



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

TEMA:

**EVALUACIÓN DE LA EFICIENCIA DE LA TECNOLOGÍA POWER
SAVE EN LOS POZOS PUCUNA D-030, PUCUNA D-030A Y PUCUNA
D-030B DEL CAMPO PUCUNA.**

TRABAJO DE INTEGRACIÓN CURRICULAR

AUTORES:

ANGHELA ZORAYA CARTUCHE QUEZADA

ANTHONY ELIAS REYES ROSALES

TUTOR:

ING. ISRAEL ISIDRO YAGUAL PITA, MSc.

LA LIBERTAD, ECUADOR

2026

UNIVERSIDAD ESTATAL PENÍNSULA DE SANTA ELENA

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

TEMA:

**EVALUACIÓN DE LA EFICIENCIA DE LA TECNOLOGÍA
POWER SAVE EN LOS POZOS PUCUNA D-030, PUCUNA
D-030A Y PUCUNA D-030B DEL CAMPO PUCUNA**

TRABAJO DE INTEGRACIÓN CURRICULAR

AUTORES:

ANGHELA ZORAYA CARTUCHE QUEZADA

ANTHONY ELIAS REYES ROSALES

TUTOR:

ING. ISRAEL ISIDRO YAGUAL PITA, MSc.

LA LIBERTAD – ECUADOR

2026

UPSE

TRIBUNAL DE SUSTENTACIÓN

ING. MARLELIS GUTIÉRREZ
HINOSTROZA, PhD.
DIRECTOR DE CARRERA

ING. ISRAEL ISIDRO YAGUAL PITA,
MSc.
DOCENTE TUTOR

ING. XAVIER ERNESTO VARGAS
GUTIÉRREZ, MSc.
DOCENTE ESPECIALISTA

ING. CARLOS ALFREDO MALAVÉ
CARREARA, MSc.
DOCENTE UIC)

ING. DAVID VEGA GONZÁLEZ
SECRETARIO DEL TRIBUNAL

DEDICATORIA

Dedico este trabajo, que representa tanto esfuerzo y amanecidas para mí, en primer lugar, a Dios por darme la vida, la salud y la fuerza para no rendirme durante esta etapa.

A mis papás, Holger y Gloria por todo lo que soy y este título que por fin alcanzo es gracias a ustedes gracias por su amor, por sus consejos de siempre y por todo lo que trabajaron para sacarme adelante.

A mi esposo, Manuel Saavedra, por su apoyo incondicional y por tenerme tanta paciencia, gracias por darme ánimos en los momentos pesados y no dejarme caer, este logro también es tuyo.

A mi hermana Silvia y mi sobrina Ailany, porque son mi mayor inspiración y ese motorcito que me empuja a querer seguir preparándome y ser mejor cada día.

Y con todo mi corazón a mis queridos abuelitos: Delia, Clemente, Manuel y Leonor, gracias a Dios por permitirme tenerlos conmigo para celebrar esto juntos: sus abrazos, su cariño y sus bendiciones de todos los días son mi mayor alegría.

Agradezco de manera especial a mis amigos Jack Tomalá, Ismael González, Guillermo Tumbaco, Lorena Conforme, Christian Merchán, Joao Bedoya, Danilo Yandún y Bryan Elizalde, por su cariño, compañía y apoyo durante esta etapa universitaria; al encontrarme lejos de mi hogar y de mi familia, hicieron que este camino fuera más llevadero y que nunca me sintiera sola. Gracias por cada momento compartido y por formar parte importante de este logro.

Anghela Zoraya Cartuche Quezada

DEDICATORIA

La presente tesis está dedicada, en primer lugar, a Dios, por brindarme la sabiduría, la fortaleza y la perseverancia necesarias para culminar con éxito esta importante etapa de mi vida profesional.

A mi querido abuelito, Segundo Antonio; por ser una de las mayores motivaciones para luchar por mis sueños; este logro también te pertenece.

A mis padres, Jimmy y Carmen, por ser el pilar fundamental de mi vida, gracias por su amor incondicional, su apoyo, sus consejos y por acompañarme siempre en este camino.

A ti, Eimy Adriana, por tu amor, comprensión y apoyo incondicional, gracias por motivarme a seguir adelante y por creer siempre en mí.

A mis hermanos, Jimmy, Ángel, Christian, Joel y Diego; a mis tías, Gioconda, Jenny, Aracely y Fátima; y a mis amigos Ismael, Christian, Ormeño, Jack, Jostin, Lorena y Guillermo, por su cariño, compañía y apoyo durante esta etapa.

Finalmente, dedico este trabajo a todas las personas que, de una u otra manera, estuvieron presentes en este proceso, brindándome su apoyo, confianza y palabras de aliento para alcanzar esta meta.

Anthony Elías Reyes Rosales

CERTIFICADO DE ANTIPLAGIO

En calidad de tutor del trabajo de investigación para titulación del tema: EVALUACIÓN DE LA EFICIENCIA DE LA TECNOLOGÍA POWER SAVE EN LOS POZOS PUCUNA D-030, PUCUNA D-030A Y PUCUNA D-030B DEL CAMPO PUCUNA, elaborado por los estudiantes: ANGHELA ZORAYA CARTUCHE QUEZADA y ANTHONY ELIAS REYES ROSALES, egresados de la Carrera de Ingeniería en 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 9% de la valoración permitida.

 Certificado de análisis
Compilatio Studium

ANGHELA CARTUCHE & ANTHONY REYES TESIS
ID : 134143235a579a5fb4dd9f57fdaaa0df93f01aa3

 9%
Textos sospechosos

Nombre del fichero : ANGHELA CARTUCHE & ANTHONY REYES TESIS.txt	Depositante : Israel Isidro Yagual Pita
Tamaño del archivo original : 128,61 KB	Fecha de depósito : 24 de julio de 2026
Número de palabras : 5719	Tipo de carga : interface
	fecha de fin de análisis : 24 de julio de 2026



Calidad documentada de Excelencia
ING. ISRAEL ISIDRO YAGUAL PITA

ING. ISRAEL ISIDRO YAGUAL PITA, MSc.

C.I. N° 0927362988

DECLARACIÓN DE AUTORÍA

Nosotros, ANGHELA ZORAYA CARTUCHE QUEZADA y ANTHONY ELIAS REYES ROSALES, declaramos bajo juramento que el presente trabajo de titulación denominado **“EVALUACIÓN DE LA EFICIENCIA DE LA TECNOLOGÍA POWER SAVE EN LOS POZOS PUCUNA D-030, PUCUNA D-030A Y PUCUNA D-030B DEL CAMPO PUCUNA”**, 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,

Anghela Zoraya Cartuche Quezada

Autor de Tesis

C.I. 1105433187

Anthony Elías Reyes Rosales

Autor de Tesis

C.I. 0928126689

CERTIFICACIÓN DEL TUTOR

ING. ISRAEL ISIDRO YAGUAL PITA, MSc.

TUTOR DE PROYECTO DE INVESTIGACIÓN

Universidad Estatal Península de Santa Elena

En mi calidad de Tutor del presente trabajo: ANGHELA ZORAYA CARTUCHE QUEZADA y ANTHONY ELIAS REYES ROSALES, previo a la obtención del Título de Ingeniero en Petróleos, elaborado por la Srta. ANGHELA ZORAYA CARTUCHE QUEZADA y el Sr. ANTHONY ELIAS REYES ROSALES, egresados de la Carrera de Ingeniería en Petróleos, de la 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.

FIRMA DEL TUTOR



ING. ISRAEL ISIDRO YAGUAL PITA, MSc.

TUTOR

CERTIFICADO DE GRAMATOLOGÍA

CERTIFICADO DE REVISIÓN LINGÜÍSTICA Y ESTILÍSTICA

La Libertad, 21 de agosto de 2026

Yo, **Elsa Esmeralda Del Pezo Reyes**, Máster en Escritura Creativa en español, con cédula de ciudadanía N.º 0910001007, **CERTIFICO** haber revisado exhaustivamente la redacción, sintaxis, ortografía y estilo del trabajo de integración curricular titulado:

“EVALUACIÓN DE LA EFICIENCIA DE LA TECNOLOGÍA POWER SAVE EN LOS POZOS PUCUNA D-030, PUCUNA D-030A Y PUCUNA D-030B DEL CAMPO PUCUNA” elaborado por **Anghela Zoraya Cartuche Quezada** y **Anthony Elias Reyes Rosales**, como requisito previo a la obtención del título de **Ingenieros en Petróleos** en la Facultad de Ciencias de la Ingeniería de la Universidad Estatal Península de Santa Elena.

El mencionado trabajo cumple satisfactoriamente con las normas gramaticales, ortográficas y de estilo del idioma español vigentes.

Para los fines académicos pertinentes, se otorga la presente certificación en la ciudad de La Libertad, a los veintiún días del mes de agosto de dos mil veintiséis.

Atentamente,



Elsa Esmeralda Del Pezo Reyes
MÁSTER EN ESCRITURA CREATIVA EN ESPAÑOL
C.I.: 0910001007
Teléfono: 0963908010
Registro SENESCYT: 7241181623

AGRADECIMIENTOS

Agradecemos a Dios por la sabiduría y fortaleza necesaria que nos brindó para poder culminar con éxito esta importante etapa de nuestras vidas profesionales.

A nuestros padres, quienes siempre estuvieron para nosotros siendo nuestros pilares fundamentales y apoyándonos incondicionalmente por el sacrificio y cada palabra de aliento que nos motivó a no rendirnos en ningún momento. De igual manera, a nuestros familiares por creer en nosotros, darnos ánimos constantes y respaldarnos a lo largo de este camino; y a nuestros amigos, quienes nos acompañaron en todo este proceso universitario.

A la Universidad Estatal Península de Santa Elena, nuestra alma mater, por abrirnos sus puertas y brindarnos las herramientas académicas necesarias para nuestra formación.

Un agradecimiento sincero y de corazón a nuestros docentes de la carrera, en especial al Ing. Sadi Iturralde Kure, quien a lo largo de este proceso académico nos brindó su enseñanza para el fortalecimiento académico; y al tutor de tesis, Ing. Israel Pita Yagual, y al Ing. Carlos Malave Carrera por la paciencia, por su valiosa guía, por el tiempo que nos brindaron en cada corrección durante el desarrollo del proyecto de titulación y por su apoyo incondicional.

Anghela Zoraya Cartuche Quezada

Anthony Elías Reyes Rosales

CONTENIDO

DEDICATORIA.....	iii
CERTIFICADO DE ANTIPLAGIO	v
DECLARACIÓN DE AUTORÍA	vi
CERTIFICACIÓN DEL TUTOR	vii
AGRADECIMIENTOS	ix
CONTENIDO	x
LISTA DE GRÁFICOS	xv
LISTA DE TABLAS.....	xvii
Abreviaturas utilizadas	xix
RESUMEN	xx
ABSTRACT.....	xxi
CAPÍTULO I: INTRODUCCIÓN	1
1.1 PROBLEMA DE INVESTIGACIÓN	1
1.2 ANTEDECENTES	3
1.3 HIPÓTESIS	4
1.4 OBJETIVOS	4
1.4.1 Objetivo General.....	4
1.4.2 Objetivos Específicos	4
1.5 ALCANCE	5
1.6 VARIABLES.....	6

1.6.1	Variables Independientes:	6
1.6.2	Variables Dependientes:	6
CAPITULO II: MARCO TEÓRICO		7
2.1.	Ubicación geográfica del campo petrolero Pucuna	7
2.1.1.	Coordenadas Geográficas	7
2.1.2.	Límites Geográficos del Campo:	7
2.2.	Mecanismo de producción en el Campo Pucuna y estado actual de los pozos	9
2.2.1.	Características de los pozos Pucuna D-030, Pucuna D-030A y Pucuna D-030B del campo Pucuna.	11
2.2.2.	Generación eléctrica del campo.....	13
2.3.	Bombeo electro sumergibles (BES)	17
2.3.1.	Innovaciones y ahorro de energía en la producción de petróleo mediante el sistema de bombeo electro sumergible	18
2.3.2.	Causas para implementar el sistema de bombeo electro sumergible con tecnología Power Save	19
2.3.3.	Sistema de bombeo electro sumergible tradicional utilizado	21
2.3.4.	Equipos que están en la superficie	22
2.4.	Avance Tecnológico	23
2.5.	Tecnología Power Save en el área petrolera.....	23
2.5.1.	Características de la Tecnología Power Save	25
2.5.2.	La Tecnología Power Save y su aplicación en el Campo Petrolero Pucuna	26
2.5.3.	Beneficios Técnicos y Económicos en Campo	27

