Cazar Baquero. (2023, November 6). *El desastre del petróleo abandonado todavía afecta a las comunidades de la Amazonía ecuatoriana | Amazon Watch*. <https://amazonwatch.org/es/news/2023/1106-abandoned-oil-mess-still-plagues-communities-in-the-ecuadorian-amazon>
- Douglas Southgate. (2012, February 27). *Desarrollo de la Industria Petrolera en la Amazonía ecuatoriana (Primera Parte) | Juicio Crudo*. <https://www.juiciocrudo.com/articulo/desarrollo-de-la-industria-petrolera-en-la-amazonia-ecuadoriana-primera-parte/4063>
- El Comercio. (2012). *Breve reseña sobre la historia petrolera del Ecuador - El Comercio*. <https://www.elcomercio.com/actualidad/negocios/breve-resena-historia-petrolera-del.html>
- Enrique, D., & Viera, V. (2012). *ESTUDIO PARA OPTIMIZAR EL SISTEMA DE BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE EN LA PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO EN EL ÁREA LIBERTADOR*.
- Facchinelli, F., Pappalardo, S. E., Codato, D., Diantini, A., Fera, G. Della, Crescini, E., & De Marchi, M. (2020). Unburnable and unleakable carbon in Western Amazon: Using VIIRS nightfire data to map gas flaring and policy compliance in the Yasuni biosphere reserve. *Sustainability (Switzerland)*, 12(1), 1–26. <https://doi.org/10.3390/SU12010058>
- FANNY TAMARA ROBLES NAZARENO, & DANNY RENÉ SÁNCHEZ DÍAZ. (2012a). *OPTIMIZACIÓN DEL BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE EN LA*

PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO EN EL ÁREA CUYABENO.

FANNY TAMARA ROBLES NAZARENO, & DANNY RENÉ SÁNCHEZ DÍAZ. (2012b).
*OPTIMIZACIÓN DEL BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE EN LA
PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO EN EL ÁREA CUYABENO.*

Fontaine, Guillaume. (2006). *Petróleo y desarrollo sostenible en Ecuador*. FLACSO,
Sede Académica de Ecuador : PETROECUADOR.

Forney, J., San-Martín, H., Enwere, P., Vega, J., Acuña, P., & Ochoa, J. (2020, April
29). *Shushufindi Field: Ecuador's Giant Revisited*. <https://doi.org/10.3997/2214-4609-pdb.33.paper57>

H. Dale Beggs. (2003). *Production Optimization Using Nodal Analysis 2nd Edition*.
<https://ebookname.com/product/1-2-3-magic-for-teachers-effective->

Higley, D. K. . (2001). *The Putumayo-Oriente-Maranon Province of Columbia,
Ecuador, and Peru, Mesozoic-Cenozoic and Paleozoic petroleum systems* . U.S.
Geological Survey : [For sale by USGS Information Services].

Ing. MAURO GEOVANNY SARANGO SÁNCHEZ, Ms. (2013). *OPTIMIZACIÓN DE
OPERACIÓN DE POZOS CON BOMBEO ELECTRO SUMERGIBLE EN EL
CAMPO SHUSHUFINDI MEDIANTE CURVAS DE LA BOMBA VS CURVA DEL
SISTEMA Y ANÁLISIS NODAL.*

JANINA ELIZABETH PEÑAFIEL SÁNCHEZ. (2008). *OPTIMIZACIÓN DEL BOMBEO
ELECTROSUMERGIBLE EN LA PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO EN EL ÁREA
SHUSHUFINDI.*

Judith Kimerling. (2001). *Ley ambiental en los campos petroleros de la amazonia.*

KATHERINE DAYANA GUAYASAMÍN CAJAMARCA. (2023). *ANÁLISIS
ESTRATIGRÁFICO, PROCEDENCIA Y CARACTERIZACIÓN DE FACIES
CORRESPONDIENTES A LOS DEPÓSITOS SEDIMENTARIOS DE LA
FORMACIÓN SAN MATEO DE LA CUENCA DE MANABÍ ANÁLISIS
PETROGRÁFICO, CARACTERIZACIÓN DE FACIES Y GEODINÁMICA DE LA
FM. SAN MATEO.*