2.5.4.	Comparación entre motores IM vs. PMM.....	30
2.5.5.	Generación de par mecánico	31
2.5.6.	Tamaño y peso del motor	31
2.5.7.	Potencia y densidad de potencia	32
2.6.	Curvas de declinación	34
2.6.1.	Declinación exponencial	34
2.6.2.	Declinación Hiperbólica.....	35
2.6.3.	Declinación Armónica	35
2.7.	Criterios de análisis económicos.....	36
2.7.1.	Valor Actual Neto (VAN)	36
2.7.2.	Tasa interna de retorno (TIR).....	37
2.7.3.	Relación beneficio/costo	37
CAPITULO III: METODOLOGÍA.....		38
3.1.	Tipo de estudio	38
3.2.	Métodos	38
3.2.1.	Método Descriptivo	38
3.2.2.	Método analítico:	38
3.2.3.	Método comparativo:	39
3.2.4.	Análisis nodal:.....	40
3.3.	Recopilación de datos	40
3.3.	Población y Muestra	41
3.3.1.	Población.....	41

3.3.2. Muestra	41
3.4. Análisis de la información.....	41
3.4.1. Cálculo de consumo de Potencia Activa (P_{act}):	42
3.4.2. Eficiencia electromecánica (η):	42
3.4.3. Análisis de Impacto Económico	42
CAPITULO IV: ANÁLISIS Y DISCUSIÓN DE RESULTADOS.....	45
4.1. Antecedentes.....	45
4.2. Características e historial de producción de los pozos seleccionados: Pucuna D-030, Pucuna D-030A y Pucuna D-030B,	46
4.3. Establecer ahorro de energía eléctrica y variación en el rendimiento del sistema de levantamiento artificial tras la activación de la tecnología Power Saves	49
4.3.1. Pozo Pucuna D-030	49
4.3.2. Análisis nodal del pozo Pucuna D-030.....	53
4.3.3. Pozo Pucuna D-030A.....	56
4.3.4. Análisis nodal del pozo Pucuna D-030A.....	60
4.3.5. Pozo Pucuna D-030B.....	62
4.3.6. Análisis Nodal del Pozo Pucuna D-030B	67
4.4. Análisis de la viabilidad económica de la implementación de la tecnología Power Save en los pozos seleccionados mediante el uso de indicadores económicos.	
70	
4.4.1. Términos generales.....	71
4.4.2. Valor actual neto (VAN)	72
4.4.3. Tasa interna de retorno (TIR).....	73

4.4.4.	Relación Costo / Beneficio (C/B)	73
4.4.5.	Tiempo de recuperación de la inversión	74
4.4.6.	Inversión estimada de la implementación de los equipos BES con tecnología Power Save	74
4.4.7.	Escenarios propuestos para el análisis económico	76
CAPITULO V: CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES		78
5.1	CONCLUSIONES	78
5.2	RECOMENDACIONES.....	80
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....		81
ANEXOS.....		88
Solicitud de permiso para la documentación.....		88

LISTA DE GRÁFICOS

Gráfico 1. Mapa Geográfico del Campo petrolero Pucuna	8
Gráfico 2. Estado actual de los pozos del Campo Pucuna.....	10
Gráfico 3. Histórico de producción del campo Pucuna	11
Gráfico 4. Sistema eléctrico interconectado petrolero del Activo Palo Azul	14
Gráfico 5. Generación eléctrica del campo Pucuna.....	16
Gráfico 6. Esquema tradicional de un sistema BES	21
Gráfico 7. Equipos que están en la superficie de un sistema BES	22
Gráfico 8. Rotor y estator del motor IM y PMM.....	31
Gráfico 9. Comparación de tamaño entre diferentes motores	32
Gráfico 10. Pérdidas de potencia en motores IM y PMM.....	33
Gráfico 11. <i>Comparación de densidad de potencia entre diferentes tecnologías</i>	34
Gráfico 12. Comparación de curvas de declinación de producción	36
Gráfico 13. Diagrama de flujo.....	43
Gráfico 14. Producción del Pozo Pucuna D-030	51
Gráfico 15. Historial de producción del pozo Pucuna D-030.....	52
Gráfico 16. Análisis de la bomba NHV (790-1000) H, pozo Pucuna D-030	53
Gráfico 17. Curva Inflow y Outflow del Pucuna D-030	53
Gráfico 18. Análisis del sistema pozo con BES a diferentes etapas del Pozo Pucuna D-030	54
Gráfico 19. Consumo de energía eléctrica de las bombas del Pozo Pucuna D-030	55

Gráfico 20 Producción del Campo Pucuna D-030A	57
Gráfico 21 Historial de producción del pozo Pucuna D-030A.....	59
Gráfico 22 Análisis de la bomba NHV (790-1000) H, Pozo Pucuna D-030A.....	60
Gráfico 23 Curva Inflow y Outflown del pozo Pucuna D-030A.....	60
Gráfico 24 Análisis del sistema pozo con BES a diferentes etapas del Pozo Pucuna D-030A	61
Gráfico 25 Consumo de energía eléctrica de las bombas del pozo Pucuna D-030A	62
Gráfico 26 Producción del pozo Pucuna D-030B	64
Gráfico 27 Historial de producción del pozo Pucuna D-030B.....	66
Gráfico 28 Análisis de la bomba NFV (130 - 250) H en el pozo Pucuna D-030B	67
Gráfico 29 Curva Inflow y Outflown del pozo Pucuna D-030B.....	67
Gráfico 30 Análisis del sistema pozo con BES a diferentes etapas pozo Pucuna D-030B	68
Gráfico 31 Consumo de energía eléctrica de las bombas del pozo Pucuna D-030B.....	69

LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Estado actual de los pozos del Campo Pucuna.....	9
Tabla 2. Características de los pozos Pucuna D-030, Pucuna D-030A y Pucuna D-030B	12
Tabla 3. Equipos de generación eléctrica en la estación ZPF	15
Tabla 4. Innovaciones en los sistemas de Bombeo Electro sumergible (BES)	18
Tabla 5 Causas para implementar el sistema electro sumergible con tecnología Power Save	19
Tabla 6 Tecnología Power Save en el área petrolera.....	24
Tabla 7. Características de la Tecnología Power Save	25
Tabla 8. La Tecnología Power Save y su aplicación en el Campo Petrolero Pucuna	26
Tabla 9. Parámetros del Sistema BES Convencional vs. Sistema Power Save (PMM).	29
Tabla 10. Beneficios Técnicos y Económicos en Campo	29
Tabla 11. Comparación entre motores IM vs. PMM.....	30
Tabla 12. Análisis Comparativo de rendimiento	39
Tabla 13. Ventajas claves en la implementación de la tecnología	40
Tabla 14 Matriz Comparativa de Pozos Petroleros de la Amazonía Ecuatoriana	46
Tabla 15 Matriz Comparativa de Pozos Petroleros de la Amazonía Ecuatoriana	47
Tabla 16 Matriz Comparativa de Pozos Petroleros de la Amazonía Ecuatoriana	48
Tabla 17 Datos del pozo Pucuna D-030	49
Tabla 18 Parámetros de operación de la bomba NHV (790-1000) H, del pozo Pucuna D- 030	50

Tabla 19 Producción del Pozo Pucuna D-030	50
Tabla 20 Historial de producción del pozo Pucuna D-030.....	51
Tabla 21 Datos Pozo Pucuna D-030A.....	56
Tabla 22 Parámetros de operación de la bomba NHV (790-1000) H, del pozo Pucuna D-030A	56
Tabla 23 Producción del pozo Pucuna D-030A	57
<i>Tabla 24 Historial de producción del Pozo Pucuna D-030A.....</i>	<i>58</i>
Tabla 25 Datos Pozo Pucuna D-030B	63
Tabla 26 Parámetros de operación de la Bomba BES NFV (130 – 250)	63
Tabla 27 Producción del pozo Pucuna D-030B	64
Tabla 28 Historial de producción del pozo Pucuna D-030B	65
Tabla 29 Costos por cambio de bomba y accesorios en los pozos del campo Pucuna D-030, Pucuna D-030A y Pucuna D-030B,.....	75
Tabla 30 Análisis económico del pozo petrolero Pucuna D-030	76
Tabla 31 Análisis económico del pozo petrolero Pucuna D-030A	77

Abreviaturas utilizadas

- **PMM** = Motores de Imanes Permanentes (por sus siglas en inglés, Permanent Magnet Motors).
- **IM** = Integridad Mecánica (o Mechanical Integrity en inglés)
- **OFM** = Oilfield Manager (Administrador de Campos Petroleros).

**TEMA: EVALUACIÓN DE LA EFICIENCIA DE LA TECNOLOGÍA POWER
SAVE EN LOS POZOS PUCUNA D-030, PUCUNA D-030A Y PUCUNA D-030B
DEL CAMPO PUCUNA**

Autores: Cartuche Quezada Anghela Zoraya

Reyes Rosales Anthony Elias

Tutor: Ing. Yagual Pita Israel Isidro, MSc.

RESUMEN

El presente trabajo tiene como objetivo evaluar la eficiencia de la tecnología Power Save aplicada en los pozos Pucuna D-030, Pucuna D-030A y Pucuna D-030B del bloque 44, considerando el comportamiento energético de los sistemas BES. Se busca optimizar el consumo de energía durante la implementación de bombas electro-sumergibles y determinar si esta tecnología mejora la eficiencia del sistema de producción. Se realizó un análisis nodal para cada pozo seleccionado, que permitió caracterizar el estado actual mediante las curvas de oferta de energía del yacimiento y las curvas de capacidad de descarga. Se evaluaron las condiciones operativas de las BES equipadas con tecnología Power Save. Para ello se efectuó un estudio comparativo de producción de crudo y consumo energético entre las bombas instaladas y las alternativas con Power Save, empleando los historiales operativos de producción y consumo eléctrico de cada pozo. Los resultados muestran que la implementación de bombas con tecnología Power Save mejoró la producción en los pozos Pucuna D-030 y Pucuna D-030B; sin embargo, el consumo energético observado con dicha tecnología fue superior al registrado con la tecnología previa en esos dos pozos. En contraste, en el pozo Pucuna D-030A, equipado con el sistema Novomet NHV (790–1000) H, se registró una reducción del consumo eléctrico promedio del 81,18% en comparación con la bomba P23. El análisis de rentabilidad indica que, en términos de producción y consumo eléctrico, la implementación resulta favorable únicamente para el pozo Pucuna D-030A, debido a los resultados significativamente mejores; no obstante, no se justificó económicamente para los pozos seleccionados bajo las condiciones evaluadas. Se recomienda realizar un análisis detallado adicional para identificar la configuración óptima de las BES que maximice la producción de crudo y el ahorro energético, considerando variables operativas y características específicas de la bomba y los parámetros económicos.

Palabras clave: Evaluación, Eficiencia, Industria petrolera, tecnología, Power Save, Pucuna

EVALUATION OF THE EFFICIENCY OF POWER SAVE TECHNOLOGY IN THE
PUCUNA D-030, PUCUNA D-030A AND PUCUNA D-030B WELLS OF THE
PUCUNA FIELD.

Autores: Cartuche Quezada Anghela Zoraya

Reyes Rosales Anthony Elias

Tutor: Ing. Yagual Pita Israel Isidro, MSc.

ABSTRACT

The objective of this work is to evaluate the efficiency of the Power Save technology applied in the Pucuna D-030, Pucuna D-030A, and Pucuna D-030B wells of block 44, Pucuna field, considering the energy behavior of the electric submersible pumping systems, to optimize energy savings in the implementation of electric submersible pumps, in order to know if these pumps allow for optimizing the efficiency of the production system. A nodal analysis was applied to each of the selected wells, revealing current behavior through reservoir energy supply curves and discharge capacity. The operating conditions of the electric submersible pumps (ESPs) with Power Save technology were then analyzed, conducting a comparative study of crude oil production and energy consumption with the ESPs installed in each well, using production and energy consumption histories for each well. The results showed improved production through the implementation of ESPs with Power Save technology in the Pucuna D-030 and Pucuna D-030B wells, where energy consumption was higher than with the previous technology. Only in the Pucuna D-030A well, with the Novomet NHV (790-1000) H system, was the average electrical power consumption reduced by 81.18% compared to the P23 pump. The project is profitable in terms of both production and electricity consumption only at the Pucuna S-030A well, due to its excellent performance; this is not the case for the Pucuna D-030 and Pucuna D-030B wells. A more detailed analysis is recommended to determine which type of electric submersible pump is most efficient in crude oil production and energy savings.

KEYWORDS: Evaluation, Efficiency, Oil industry, Technology, Power Save, Pucuna

CAPÍTULO I: INTRODUCCIÓN

1.1 PROBLEMA DE INVESTIGACIÓN

Investigaciones realizadas en México por Jaramillo (2025) expresa que: Gigantes Internacionales como: Woodside Energy, Chevron, ExxonMobil y BP (British Petroleum). Empresas Mexicanas y Mixtas: Compañías nacionales que operan campos terrestres y marinos, se han asociado con Pemex, para optimizar la producción petrolera y hacer más eficiente la exploración, explotación y extracción de los recursos petroleros existentes.

La implementación de modelos SVM, Power Save, BES, y técnicas de clustering para la clasificación de capas de sedimentos, rocas, ha logrado mejorar el 20% en la precisión de los estudios geológicos, que se traduce en un ahorro de \$1.6 millones por proyecto exploratorio, considerando que el costo promedio de un estudio geológico y sísmico es de \$8 millones (Giannoni, 2024).

La producción de hidrocarburos a escala global enfrenta el desafío permanente de sostener la rentabilidad económica en un entorno operativamente exigente. En el contexto ecuatoriano, la mayor parte de los campos ubicados en el Oriente Amazónico, emplea sistemas de levantamiento artificial mediante Bombeo Electro sumergible (BES), debido a que sus características operativas permiten una extracción eficiente tanto en crudos livianos como pesados (Morán, 2021).

Así mismo, en Ecuador, la implementación de bombas de cavidades progresivas accionadas eléctricamente con tecnología de imán permanente, surge como una tecnología innovadora. De acuerdo con Ramírez (2025), éste realizó un trabajo cuyo objetivo fue, evaluar la factibilidad técnica y económica de implementar la nueva tecnología de levantamiento artificial en una isla de producción del campo “X” de la Cuenca Oriental ecuatoriano. La metodología de estudio incluyó un análisis comparativo de la nueva tecnología de levantamiento artificial frente al sistema de levantamiento actual, donde se evaluaron 4 pozos candidatos.

Los resultados evidenciaron que, con la adopción de la tecnología de levantamiento artificial se reducirá entre el 50% y 80% de consumo energético, generando un ahorro promedio entre 60 USD y 300 USD por día, así como reducción de emisiones de CO₂ entre 0.6 y 0.9 toneladas diarias por pozo. Se concluye que la implementación de la nueva tecnología de levantamiento artificial representa un avance significativo, ofreciendo beneficios en términos de reducción de costos, eficiencia energética y sostenibilidad ambiental (Elías, 2024).

Otro estudio realizado en Ecuador por Rosado (2025), quien expresa que, se abaliza se analiza la comparación de las herramientas Power Drive Archer y motor de fondo, mediante el estudio de pozo A y el pozo B pertenecientes a dos campos diferentes, cada uno con su respectivo análisis de pozos. Las herramientas en estudio se representan como tecnologías innovadas para las perforaciones direccionales sean más precisas y óptimas, son utilizadas en la industria petrolera por su capacidad para dar control direccional permitiendo optimizar el estudio del pozo.

Los análisis comparativos que se desarrollaron en la investigación son en base al rendimiento y eficiencia del uso de las herramientas en los pozos en estudios, comparando el tiempo, inclinación y la tasa de penetración (ROP) de cada pozo y así evaluar cuál de las dos obtuvo un mejor rendimiento operativo. El Power Drive Archer combina el control direccional ajustando el empuje y dirección de broca, esta combinación permite perforar en cualquier dirección y con gran precisión desde el inicio del pozo, gracias a esto se logra optimizar el tiempo durante la perforación (Mendoza, 2023).

En este contexto, el Campo Pucuna, localizado en esta misma región, constituye un yacimiento maduro en operación continua, donde la optimización de la producción y la reducción de los costos operativos, particularmente los asociados al consumo energético representan factores críticos para la sostenibilidad del proceso extractivo. Esto se debe a que el sistema BES demanda una potencia eléctrica considerable, y aunque su desempeño es adecuado, los sistemas convencionales pueden presentar limitaciones relacionadas con el consumo específico de energía (kWh/barril) y variaciones operativas derivadas de los cambios en las condiciones del yacimiento (Mendoza C. , 2024).

En respuesta a estas limitaciones, surge la tecnología Power Save, basada en motores de imanes permanentes de alta eficiencia y diseños de menor diámetro, lo cual constituye una alternativa técnica capaz de disminuir de manera significativa el consumo eléctrico sin comprometer la producción, e incluso favoreciendo el desempeño energético del sistema. No obstante, la determinación de su viabilidad técnico-económica no puede generalizarse a todos los entornos operativos (Solis, 2022).

En el caso del Campo Pucuna, se evidencian aspectos como la geometría del yacimiento, las propiedades del crudo, la arquitectura de los pozos, el comportamiento histórico de producción y los niveles actuales de demanda energética, los cuales requieren una evaluación específica y exhaustiva que permita establecer la pertinencia de implementar esta tecnología, con lo cual se optimizará la producción petrolera a niveles superiores (Solis, 2022).

1.2 ANTEDECENTES

A lo largo de los años en la industria petróleo se busca implementar nuevos métodos o sistemas que nos ayuden a la optimización de la producción diaria, buscando fuentes viables que nos ayuden a reducir costos económicos y nos maximicen nuestra producción. En cuanto a investigaciones realizadas la tecnología Power Save y su eficacia nos ayuda a poder reducir el consumo energético favoreciendo a la implementación de este (Rangel, 2022).

El Campo Pucuna fue descubierto por la Compañía Texaco en el año de 1970 mediante la perforación del pozo Pucuna-01, con una producción inicial de 740 BPPD de la arenisca Hollín y 230 BPPD de la arenisca “T”, considerado a ese entonces económicamente no rentable.(Ivonne & Erazo, 2024). Esta información nos permite poder identificar las características geológicas y estructurales para poder identificar cada parte del campo.

Narváez (2020), en su tesis titulada “Análisis técnico económico de la implementación de bombas electro sumergible con tecnología Power Save en pozos del campo Sacha” desarrollada en la Escuela Politécnica Nacional, en este estudio se realizó una investigación profunda en el campo Sacha donde la producción se realiza mediante

el método BES, al cual se le incorpora el sistema Power Save, como resultado se obtuvo disminución del consumo energético a un 20%, donde es un porcentaje considerable en términos económicos, favoreciéndonos como método viable al utilizar la nueva tecnología.

Suárez (2023), realizó el estudio *“Análisis técnico–económico para la optimización de la producción con bombeo electro sumergible en el campo Auca Norte”* en la Escuela Politécnica Nacional. La tesis analiza diferentes pozos con sistema BES, donde se aplica un análisis nodal y la implementación del software PIPESIM para poder evaluar el incremento de frecuencias, verificando mejoras en la eficiencia y rentabilidad de la producción. Este estudio tiene como relevancia, el antecedente de una investigación sobre la optimización energética aplicando la tecnología Power Save, la misma que elevará la producción, la misma que convertirá a estos pozos a ser más productivos, mejorando la efectividad de sus operaciones.

1.3 HIPÓTESIS

La implementación de la tecnología Power Save en el sistema BES mejora la eficiencia energética y favorece la viabilidad técnico-económica en los pozos seleccionados en el campo Pucuna.

1.4 OBJETIVOS

1.4.1 Objetivo General

Evaluar la eficiencia de la tecnología Power Save aplicada en los pozos Pucuna D-030, Pucuna D-030A y Pucuna D-030B del bloque 44 campo Pucuna, considerando el comportamiento energético de los sistemas de bombeo electro sumergible, para optimizar el ahorro de energía.

1.4.2 Objetivos Específicos

- 1- Analizar los requerimientos técnicos y operativos asociados a la aplicación de la tecnología Power Save en los pozos seleccionados.

- 2- Establecer el porcentaje de ahorro de energía eléctrica y la variación en el rendimiento del sistema de levantamiento artificial tras la activación de la tecnología Power Saves
- 3- Determinar la viabilidad económica de la implementación de la tecnología Power Save en los pozos seleccionados mediante el uso de indicadores económicos.

1.5 ALCANCE

El presente proyecto tiene como alcance la evaluación de la eficiencia de la tecnología Power Save aplicada en los pozos Pucuna D-030, Pucuna D-030A y Pucuna D-030B del bloque 44 del Campo Pucuna, seleccionados por presentar condiciones operativas representativas para el análisis del desempeño energético en sistemas de levantamiento artificial tipo bombeo electro sumergible. La elección de estos pozos responde a la necesidad de analizar el comportamiento de la tecnología en un entorno real de operación, donde el consumo energético constituye un factor determinante en la eficiencia del sistema productivo (Yagual, 2022).

El alcance del estudio se limita al análisis operativo y energético de los pozos seleccionados, considerando información histórica de producción, parámetros de operación del sistema BES y condiciones actuales de funcionamiento. El proyecto se plantea como una prueba técnica aplicada a escala de pozo, cuyo propósito es generar información confiable sobre el desempeño de la tecnología en las condiciones específicas del Campo Pucuna (Neira, 2023).

Los resultados obtenidos permitirán establecer criterios técnicos que respalden o no la implementación de la tecnología Power Save en pozos con características similares dentro del mismo campo, sin extrapolar los resultados a otros campos con condiciones geológicas u operativas diferentes. Asimismo, el alcance de la propuesta no contempla la evaluación económica detallada ni la optimización financiera del sistema, concentrándose exclusivamente en el análisis del comportamiento operativo, productivo y del consumo energético asociado al sistema de levantamiento artificial (Neira, 2023).

La información generada servirá como base técnica para la toma de decisiones operativas y como referencia para futuros estudios orientados a la mejora de la eficiencia

energética en pozos productores. En este sentido, el proyecto se limita a un análisis descriptivo y exploratorio, enfocado en validar el desempeño de la tecnología Power Save bajo condiciones reales de operación, aportando conocimiento técnico aplicable a la gestión operativa del Campo Pucuna (Yagual, 2022).

1.6 VARIABLES

1.6.1 Variables Independientes:

- Tecnología Power Save
- Sistema de levantamiento artificial BES

1.6.2 Variables Dependientes:

- Eficiencia Energética
- Comportamiento productivo del pozo
- Estabilidad operativa del sistema BES
- Desempeño operativo del pozo bajo la aplicación de Power Save

CAPITULO II: MARCO TEÓRICO

2.1. Ubicación geográfica del campo petrolero Pucuna

El campo petrolero Pucuna, perteneciente al Bloque 44 y operado por la empresa estatal EP Petroecuador, se encuentra en la Provincia de Francisco de Orellana, en la región amazónica del Ecuador. El campo Pucuna fue descubierto en el año 1970 por la compañía Texaco, mediante la perforación del pozo Pucuna-01. El pozo alcanzó una profundidad total de 10.181 pies y obtuvo una producción de 980 BPPD, proveniente de los reservorios: Hollín 470 BPPD, 23° API; Arenisca T 230 BPPD, 33° API y Arenisca U con 10 BPPD de 33° API (Petroamazonas, 2024).

En el año 2008, este campo pasó a ser calificado como un campo marginal, y fue concedido al Consorcio Petrolero Amazónico (CPA); posteriormente, fue adjudicado a la empresa SueloPetrol donde se obtuvo la producción inicial de 2.200 BPPD. Finalmente, durante el mes de enero del año 2011, ante la falta de las condiciones para llegar a un acuerdo, el Estado ecuatoriano reasumió el control de dicho campo mediante la empresa pública EP Petroecuador (Petroamazonas, 2020).

Según EP Petroecuador (2025), el Bloque 44 para noviembre de 2024 ha mantenido una producción de 7153 BPPD. No obstante, gracias a la nueva campaña de perforación, el campo actualmente contribuye con unos 4200 BPPD adicionales con un crudo de 27.9° API. Esta campaña de perforación estima un aumento de producción de 450 millones de barriles en un periodo de nueve años. El campo Pucuna se encuentra ubicado en la provincia Francisco de Orellana, cantón La Joya de los Sachas, parroquia San Sebastián del Coca. Está situado al extremo norte de la cuenca oriente ecuatoriana.