Kimerling, J. (2013). *INDIGENOUS PEOPLES AND THE OIL FRONTIER IN
AMAZONIA: THE CASE OF ECUADOR, CHEVRONTXACO, AND AGUINDA*

- V. *TEXACO**. <http://www.chevron.com/news/press/2005/2005-05-09>.
- Kyle Andrews. (2023). *How Does an Electric Submersible Pump (ESP) Work?* | Kimray. <https://kimray.com/training/how-does-electric-submersible-pump-esp-work>
- Lauren Stewart. (2024). *¿Qué es la investigación descriptiva y cómo se utiliza?* - ATLAS.ti. <https://atlasti.com/es/research-hub/investigacion-descriptiva>
- Mariana González Vega, Jenny España López, & Alexandra Almeida Albuja. (2020). *Impacto-de-los-derrames-de-Petróleo-en-la-Amazonía-Ecuatoriana*.
- Manuel Amunárriz. (2004). *Informe Yana Curi : impacto de la actividad petrolera en la salud de poblaciones rurales de la Amazonía ecuatoriana*. CIGAME : Medicus Mundi Gipuzkoa.
- Mendoza, W. G. (2012). *Apuntes sobre la explotación petrolera en el Ecuador – Inredh*. <https://inredh.org/apuntes-sobre-la-explotacion-petrolera-en-el-ecuador/>
- Meza, D., Gozalbo, E., Whitney, P., Clayton, R., Fonseca, C., Hurtado, J., Henson, R., Chicango, E., Reyes, D., & Leon, R. (2017). The shushufindi revolution: New life and a brighter future for a giant. *Society of Petroleum Engineers - SPE Latin America and Caribbean Mature Fields Symposium 2017*. <https://doi.org/10.2118/184909-MS>
- Mora-Silva, D., Bravo, M. B., Sánchez, M. J., Álvarez-Barba, R., & Mestanza Ramón, C. (2023). The Oil Industry in Ecuador: History, Current Situation and Challenges. *Green World Journal*, 6(3), 97–97. <https://doi.org/10.53313/gwj63097>
- Oilwatch. (2006). *Chevron: the Right Hand of the Empire URGENT INFORMATION ON CHEVRONTEXACO*.
- Petrochenkov, A., Lyakhomskii, A., Romodin, A., Perfil'eva, E., Mishurinskikh, S., Zuev, S., Butorin, I., Kolesnikov, N., Lelekov, A., & Shabunin, A. (2023). Improving the Energy Efficiency of an Electric Submersible Pump Installation Using an Integrated Logistics Support Approach. *Sustainability (Switzerland)*, 15(15). <https://doi.org/10.3390/su151511845>
- Rick von Flatern. (2015). *THE DEFINING SERIES Electrical Submersible Pumps Rick von Flatern Senior Editor*. www.slb.com/defining