2.1.1. Coordenadas Geográficas

- Latitud: Entre 00°13'00" y 00°18'00" Sur
- Longitud: Entre 76°58'00" y 77°04'00" Oeste

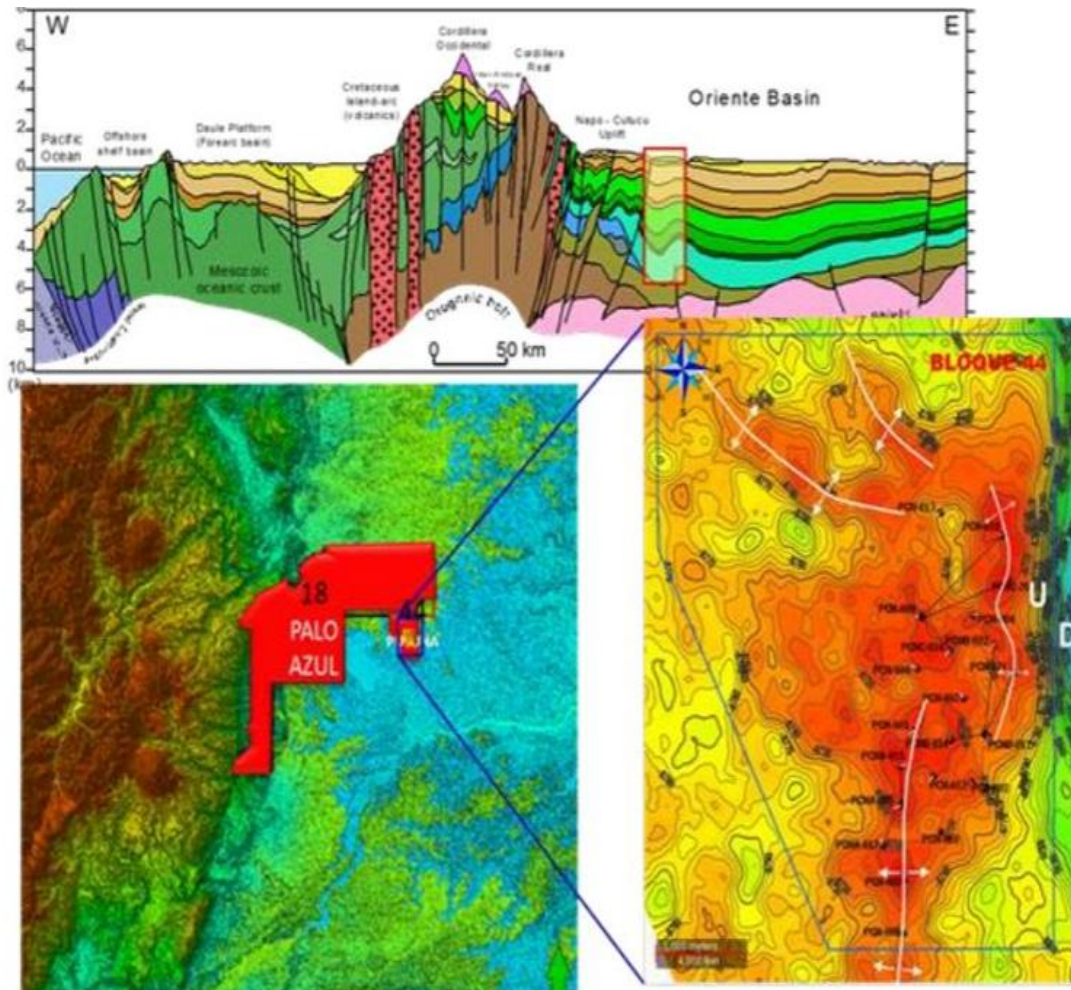
2.1.2. Límites Geográficos del Campo:

- Norte: Campo Palo Azul.
- Sur: Campos Huachito, Biguno y Paraíso

- **Este:** Campo Pucuna (Bloque 60).
- Oeste por el Bloque 48, Punino,

Gráfico 1.

Mapa Geográfico del Campo petrolero Pucuna



NOTA: Tomado y Adaptado de (Correa, 2022)

Este trabajo analiza la necesidad de optimizar el consumo energético y reducir los costos operativos asociados al sistema de bombeo electro/sumergible (BES) en el campo Pucuna, yacimiento de alta productividad dentro de la industria petrolera ecuatoriana. En los últimos años se ha evidenciado un incremento significativo en la demanda energética vinculada a la operación de los sistemas de levantamiento artificial, lo cual impacta directamente en la rentabilidad y sostenibilidad de las actividades operativas (Correa, 2022).

Frente a esta problemática, surge la necesidad de evaluar alternativas tecnológicas que mejoren la eficiencia energética, entre las cuales la tecnología Power Save se presenta como una solución innovadora orientada a optimizar el rendimiento eléctrico sin comprometer la productividad del campo petrolero, lo que hará más eficiente la producción en estos pozos (Fernandez, 2020).

2.2. Mecanismo de producción en el Campo Pucuna y estado actual de los pozos

La producción de crudo del campo Pucuna se obtiene de los reservorios Basal Tena, Hollín Superior, Hollín Inferior, Arena U Inferior, Arena U Superior, Arena T Inferior y Arena T Superior (Petroecuador E. , 2025). Al ser un yacimiento en etapa madura, durante su vida productiva ha mostrado una declinación natural atribuible al agotamiento de la presión de fondo, lo que ha requerido la implementación progresiva de métodos de levantamiento artificial y la realización de campañas de perforación orientadas a la incorporación de nuevos pozos.

Históricamente, en el yacimiento Pucuna se empleó principalmente un sistema de levantamiento artificial por bombeo hidráulico tipo jet. En la actualidad, la operación del campo se realiza íntegramente mediante levantamiento por bombeo electro sumergible (BES), aplicable a 31 pozos productores. El yacimiento cuenta con una estación de producción y facilidades asociadas, 13 plataformas, 34 pozos perforados, de los cuales 25 están en producción y uno se destina a inyección de fluidos, como se resume a continuación (Petroamazonas, 2020).

Tabla 1

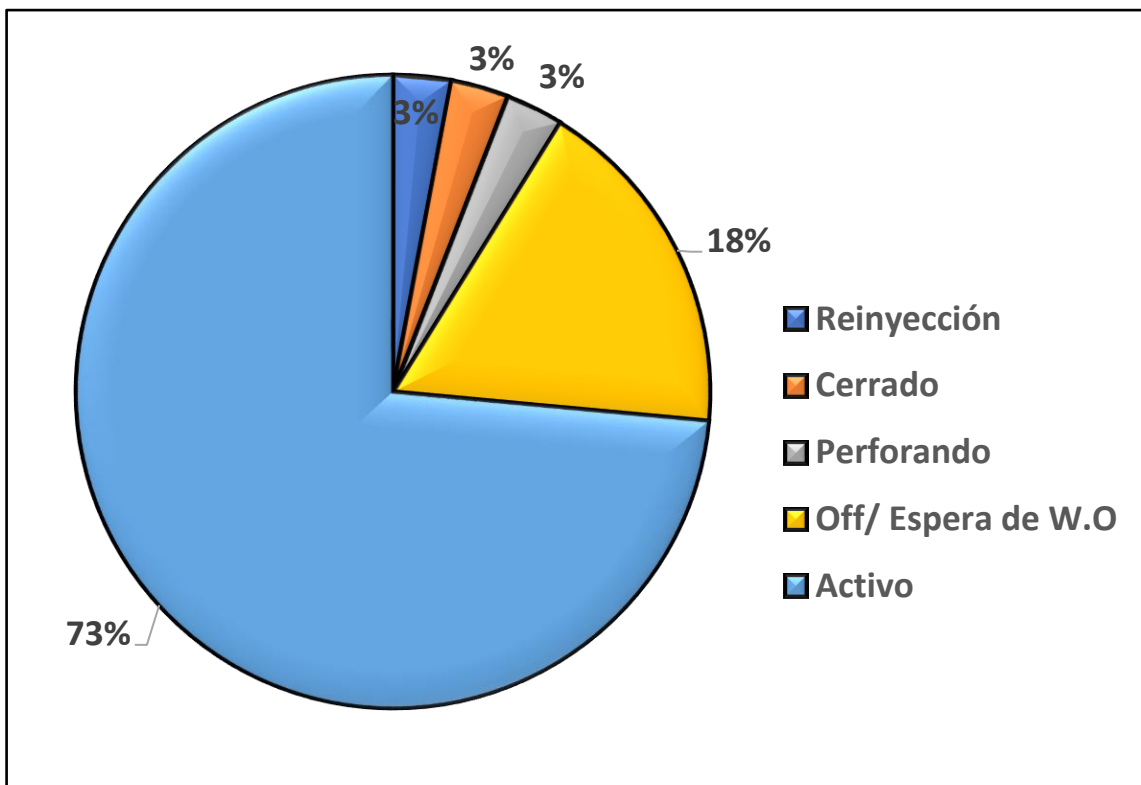
. Estado actual de los pozos del Campo Pucuna

ESTADO	CANTIDAD	POZOS
Reinyección	1	PCN-04
Cerrado	1	PCN-01
Perforando	1	PCN-34
Off/ Espera de W.O	6	PCN-03, 08, 09, 13, 18, 21
Activo	25	PCN-02, 05, 06, 07, 10, 11, 12, 14, 15, 16, 17, 19, 20, 22, 23, 24, 25, 26, 27, 28, 29, 30, 31, 32, 33, SO1
TOTAL	34	

NOTA: Tomado y Adaptado de: (EP Petroecuador, 2025). Elaboración propia

Gráfico 2.

Estado actual de los pozos del Campo Pucuna



NOTA: Tomado y Adaptado de EP Petroecuador, 2025. Elaboración propia

En el yacimiento Pucuna, los fluidos extraídos de los pozos se conducen mediante un sistema de colectores hasta la batería de separación, donde se efectúa la separación de las fases hidrocarburíferas. La instalación dispone de dos separadores destinados al procesamiento de la producción continua y de un separador adicional reservado para ensayos operativos y pruebas de desempeño (Gutierrez, 2025).

Estos equipos permiten la segregación eficiente de gas, petróleo y agua producida, e incorporan la instrumentación necesaria para el muestreo y el control de parámetros críticos (presión, temperatura y niveles). Dicha instrumentación facilita la caracterización de las corrientes y la optimización de las operaciones superficiales (Bouza, 2024).

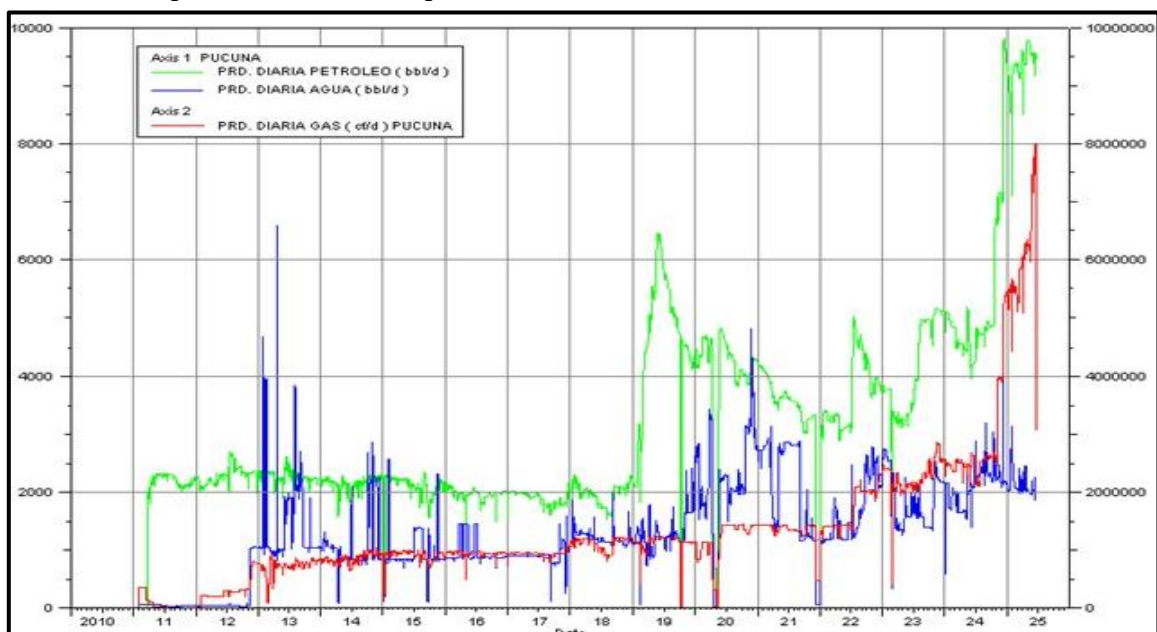
Los fluidos separados son conducidos inicialmente al tanque de lavado y, posteriormente, transferidos al tanque de surgencia. Desde este último se efectúa un bombeo controlado hacia la estación Pata para su procesamiento y disposición final. El gas asociado se elimina mediante combustión total en mecheros, siguiendo prácticas

operativas diseñadas para garantizar la eliminación segura de hidrocarburos en fase gaseosa y el cumplimiento de la normativa ambiental vigente (Vizcaíno, 2023).

El efluente líquido de producción —principalmente agua salina con trazas de hidrocarburos— se somete a tratamiento y se reinyecta en el pozo PCN-04 con el fin de mantener la presión del yacimiento y gestionar el agua de manera ambientalmente responsable (Collado, 2022).

Gráfico 3.

Histórico de producción del campo Pucuna



NOTA: Tomado y Adaptado de: EP Petroecuador, (2025).

De acuerdo con el informe estadístico de Petroecuador (2025), en septiembre de 2025 el campo registró una producción promedio de 11 568 barriles de petróleo por día, con un crudo de 27,9° API. Esta producción representa una contribución relevante a la producción total del activo Pucuna.

2.2.1. Características de los pozos Pucuna D-030, Pucuna D-030A y Pucuna D-030B del campo Pucuna.

Los pozos Pucuna D-030, Pucuna D-030A y Pucuna D-030B forman parte de los proyectos de desarrollo reciente de EP Petroecuador en el Bloque 44 (campo Pucuna),

ubicado en la provincia de Orellana. El objetivo principal de esta serie de pozos y sus desviaciones (sidetracks) consiste en explotar la prolongación estructural del yacimiento con el fin de optimizar la recuperación de reservas. A continuación, se presentan las características operacionales y geológicas de cada pozo (Petroecuador, 2025)

Tabla 2.