- Rivadeneira, M. (2004). *Características geológicas generales de los principales campos petroleros de petroproduccion*.
<https://www.researchgate.net/publication/40438379>
- Rivas Toledo, Alex., & Lara Ponce, Rommel. (2001). *Conservación y petróleo en la Amazonia ecuatoriana : un acercamiento al caso huaorani*. EcoCiencia : Abya-Yala.
- Rueda, P., Quevedo, H., Osma, I., Anaya, J., Gallegos, J., Márquez, L., Correa, R., Villota, D., Alvo, J. J., Tagarot, G., Noya, V., Useche, M., Florez, F., Carrera, J., Castro, R., Salcedo, P., Núñez, O., & Valencia, A. (2023). Smart Production Operations in a Remote Field in Latin America. *Society of Petroleum Engineers - ADIPEC, ADIP 2023*. <https://doi.org/10.2118/216827-MS>
- SLB. (2024a). *Shushufindi adopts subsurface workflows on Delfi for optimized drilling campaign | SLB*. <https://www.slb.com/resource-library/case-study-with-navigation/di/shushufindi-adopts-subsurface-workflows-on-delfi-for-optimized-drilling-campaign>
- SLB. (2024b, January 31). *Shushufindi adopts subsurface workflows on Delfi for optimized drilling campaign | SLB*. <https://www.slb.com/resource-library/case-study-with-navigation/di/shushufindi-adopts-subsurface-workflows-on-delfi-for-optimized-drilling-campaign>
- Solórzano, V., Saltos, / C, Célleri, / M, Castillo, / N, Vera, / O, Solórzano Méndez, V., César, ;, Véliz, S., Mónica, ;, Zúñiga, C., Nancy, ;, Castro, C., Otto, ;, & Palacios, V. (2016). OF THE EXHAUST COST, APPLICATION OF THE HOTELLING MODEL. In *Revista Científica y Tecnológica UPSE: Vol. III*. Dic.
- Steeven, B., Santana, G., Alexander, K., & Bravo, H. (2023). *ANÁLISIS FACTORIAL DEL TIEMPO MEDIO ENTRE FALLAS EN SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL DE POZOS PETROLEROS DEL CAMPO SHUSHUFINDI*".
- Stephan Kueffner. (2025). *Oil revival plan put forth by Ecuador's president falters amid re-election effort*. <https://worldoil.com/news/2025/3/11/oil-revival-plan-put-forth-by-ecuador-s-president-falters-amid-re-election-effort/>
- Vivero, L. y S. (2018). *La Investigación Documental: Características y Algunas Herramientas*.https://repositoriouapa.cuaed.unam.mx/repositorio/moodle/pluginfile.php/1516/mod_resource/content/8/contenido/index.html

ANEXO

Anexo A

Producción mensual del campo 2025

ACTIVO SHUSHUFINDI	1.740.093	1.544.451	1.654.882	1.654.204	6.593.631	7.012.517	-6,0
Atacapi	22.040	12.563	37.623	32.506	104.732	87.587	19,6
Frontera	2.354	614	-		2.969	7.826	-62,1
Tetete - Tapi	38.328	32.359	32.203	31.246	134.136	197.030	-31,9
Araza	3.102	2.804	3.110	3.017	12.032	10.589	13,6
Pacayacu	4.272	3.725	2.815	1.334	12.145	44.797	-72,9
Pichincha	6.416	9.699	13.808	12.271	42.194	61.893	-31,8
Secoya	170.740	152.327	168.128	164.592	655.787	607.474	8,0
Shuara	15.498	14.196	15.706	14.476	59.876	60.762	-1,5
Shushuqui	24.022	21.378	21.000	19.438	85.837	193.592	-55,7

Anexo B

Características del pozo SHS-063

SHUSHUFINDI NORTE					PRODUCCION					
POZO	CAMPO	P.CAS	HORAS	BFPD	BPPD	BAPD	MSCF	BSW	GOR	MODELO DE BOMBA
SHS-063	SHUSHUFINDI NORTE		24	592.00	118.40	473.60	68	80	574	DN-1750

Anexo C

Producción diaria de hidrocarburos

Agencia de Regulación y Control de Hidrocarburos	PRODUCCIÓN ACUMULADA DIARIA NACIONAL DE PETRÓLEO FISCALIZADO											Código: GGPGE.GPSCCC.02.FO.03					
	REPORTE N° REP.DTFTAMH.2024.0841											Versión: 03					
Coordinación/ Dirección/ Unidad:	CNCH / DTAM / MOPRO																
Responsable:	Ing. Saulo Carrasco																
Período:	Octubre 2024											Frecuencia		DIARIA			
Lugar y fecha:	Quito, 15/octubre/24																

1.1 Centros de Fiscalización y Entrega

OPERADORA	1-oct	2-oct	3-oct	4-oct	5-oct	6-oct	7-oct	8-oct	9-oct	10-oct	11-oct	12-oct	13-oct	14-oct	15-oct	16-oct	SUBTOTAL
EP PETROECUADOR - DISTRITO ORIENTE	367.811	353.857	356.230	358.487	341.324	362.121	354.132	348.297	348.117	350.263	340.586	359.790	358.175	348.632			4.947.821
EP PETROECUADOR - BLOQUE 1 ⁽¹⁾	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0			0
SUBTOTAL CIAS. NACIONALES	367.811	353.857	356.230	358.487	341.324	362.121	354.132	348.297	348.117	350.263	340.586	359.790	358.175	348.632	0	0	4.947.821
ANDES PETROLEUM (B62)	22.802	23.038	23.095	23.578	23.172	22.734	23.289	22.928	22.604	22.748	13.061	19.833	22.155	27.943			312.978
CONSORCIO FRONTERA GEOPARK - PERICO (B88)	3.640	3.638	4.070	2.284	3.189	3.620	3.179	3.173	3.180	3.636	3.641	3.172	3.178	2.716			46.295
CONSORCIO GEOPARK FRONTERA - ESPEJO (B92)	589	658	645	650	645	642	647	649	642	623	851	608	610	820			9.278
PCR ECUADOR S.A. (B64 + B65 + B90)	7.726	7.701	7.557	7.689	7.617	8.110	7.375	7.321	7.599	7.730	7.713	7.414	7.774	7.922			107.248
CONSORCIO PEGASO (B45)	229	0	305	0	487	0	587	0	295	141	0	477	0	713			3.234
ENAP SIPETROL (B46 + B47)	28.422	28.382	28.312	28.097	28.005	28.017	27.488	27.762	27.869	27.919	27.875	27.637	26.197	28.847			390.830
GENTE OIL (B83)	2.709	2.701	2.706	2.703	2.732	2.732	2.753	2.763	2.758	2.763	2.766	2.787	2.771	2.779			38.421
GRAN TIERRA ENERGY (B50+B51)	3.822	4.044	3.889	3.659	2.796	1.713	1.510	5.205	2.583	4.785	3.914	3.459	3.876	3.858			49.112
ORION ENERGY OCANOPB S.A. (B52)	1.483	1.488	1.374	1.324	1.412	1.421	1.421	1.375	1.328	1.219	1.287	1.346	1.323	1.276			19.077
ORION ER S.A. (B54)	3.320	3.215	3.245	3.415	3.265	3.227	3.296	3.082	3.467	3.205	3.296	3.317	3.332	3.327			46.008
PACIFPETROL (B2)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0			0
PETROBELL (B66)	3.169	3.196	3.250	3.348	3.317	3.273	3.285	3.261	3.282	3.255	3.258	3.238	3.218	2.769			45.115
PETROORIENTAL (B14+B17)	10.371	10.045	10.076	10.144	10.146	10.175	9.909	10.606	10.146	10.237	10.033	10.015	9.309	10.065			141.277
PLUSPETROL (B10)	3.641	8.005	8.005	1.893	13.500	7.312	2.816	9.658	8.561	5.525	2.456	8.892	8.387	8.650			97.300
SUBTOTAL CIAS. PRIVADAS	91.924	96.109	96.527	88.783	100.263	92.976	87.553	97.783	94.313	93.786	80.148	92.195	92.130	101.685	0	0	1.306.174