Características de los pozos Pucuna D-030, Pucuna D-030A y Pucuna D-030B

Características de los pozos Pucuna D-030, Pucuna D-030A y Pucuna D-030B		
Pucuna D-030	Tipo de pozo	Pozo de desarrollo direccional/horizontal
	Ubicación estructural	Perforado hacia la extensión sur de la estructura Pucuna
	Objetivos geológicos	Su yacimiento principal de producción se enfoca en las arenas de la Formación Napo (Miembro Napo T), contando con las formaciones Basal Tena y Napo U como objetivos secundarios
	Potencial de producción	Alcanzó un potencial registrado de casi 2,000 barriles de petróleo por día (BPPD), marcando un récord de producción para los pozos del bloque en su campaña
Pucuna D-030A	Equipamiento de perforación	Perforado mediante el uso de la torre Sinopec 248 bajo técnicas avanzadas de optimización
	Tipo de pozo	Desvío mecánico o sidetrack (denotado por el sufijo "a") derivado de la trayectoria original del d-030.
	Propósito operativo	Se planificó o ejecutó como una ventana técnica para corregir problemas mecánicos en la trayectoria inicial, o bien para redireccionar la sección productora hacia una zona con mejores propiedades petrofísicas (porosidad y permeabilidad) dentro de la arena Napo T
	Características del reservorio	Comparte las propiedades litológicas generales del campo, caracterizadas por areniscas con intercalaciones de calizas y lutitas
Pucuna D-030B	Tipo de pozo	Segundo desvío mecánico o sidetrack subsiguiente (sufijo "b").
	Propósito operativo	Perforado para optimizar el contacto con el yacimiento o como contingencia ante entrampamientos mecánicos en el desvío "a". Su finalidad es garantizar el drenaje eficiente de los hidrocarburos en el límite de la estructura sur.
	Mecanismo de producción	Al igual que sus predecesores en el mismo yacimiento, opera bajo un mecanismo de producción por gas en solución o expansión de roca-fluido típico de las arenas Napo del Campo Pucuna.

NOTA: Tomado y Adaptado de (Petroecuador, 2025)

Es imprescindible, para aplicar innovaciones mediante tecnologías de punta, conocer en detalle las características de los pozos. Resulta necesario determinar la producción individual y agregada, compilar toda la información disponible (registro de pozos, curvas de producción, análisis de fluidos, perfiles de porosidad y permeabilidad, y datos de condición de fondo).

Al evaluar parámetros operativos y de reservorio. Solo con una base de datos completa y de calidad puede diseñarse, implementarse y validarse una estrategia tecnológica que cumpla las expectativas de mejora en recuperación y eficiencia (Sabag, 2021).

2.2.2. Generación eléctrica del campo

Los yacimientos petrolíferos del oriente ecuatoriano no pueden integrarse directamente a la red nacional de electrificación debido a las limitaciones de acceso en ciertas áreas. Sin embargo, los campos próximos entre sí mantienen interconexiones locales y se identifican mediante una nomenclatura común para optimizar su gestión y operación (Gavilanes, 2023).

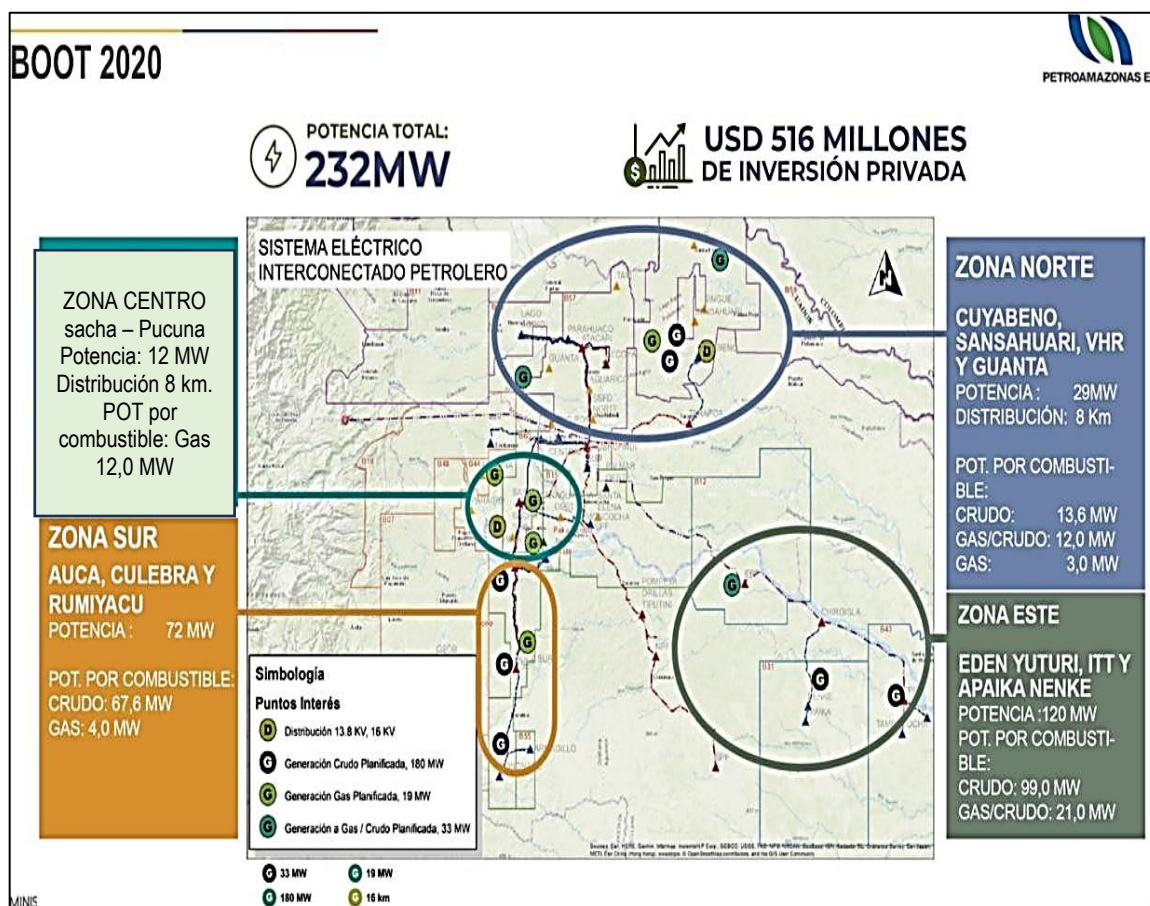
Los campos Pata, Palo Azul y Pucuna, denominados colectivamente "Activo Palo Azul", cuentan con sistemas de generación eléctrica, propios o contratados, que pueden operar tanto en modo aislado como integrados en centrales de generación eléctrica; estos sistemas facilitan el desarrollo de las actividades operativas en sitios apartados (Reyes, 2024).

Este activo petrolero dispone de una planta de generación eléctrica propia, localizada en la estación ZPF en el oriente ecuatoriano, con una capacidad instalada de 37 MW. La planta utiliza como insumo el petróleo y el gas producidos en los campos que integran el activo (Chilloalli, 2023).

Aproximadamente 9,6 MW se destinan al consumo interno para el desarrollo de las operaciones petroleras y el funcionamiento de las distintas instalaciones; la energía excedente se inyecta al Sistema Eléctrico Interconectado Petrolero (SEIP) (Gavilanes, 2023).

Gráfico 4

Sistema eléctrico interconectado petrolero del Activo Palo Azul



NOTA: Tomado y Adaptado de EP Petroamazonas, 2020.

Para el suministro energético de los yacimientos se utilizaron cuatro grupos moto-generadores, cada uno de ellos con una potencia nominal de 6,8 MW. Además, las dos calderas que originalmente operaban con gas de mayor poder calorífico, capaces de generar hasta 6 MW cada una, las mismas que fueron adaptadas para combustionar crudo; en la configuración actual, cada caldera suministra aproximadamente 3 MW. Esta disposición garantiza la continuidad operativa de las labores en el área petrolera (Vaca, 2022).

En la estación ZPF del oriente ecuatoriano operan equipos de generación eléctrica que garantizan la continuidad y la sostenibilidad de las operaciones, contribuyendo a la generación de recursos económicos para la sociedad ecuatoriana (véase Tabla 3) (Petroecuador E. , 2022).

Tabla 3.*Equipos de generación eléctrica en la estación ZPF*

Unidad	Motor		Generador		Voltaje	KW Nominal
	Marca	Modelo	Marca	Modelo		
Turbogenerador	Shin Nippon	C6-R7-RX	Shinko	FK7G-AF-1100	13800	6000
Turbogenerador	Shin Nippon	C6-R7-RX	Shinko	FK7G-AF-1101	13800	6000
Moto/generador	Caterpillar	12CM32C	Leroy Somer	SA-58-CL 14/10P	13800	5385
Moto/generador	Wartsila	W16V32	ABB	AMG1120MK10DSE	13800	6900
Moto/generador	Wartsila	W16V32	ABB	AMG1120MK10DSE	13800	6900
Moto/generador	Wartsila	W16V32	ABB	AMG1120MK10DSE	13800	6900

NOTA: Tomado y Adaptado de (Oto Topon, 2016).

Los equipos en operación reciben mantenimiento preventivo de manera escalonada para reducir la probabilidad de interrupciones parciales y favorecer una planificación coordinada de las labores de mantenimiento. Sin embargo, se ha identificado que determinados activos han alcanzado el final de su vida útil y requieren renovación o sustitución (Gestión Empresarial, 2023).

La modernización de los equipos es imprescindible para mantener disponible, operativa, y mitigar el riesgo de fallas catastróficas y optimizar la eficiencia energética y de procesos. La implementación de un programa de gestión del ciclo de vida de los activos, que incorpore inspecciones basadas en condición, priorización según criticidad y análisis costo-beneficio, permitirá planificar inversiones de reposición y reducir la dependencia de intervenciones correctivas no programadas (Gestión Empresarial, 2023).

En la actualidad, la planta generadora suministra energía únicamente a los yacimientos Pata y Palo Azul. El campo Pucuna no está conectado a la subestación debido a su mayor distancia y a limitaciones técnicas de la infraestructura de transmisión, tales como pérdidas por la longitud de la línea, capacidad insuficiente para soportar las corrientes de carga y ausencia de puntos de interconexiones adecuados para las instalaciones (Palencia, 2022).

En consecuencia, la operación de Pucuna se apoya en un sistema eléctrico autónomo y temporal conformado por 16 grupos electrógenos, con una potencia instalada total de 6 750 kW. Este esquema de generación de respaldo consume aproximadamente

En el Gráfico 5 se aprecia la distribución espacial de los pozos del Campo Pucuna, así como de aquellos en fase de perforación y licitación. Esta heterogeneidad en la ubicación confirma que, aunque el campo produce actualmente, es necesario optimizar sus procesos operativos. En consecuencia, se requiere la incorporación de innovaciones y la tecnificación de las actividades asociadas en el área petrolera.

2.3. Bombeo electro sumergibles (BES)

El presente trabajo analiza el bombeo electro-sumergible (BES), un método de levantamiento artificial ampliamente utilizado en la industria petrolera. En el campo Pucuna, el BES es la tecnología de producción aplicada en los pozos bajo estudio; por tanto, la descripción técnica del sistema constituye la base de la investigación y permite evaluar la aplicabilidad de la tecnología Power Save en dichos pozos (Pincay, 2023).

El bombeo electro-sumergible (BES) es un método de levantamiento artificial que utiliza una bomba centrífuga multietapa instalada en el fondo del pozo y accionada por un motor eléctrico sumergido. Este conjunto añade energía al fluido de producción, elevando la columna hidráulica y aumentando el caudal de producción. El sistema permite optimizar la extracción de hidrocarburos en pozos con producción de líquidos significativa, extendiendo la vida útil del pozo y mejorando la eficiencia energética del levantamiento (Bouza, 2024).

Su diseño incluye elementos críticos como empaque de sellado, acople hidráulico, cable de potencia y controladores de superficie, cuya selección y dimensionamiento dependen de parámetros de yacimiento y pozo: viscosidad, salinidad, fracción de gas liberado, profundidad, temperatura y curva de producción. La operación y monitoreo continuo (vibraciones, temperatura, corriente y caudal) son esenciales para prevenir fallas prematuras y maximizar la disponibilidad del sistema (Nguyen, 2022).

El sistema de bombas eléctricas sumergibles (BES) constituye actualmente una de las tecnologías de levantamiento artificial de mayor importancia y expansión, con aplicación en miles de pozos onshore y offshore a nivel mundial. Se estima que opera en aproximadamente 150 000–200 000 pozos en el mundo (Schlumberger., 2022). Además, alrededor del 10% de la producción petrolera mundial proviene de instalaciones equipadas con bombeo sumergible (Nguyen, 2022).

El sistema de bombeo electro-sumergible (BES) constituye una solución eficiente y económica para el levantamiento de grandes volúmenes de fluidos desde profundidades considerables, especialmente en pozos donde otros métodos de levantamiento artificial resultan inviables. Estos sistemas operan en un amplio rango de caudales, típicamente entre aproximadamente 200 y 120 000 barriles por día, según informes técnicos de la industria (Petroecuador E. , 2025).