Anexo D

Producción diaria producción privada y publica

1. PRODUCCIÓN DIARIA Y CUMPLIMIENTO DE ESTIMADOS							
SUJETO DE CONTROL		PRODUCCIÓN (bppd)			ESTIMADOS DE PRODUCCIÓN		
		10/6/2025	11/6/2025	Incremento o Pérdida de Producción (bppd)	*Estimados de Producción Junio 2025	Cumplimiento con respecto a la producción del día de operación (%)	
		PRODUCCIÓN ANTERIOR (bppd)	PRODUCCIÓN DÍA DE OPERACIÓN (bppd)				
PÚBLICA	EP PETROECUADOR	375.182,83	375.175,14	-7,69	399.040,14	94,02	
PRIVADA	ANDES PETROLEUM ECUADOR LTD	23.507,89	23.567,04	59,15	21.572,31	109,25	
	CONSORCIO FRONTERA GEOPARK BLOQUE PERICO	1.985,53	1.908,27	-77,26	4.388,48	43,48	
	CONSORCIO GEOPARK - FRONTERA BLOQUE ESPEJO	453,42	451,10	-2,32	44	1.028,20	
	CONSORCIO PEGASO (CAMPO PUMA ORIENTE S.A.)	500,88	501,06	0,18	0,00	0,00	
	ENAP SIPETROL S.A. - ENAP SIPEC	29.267,62	29.319,70	52,08	23.746	123,47	
	GENTE OIL ECUADOR PTE.LTD	2.124,56	2.121,45	-3,11	7.104,32	29,86	
	GRAN TIERRA ENERGY COLOMBIA LLC	4.575,10	3.922,70	-652,40	8.138,74	48,20	
	ORION ENERGY OGANOPB S.A.	1.436,69	1.440,16	3,47	1.528,25	94,24	
	ORIONOIL ER S.A	2.935,92	2.875,12	-60,80	2.375,60	121,03	
	PCR-ECUADOR S.A.	9.830,64	9.814,54	-16,10	7.998,95	122,70	
	PETROBELL S.A.	3.000,01	3.003,77	3,76	2.995,71	100,27	
	PETROLEOS DEL PACIFICO S.A. PACIFPETROL	859,53	859,43	-0,10	896,43	95,87	
	PETROORIENTAL S.A.	9.202,82	9.214,19	11,37	6.244,66	147,55	
	PLUSPETROL ECUADOR B.V	7.542,44	7.535,10	-7,34	6.641,40	113,46	
	Subtotal Cías. Privadas	97.223,05	96.533,63	-689,42	93.674,52	103,08	
	Total Nacional	472.405,88	471.708,77	-697,11	492.714,66	95,74	
	* EN EL ESTIMADO DE PRODUCCIÓN PARA JUNIO DE 2025 EN EP PETROECUADOR SE CONSIDERA 9.341 BBLs DE REACTIVACIÓN DE POZOS Y 23.981 BBLs DE LOS PROSPECTOS EXPLORATORIOS. EN EP PETROECUADOR YA NO ESTÁ CONSIDERADO LOS ESTIMADOS DEL BLOQUE 43. SE CONSIDERA LOS 1.217 BLS DEL BLOQUE 91 DE PCR ECUADOR (BLOQUE SIN PRODUCCIÓN ABANDONADO)						

2. PRODUCCIÓN EMPRESA PUBLICA POR BLOQUE (bppd)		
BLOQUE	10/6/2025	11/6/2025
BLOQUE 1 (PACOA)	27,68	27,70
BLOQUE 12 (EDEN YUTURI)	30.129,00	29.942,93
BLOQUE 15 (INDILLARA)	14.042,10	14.002,69
BLOQUE 16 (IRO)	10.598,86	10.614,19
BLOQUE 18 (PALO AZUL)	2.912,06	3.017,10
BLOQUE 21 (YURALPA)	6.532,12	6.532,44
BLOQUE 21	3.934,65	3.762,58
BLOQUE 43 (ITT)	43.787,62	43.796,43
BLOQUE 44 (PUCUNA)	9.365,79	9.567,77
BLOQUE 48 (BERMEJO)	1.150,80	1.150,88
BLOQUE 55 (ARMADILLO)	895,59	895,59
BLOQUE 56 (LAGO AGRICO)	3.481,74	3.482,20
BLOQUE 57 (SHUSHUPNDI LIBERTADOR)	69.905,58	69.950,91
BLOQUE 58 (CUYABEND-TIPINCA)	14.013,37	14.102,93
BLOQUE 59 (VINITA)	4.761,24	4.711,94
BLOQUE 99 (SACHA)	75.733,90	75.603,85
BLOQUE 91 (AUCA)	70.988,53	71.105,29
BLOQUE 97 (TINACUNO)	356,21	341,33
BLOQUE 7 (CDOCA PAYAMBO)	12.566,00	12.566,69
TOTAL	375.182,83	375.175,14