2.3.1. Innovaciones y ahorro de energía en la producción de petróleo mediante el sistema de bombeo electro sumergible

Novomet, una empresa rusa fundada en1991, desarrolló tras varios años de investigación un sistema de bombeo electro-sumergible (ESP) con la tecnología Power Save. Este equipo optimiza el consumo energético y mejora la eficiencia de producción hidrocarburífera, al tiempo que mantiene condiciones operativas seguras y confiables de la bomba. La implementación de Power Save permite reducir significativamente los costos operativos mediante la disminución del consumo de energía eléctrica sin comprometer la productividad ni la integridad del sistema (Novomet., 2021).

Tabla 4.

Innovaciones en los sistemas de Bombeo Electro sumergible (BES)

Innovaciones en los sistemas de Bombeo Electro sumergible (BES)		
Motores de Imanes Permanentes (PMM)	Ventajas	Generan su propio campo magnético, lo que reduce drásticamente las pérdidas de energía por calor.
	Ahorro	Permiten una reducción del consumo energético de entre un 10% y un 15% en comparación con los motores de inducción tradicionales
Variadores de Velocidad Avanzados (VSD)	Control preciso	Ajustan la velocidad del motor para adaptarla a los cambios en el caudal del pozo sin desperdiciar energía.
	Funciones inteligentes	Incluyen algoritmos predictivos y control de bloqueo por gas que evitan paradas repentinas, optimizando el rendimiento
Bombas Multietapas de Alta Eficiencia	Reducción de fricción	Optimizan la trayectoria del fluido, reduciendo las pérdidas de energía hidráulica.
	Tamaño reducido	Al mejorar la eficiencia hidráulica, se requiere un menor número de etapas y motores más pequeños, lo que disminuye el requerimiento total de potencia
Sistemas Integrales Optimizados	Resultados	Esta integración puede llegar a reducir entre un 25% y un 30% el consumo total de energía para producir un barril de petróleo

Monitoreo Inteligente y Software de Predicción	Optimización operativa:	Los modelos de aprendizaje profundo (Deep Learning) analizan múltiples variables del pozo para recomendar regímenes operativos que pueden ahorrar hasta un 12% de la energía máxima sin afectar la cuota de producción
--	-------------------------	--

NOTA: Tomado y Adaptado de (Petroecuador, 2025)

2.3.2. Causas para implementar el sistema de bombeo electro sumergible con tecnología Power Save

Actualmente, muchos diseños de sistemas de producción con levantamiento artificial mediante bombeo electro-sumergible (ESP, por sus siglas en inglés) están obsoletos. En numerosos casos, el mantenimiento de los equipos es insuficiente y existe una selección inapropiada de los componentes de subsuelo, lo que incrementa los costos operativos. Otro problema es la elección inadecuada de la bomba, que puede derivar en consumos energéticos hasta tres veces superior al esperado (Narváez K. , 2020).

La implementación de sistemas de bombeo electro sumergible (BES o ESP) con tecnología Power Save, basada en motores de imanes permanentes, responde, principalmente, a la necesidad de optimizar los costos operativos en pozos petroleros. Las causas fundamentales para la adopción de esta tecnología son las siguientes:

Tabla 5

Causas para implementar el sistema electro sumergible con tecnología Power Save

Causas para implementar el sistema de bombeo electro sumergible con tecnología Power Save		
Alto consumo energético de los diseños tradicionales	Motores de inducción	Los motores de inducción convencionales operan de forma continua (24/7), representando una de las mayores facturas eléctricas para las operadoras.
	Tecnología Power Save	La tecnología Power Save reduce el consumo de energía hasta en un 50%, atacando directamente el principal costo operativo (OPEX) del levantamiento artificial.
Baja eficiencia de los sistemas BES antiguos u obsoletos	Diseños de producción	Muchos pozos operan con diseños de producción antiguos o sobredimensionados debido a factores de seguridad excesivos en la ingeniería inicial.
	Las bombas Power Save	Operan con motores de imanes permanentes que logran una eficiencia energética superior al 90%, manteniendo un factor de potencia óptimo frente a los motores tradicionales.

Reducción del desgaste y extensión de la vida útil (Run Life)	Uso de sistemas convencionales	Suele generar sobrecalentamiento y altas tasas de corriente (amperaje) en el fondo del pozo.
	La tecnología Power Save	Disipa mejor la temperatura y reduce el amperaje requerido. Esto disminuye el desgaste térmico del motor y del cable de potencia, previniendo fallas prematuras y extendiendo la vida útil del equipo en fondo.
Necesidad de optimizar la producción en pozos maduros o con caídas de presión	Energía natural del yacimiento	Cuando la energía natural del yacimiento disminuye, se requiere inyectar energía artificial para mantener los caudales de crudo en superficie.
	Ajuste de la velocidad y la frecuencia	Power Save permite ajustar la velocidad y la frecuencia de manera ultra eficiente, adaptándose a la curva de productividad del pozo (IPR) sin incurrir en desperdicio de potencia hidráulica.
Limitaciones de espacio físico y pesos en la completación	Las BES convencionales	Muchas etapas requieren configuraciones mecánicas muy largas y pesadas.
	La tecnología de alta eficiencia Power Save	Permite reducir la longitud física del aparejo de fondo hasta en un 60%, facilitando su instalación en pozos desviados, profundos o con restricciones geométricas complejas.
Compromisos corporativos de descarbonización y reducción de huella de carbono	Las operaciones petroleras	Buscan mitigar el impacto ambiental mediante la eficiencia energética.
	Demanda de menos kilovatios por barril	Al demandar menos kilovatios por barril producido, se disminuye proporcionalmente la Emisión de gases de efecto invernadero asociados a la generación eléctrica del campo

NOTA: Tomado y Adaptado de (Aguirre, 2019)

Estas son las principales razones para implementar sistemas electro-sumergibles con tecnología Power Save. En la actualidad, la mayoría de los yacimientos petroleros en Ecuador no cuentan con la energía de fondo necesaria para impulsar los fluidos desde el fondo del pozo hasta superficie. Para resolver este problema se emplean diversos métodos de levantamiento artificial que suministran energía adicional, posibilitando el transporte de fluidos desde la formación hasta la superficie (Aguirre, 2019). La tecnología Power Save aplicada a bombas electro-sumergibles (ESP) ofrece las siguientes ventajas técnicas:

- Mejora de la eficiencia energética mediante control variable de velocidad y optimización del perfil de potencia.
- Reducción del consumo eléctrico y de la temperatura operativa, traducándose en menor desgaste de componentes y mayor vida útil del equipo.
- Adaptabilidad a pozos con variaciones de producción y condiciones de fondo (gas cut, sólidos, variaciones de viscosidad).

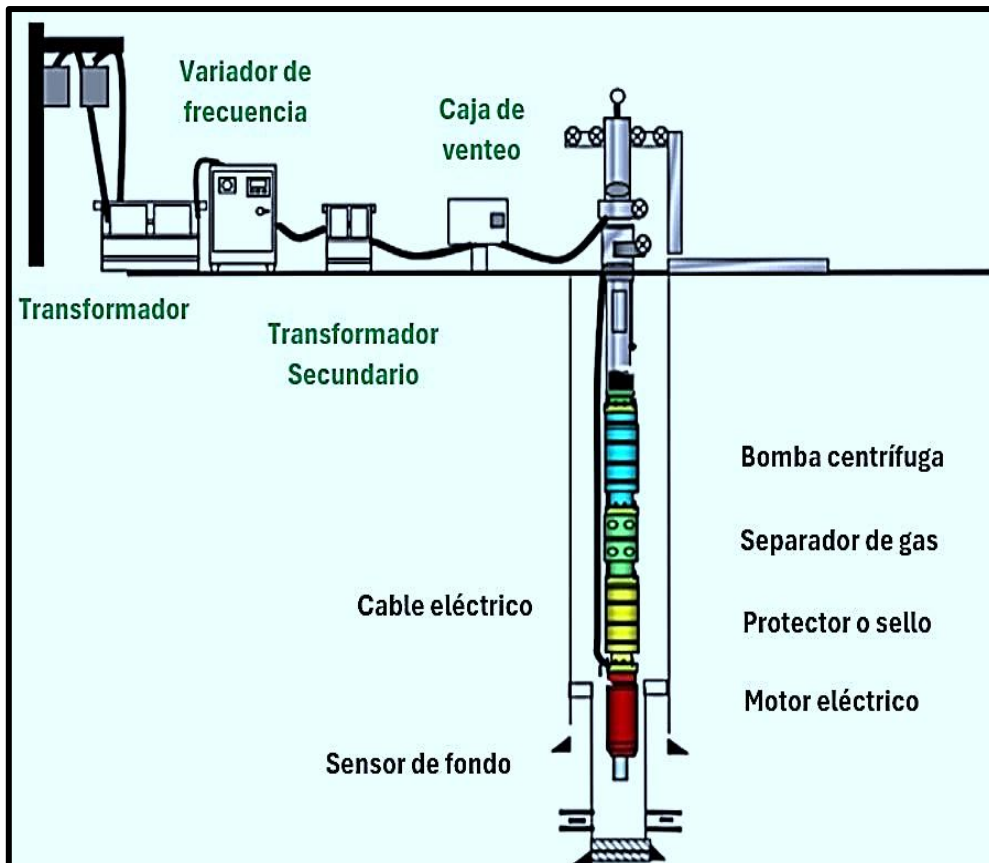
- Incremento de la producción económica al mantener tasas de extracción operativas en yacimientos con presión de reservorio insuficiente.
- Disminución de costos de operación y emisiones indirectas asociadas al consumo energético.

2.3.3. Sistema de bombeo electro sumergible tradicional utilizado

Beltran (2024) observa que, aunque la apariencia externa del sistema BES (bombas eléctricas sumergibles) ha variado poco en las últimas décadas, las transformaciones más relevantes se han condicionado en el diseño interno, las funcionalidades y los materiales empleados en sus componentes. En su configuración básica, el sistema incluye una bomba centrífuga multietapas, una cámara de sellado, un motor de inducción trifásico, el cable de alimentación y el sistema de control eléctrico en superficie, tal como se muestra en el Gráfico 6.

Gráfico 6.

Esquema tradicional de un sistema BES



NOTA: Tomado y Adaptado de Schlumberger, 2015.

En función de la aplicación, un sistema BES puede requerir, además del equipo básico, elementos complementarios tales como tuberías, acoplamientos, niples de presión, protectores de cable, válvulas y centralizadores (Hughes, 2021).

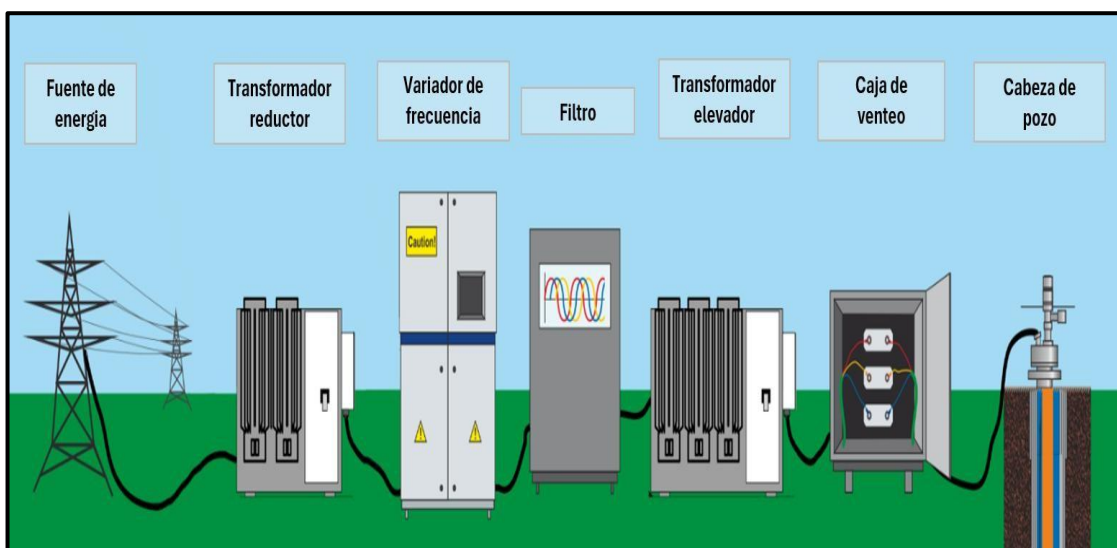
Estos componentes garantizan la integridad mecánica y el aislamiento eléctrico del sistema; además facilitan su instalación y operación, y permiten su adaptación a condiciones específicas del fondo de pozo (presión, temperatura y geomecánica). La selección y el diseño de los complementos deben fundamentarse en criterios de compatibilidad de materiales, resistencia a la corrosión, capacidad de sellado a presión y facilidad de mantenimiento, con el fin de asegurar la fiabilidad y la seguridad operativa del conjunto (Villamizar, 2023).

2.3.4. Equipos que están en la superficie

El equipo de superficie de un sistema de Bombeo Electrosumergible (BES) tiene como objetivo suministrar y acondicionar la energía eléctrica al motor sumergido, garantizando su operación y permitiendo el control y la regulación del conjunto según las condiciones operativas del pozo. La configuración y los componentes del equipo de superficie se muestran en el Gráfico 7.

Gráfico 7.

Equipos que están en la superficie de un sistema BES



NOTA: Tomado y Adaptado de (Novomet, 2022).

Es indudable que la tecnología se actualiza continuamente, lo que permite a las empresas petroleras optimizar recursos en los procesos de producción. Estas mejoras tecnológicas reducen los costos operativos, incrementan la rentabilidad y preservan la integridad de instalaciones, equipos, herramientas e insumos, contribuyendo así a una mayor eficiencia en las operaciones diarias (Torres, 2024).

2.4. Avance Tecnológico

A lo largo del tiempo, los sistemas de levantamiento artificial han evolucionado significativamente; estas tecnologías aportan beneficios tanto a las operadoras como a las empresas prestadoras de servicios, al optimizar la producción de hidrocarburos y reducir el impacto ambiental asociado a las operaciones (Jaramillo, 2025).

Las bombas eléctricas sumergibles han experimentado avances significativos a lo largo del tiempo mediante diseños adaptados a requisitos operativos específicos. Dichas mejoras comprenden una mayor resistencia frente a condiciones adversas de instalación y a variaciones climáticas en superficie, un rendimiento optimizado en pozos hostiles y la capacidad de operar a mayores profundidades (Torres, 2024).

Además, se ha optimizado la tolerancia a sólidos y a materiales abrasivos, e incorporado características que permiten mejorar la gestión y el tratamiento de la producción de gas. En conjunto, estas modificaciones técnicas aumentan la eficiencia y la fiabilidad de las bombas en entornos de producción petrolera complejos (Jaramillo, 2025).

2.5. Tecnología Power Save en el área petrolera

La tecnología Power Save, basada en motores de imanes permanentes, aplicada a la industria petrolera optimiza el sistema de bombeo electro sumergible (BES), al permitir una reducción del consumo de energía eléctrica de hasta 50% y una disminución de la longitud total del equipo de hasta 60%, en comparación con los motores de inducción convencionales (Novomet, 2022). El elemento central de esta tecnología es el motor de imanes permanentes, que sustituye los devanados tradicionales por imanes de aleación de tierras raras. Esta innovación aporta ventajas operativas directas, entre ellas:

Tabla 6

Tecnología Power Save en el área petrolera

TECNOLOGÍA POWER SAVE EN EL ÁREA PETROLERA		
Componentes Clave de la Tecnología Power Save	Motores de Imanes Permanentes (PMM)	Reemplazan a los motores asíncronos o de inducción tradicionales. Utilizan aleaciones de tierras raras en el estator, eliminando la necesidad de devanados de alambre para inducir el magnetismo. Esto reduce las pérdidas mecánicas y el calor, permitiendo motores significativamente más cortos, ligeros y compactos
	Bombas de Alta Eficiencia (Power Save):	Poseen un diseño hidráulico avanzado con menor longitud, diámetro y peso para el mismo volumen de caudal en comparación con bombas convencionales. Esto minimiza la fricción del fluido y optimiza la potencia hidráulica requerida
	Ahorro de Energía:	Reduce el consumo eléctrico del sistema de levantamiento hasta en un 50%
Ventajas Operativas y Económicas	Disminución Física del Equipo:	Logra reducir la longitud total de la herramienta BES en un 60%, facilitando su transporte, ensamble e introducción en pozos con trayectorias complejas o desviadas
	Mitigación del Desgaste:	Al generar menos calor y vibración, se prolonga el Tiempo Medio Entre Fallas (MTBF), traducándose en menores costos de mantenimiento y menor tiempo de inactividad del pozo.
	Reducción del OPEX e Impacto Ambiental:	Menos demanda de energía disminuye los costos operativos por barril producido. En locaciones remotas que dependen de generadores diésel, esto reduce el uso de combustibles fósiles y la huella de carbono asociada
Aplicación Práctica en la Industria	Análisis técnico	El análisis técnico detallado de los motores de imán permanente (PMM).
	Análisis nodal	Los parámetros para realizar un análisis nodal en un pozo candidato.
	Financiación	Una comparación financiera de costos operativos (OPEX) frente a sistemas BES tradicionales

NOTA: Tomado y Adaptado de (Novomet, 2022)

En Latinoamérica se observan situaciones críticas en los yacimientos petrolíferos; su evaluación e intervención son realizadas por instituciones académicas y empresas estatales en campos maduros de alta producción, como el campo Pucuna en Ecuador (Giannoni, 2024).

En estos entornos, el aumento del corte de agua en el fluido obliga a la producción de volúmenes líquidos totales mayores, lo que hace que las tecnologías de eficiencia energética ofrecidas por proveedores líderes —por ejemplo, Novomet Group— sean determinantes para preservar la viabilidad económica de los bloques petroleros (Aguirre, 2019).

2.5.1. Características de la Tecnología Power Save

La tecnología Power Save aplicada a campos petroleros se centra principalmente en los sistemas de bombeo electro-sumergible (BES). Esta solución integra motores de imanes permanentes con diseños hidráulicos optimizados, lo que permite reducir el consumo eléctrico hasta en un 50%, disminuir el desgaste de los equipos y contribuir a la reducción de la huella de carbono en la industria petrolera (Petroecuador E. , 2022). Entre sus principales características se menciona las siguientes:

Tabla 7.

Características de la Tecnología Power Save

CARACTERÍSTICAS DE LA TECNOLOGÍA POWER SAVE		
	Ahorro drástico	Reduce el consumo de energía entre un 25% y un 50% en comparación con los sistemas BES convencionales.
Alta reducción del consumo eléctrico	Menor demanda de potencia	Disminuye la carga requerida de las plantas generadoras del campo o del sistema interconectado.
	Optimización del costo por barril:	Al bajar el consumo de kWh, reduce directamente el costo operativo (OPEX) de extracción de cada barril de petróleo
	Reducción de tamaño:	Toda la sección de fondo de pozo (bomba y motor) reduce su longitud total hasta en un 60%.
Diseño ultra compacto y de menor longitud	Facilidad de instalación:	Su diseño corto facilita el paso por las secciones desviadas o doglegs de pozos direccionales y horizontales.
	Menor peso operativo	Al requerir menos etapas y componentes físicos, disminuye el riesgo de atascamiento durante el asentamiento del aparejo
Uso de Motores de Imanes	Eficiencia superior	Sustituye a los motores de inducción asíncronos tradicionales por motores de imanes permanentes de alta velocidad.

Permanentes (PMM)	Menor disipación de calor	Genera menos pérdidas de energía por calor en el fondo del pozo, extendiendo la vida útil del motor.
Mitigación del impacto ambiental (Descarbonización)	Alto torque desde el arranque	Permite poner en marcha el sistema con mayor facilidad, incluso ante la presencia de fluidos pesados o con alta viscosidad
	Menos emisiones de CO ₂ :	Al consumir menos electricidad, reduce la huella de carbono asociada al funcionamiento del pozo hasta en un 30%.
	Ahorro de combustibles fósiles:	Disminuye la necesidad de quemar diésel o crudo en las centrales termoeléctricas locales instalados en los campamentos petroleros
Compatibilidad y automatización en superficie	Control con Variadores de Frecuencia (VSD):	Se opera mediante variadores de velocidad avanzados en superficie que ajustan los Hz en tiempo real según el comportamiento del yacimiento
	Monitoreo en tiempo real:	Transmite datos críticos de presión y temperatura de fondo para evitar fallas prematuras y optimizar el caudal de producción

NOTA: Tomado y Adaptado de (Petroecuador E. , 2022)

2.5.2. La Tecnología Power Save y su aplicación en el Campo Petrolero Pucuna

La tecnología Power Save constituye una de las innovaciones más relevantes en eficiencia energética para la optimización de sistemas de levantamiento artificial en la industria de los hidrocarburos. En el campo petrolero Pucuna (Bloque 44, Ecuador), operado por EP Petroecuador, dicha tecnología se implementa mediante la sustitución de sistemas convencionales obsoletos por unidades avanzadas de bombeo electrosumergible (BES) de alta eficiencia (Villalobos, 2024). A diferencia de los sistemas BES convencionales, la tecnología desarrollada por empresas rusas, como Novomet, incorpora dos innovaciones principales, entre las que se destacan:

Tabla 8.

La Tecnología Power Save y su aplicación en el Campo Petrolero Pucuna

La Tecnología Power Save y su aplicación en el Campo Petrolero Pucuna		
Componentes de la Tecnología Power Save	Motores de Imán Permanente (PMM):	Reemplazan a los motores asincrónicos de jaula de ardilla. Su rotor de aleaciones de tierras raras elimina el deslizamiento mecánico

Aplicación y Contexto en el Campo Pucuna		(deslizamiento cero), elevando la eficiencia del motor al 94%
	Bombas Rediseñadas (Power Save)	Cuentan con etapas hidráulicas de geometría avanzada desarrolladas por firmas como Novomet. Optimizan el paso del fluido disminuyendo la fricción y el desgaste
	Geometría Compacta	Reduce la longitud total del aparejo de fondo hasta en un 60%, facilitando su instalación en pozos desviados
	Migración de Sistemas:	Históricamente, muchos pozos de Pucuna dependían de sistemas hidráulicos tipo jet de baja rentabilidad o BES tradicionales. La introducción de la tecnología Power Save / PMM (con casos de estudio específicos como el pozo PCN-003) ha permitido comparar directamente el rendimiento energético frente a la inducción convencional.
	Sinergia con Proyectos Eléctricos	La reducción del consumo de kWh/año mediante Power Save complementa las estrategias de EP Petroecuador para mitigar la dependencia del Sistema Nacional Interconectado (SNI), aprovechando paralelamente el gas asociado para la autogeneración en el bloque

NOTA: Tomado y Adaptado de (Petroecuador E. , 2022)

2.5.3. Beneficios Técnicos y Económicos en Campo

La adopción de la tecnología Power Save —particularmente en sectores industriales y en operaciones de extracción petrolera— optimiza los ciclos operativos, reduce el consumo energético, disminuye la huella de carbono y prolonga la vida útil de los equipos. Su implementación produce efectos medibles en la eficiencia operativa de la industria petrolera (Villalobos, 2024).

La tecnología Power Save (ahorro de energía) desactiva temporalmente componentes de las estaciones base cuando la demanda de tráfico es baja. Su implementación en campo aporta beneficios tanto técnicos como económicos, entre las cuales se menciona:

- Mejora de la eficiencia energética: al reducir el consumo durante periodos de baja actividad, disminuye la energía total requerida por la estación base, elevando la eficiencia energética por bit transmitido.

- Prolongación de la vida útil de equipos: ciclos de funcionamiento más cortos y menos horas de carga térmica reducen el desgaste de componentes activos, lo que puede traducirse en menores tasas de fallo y vida útil extendida de módulos clave.
- Reducción de costos operativos: el ahorro en consumo eléctrico se traduce en menores facturas de energía, impactando positivamente los costos operativos (OPEX), en especial en sitios donde la energía eléctrica representa una fracción significativa del gasto.
- Disminución de la huella de carbono: el menor consumo energético conlleva una reducción proporcional de las emisiones indirectas de CO₂ asociadas a la generación eléctrica, contribuyendo a los objetivos de sostenibilidad.
- Impacto en la gestión térmica: la reducción temporal de potencia activa facilita el control térmico del sitio, pudiendo reducir la necesidad de refrigeración activa y los costos asociados al mantenimiento de sistemas HVAC.
- Consideraciones de calidad de servicio (QoS): para no degradar la experiencia de usuario es necesario diseñar algoritmos de activación/desactivación que garanticen latencias aceptables y disponibilidad de capacidad suficiente ante picos repentinos de demanda.
- Requisitos de coordinación y señalización: la implementación exige protocolos de coordinación entre celdas y supervisión en tiempo real para evitar efectos adversos como agujeros de cobertura o colisiones de handover.
- Retorno de la inversión (ROI): el periodo de recuperación depende de factores locales (precio de la electricidad, perfil de tráfico, costo de equipo y mano de obra). Estudios de caso muestran que, en redes con variaciones diurnas marcadas de tráfico, el ROI puede ser significativamente corto.
- Riesgos operativos y mitigaciones: se deben evaluar riesgos como fallas en la reactivación de módulos, impacto en alarmas de supervisión y compatibilidad con soluciones de redundancia; estrategias de mitigación incluyen pruebas en campo, despliegues piloto y monitoreo continuo

Estos aspectos son fundamentales para lograr las metas y el éxito del ahorro energético, lo que conlleva a tener mejores actividades en el área petrolera, para no paralizar las actividades, por lo que se presenta la siguiente Matriz comparativa entre ambos métodos de producción:

Tabla 9.

Parámetros del Sistema BES Convencional vs. Sistema Power Save (PMM)

Parámetro	Sistema BES Convencional	Sistema Power Save (PMM)	Impacto Operativo
Eficiencia del Motor	- 86%	- 94%	Menor pérdida de energía por calor.
Deslizamiento de Rotor	- 6%	0%	Sincronismo total y mayor estabilidad.
Ahorro de Energía	Línea base	25% a 50% de reducción	Disminución directa del costo por barril producido (OPEX)
Huella de Carbono	Mayor consumo diésel/SNI	Menor consumo de potencia	Reducción significativa de emisiones de CO ₂

NOTA: Tomado y Adaptado de (Petroecuador E. , 2025)

El sistema BES convencional utiliza motores de inducción asincrónicos acoplados a bombas estándar. En contraste, el sistema Power Save emplea motores de imanes permanentes (PMM) con tecnología de alta eficiencia, lo que disminuye el consumo eléctrico y permite reducir de forma significativa el tamaño del equipo instalado en el fondo del pozo (Ríos, 2022).

Otro aspecto relevante que considerar son los beneficios técnicos y económicos derivados de su aplicación en el campo petrolero. A continuación, se presentan:

Tabla 10.

Beneficios Técnicos y Económicos en Campo

BENEFICIOS TÉCNICOS Y ECONÓMICOS EN CAMPO		
TÉCNICOS	Reducción del estrés térmico	El apagado selectivo de componentes disminuye el calor generado en el gabinete.
	Mayor vida útil del hardware	Menos temperatura reduce la degradación de amplificadores de potencia (PA) y transceptores.
	Optimización de recursos	Libera procesamiento de banda base durante horas de baja demanda (mañana).
	Preservación de baterías de respaldo	Extiende la autonomía de los bancos de baterías ante cortes de energía comercial.

ECONÓMICOS	Compatibilidad automatizada	Se activa y desactiva mediante algoritmos inteligentes basados en umbrales de tráfico en tiempo real.
	Baja directa en la factura eléctrica	Reduce el consumo de kilovatios-hora (kWh), el mayor costo operativo (OPEX) de red
	Menor consumo de climatización	Al haber menos calor, los aires acondicionados de los sitios consumen menos energía.
	Reducción de costos de mantenimiento	Disminuye la frecuencia de reemplazo de componentes dañados por sobrecalentamiento.
	Retorno de inversión (ROI) rápido	La activación del software no requiere hardware nuevo y genera ahorros inmediatos.
	Cumplimiento de metas de sostenibilidad	Evita multas regulatorias ambientales y reduce la huella de carbono de la empresa

NOTA: Tomado y Adaptado de (Petroecuador E. , 2022)

2.5.4. Comparación entre motores IM vs. PMM

Frente al motor de inducción, el motor síncrono de imanes permanentes (PMM) constituye una alternativa de mayor rendimiento, ya que reduce el consumo eléctrico, entrega mayor potencia a altas RPM, genera menos calor y vibración, y permite el ajuste de velocidad para optimizar la relación entre la potencia requerida y la producción (Pila, 2023). La Tabla 7 resume de manera general las principales características de ambas tecnologías.

Tabla 11.

Comparación entre motores IM vs. PMM

Característica	Motor IM	Motor PMM
Principio de operación	Motor asíncrono donde el par se genera por corrientes inducidas en el rotor (con deslizamiento)	Motor síncrono donde el par se genera por imanes permanentes en el rotor (sin deslizamiento)
Eficiencia	80 – 83%	90 – 93%
Densidad de potencia	Media	Mayor
Factor de potencia	0,75 - 0,85 %	Más de 90%
Fuente Magnética	Estator	Imán permanente
Longitud del motor	Base	30 – 60% más corto que el IM
Control	Switchboard o VSD	VSD especial
Frecuencia	30-90 Hz	10-750 Hz
Precio	Bajo - Medio	Alto

NOTA: Tomado y Adaptado de: (Guzmán, 2023).

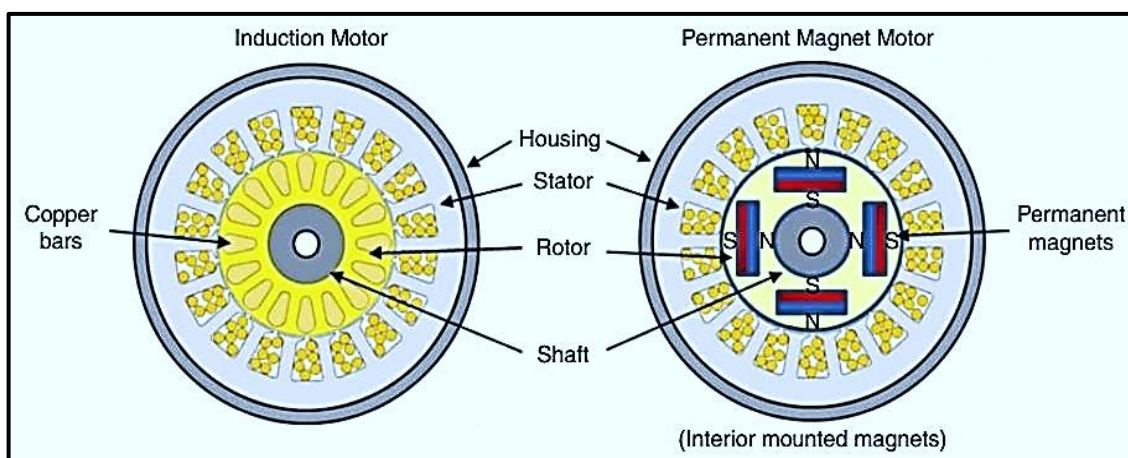
2.5.5. Generación de par mecánico

El par mecánico es el momento de torsión que entrega el motor en su eje; se genera por la interacción entre el campo magnético giratorio del estator y los polos magnéticos del rotor. En los motores de inducción, el rotor suele presentar 2 o 4 polos originados por corrientes inducidas, las cuales aumentan las pérdidas eléctricas operativas (Collado, 2022).

Por el contrario, en los motores de imanes permanentes el rotor incorpora múltiples polos permanentes (por ejemplo, 4, 6, 8 o más), lo que reduce el consumo energético y mejora la eficiencia del sistema operativo de los pozos petroleros (Suarez I., 2024).

Gráfico 8.

Rotor y estator del motor IM y PMM



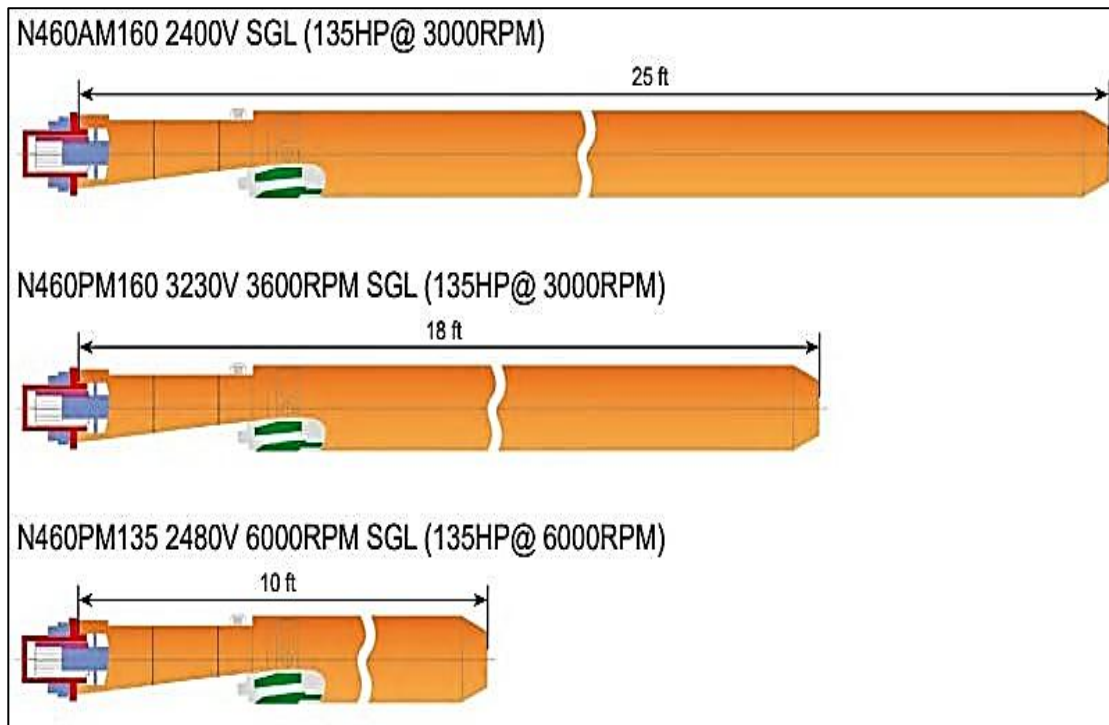
NOTA: Tomado y Adaptado de (Pezzani, 2024)

2.5.6. Tamaño y peso del motor

Los motores de imanes permanentes (PMM) presentan reducciones en tamaño y masa al ofrecer una mayor densidad de potencia en comparación con los motores de inducción. Para igual potencia, los PMM pueden ser entre 30 y 60% más cortos, lo que simplifica la instalación y contribuye a disminuir las pérdidas eléctricas y mecánicas (Kirby, 2024).

Gráfico 9.

Comparación de tamaño entre diferentes motores



NOTA: Tomado y Adaptado de (Novomet, 2022).

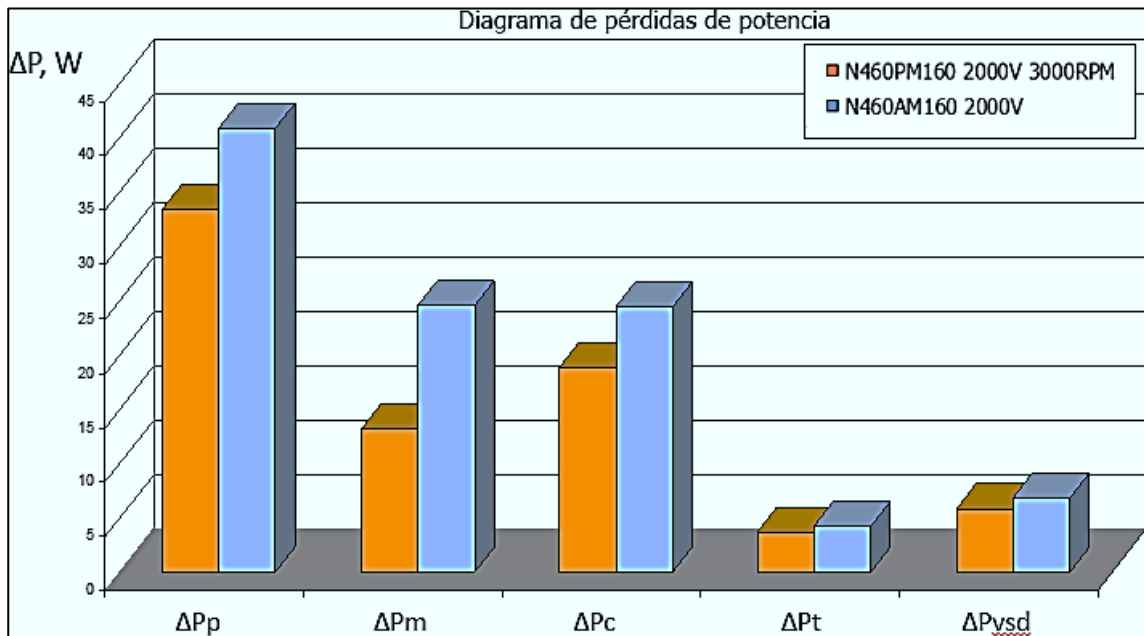
Aunque un eje más largo favorece la disipación térmica, también aumenta las pérdidas mecánicas y por fricción; en contraste, el motor de polos magnéticos permanentes (MPM), al tener una longitud axial menor, reduce las pérdidas por fricción y las pérdidas en el devanado, lo que resulta en una reducción de las pérdidas totales frente a un motor asíncrono equivalente (Guindi, 2022).

2.5.7. Potencia y densidad de potencia

El Gráfico 10 ilustra la comparación de pérdidas de potencia entre un motor de inducción (IM) y un motor síncrono de imanes permanentes (PMM), ambos con las mismas especificaciones nominales. En el caso del sistema BES, el PMM exhibe pérdidas energéticas totales inferiores; la disminución es particularmente significativa en las pérdidas asociadas al motor, lo que sugiere mayor eficiencia del PMM bajo las condiciones evaluadas.

Gráfico 10.

Pérdidas de potencia en motores IM y PMM



NOTA: Tomado y Adaptado de: (Pezzani, 2024).

Compendio de la nomenclatura

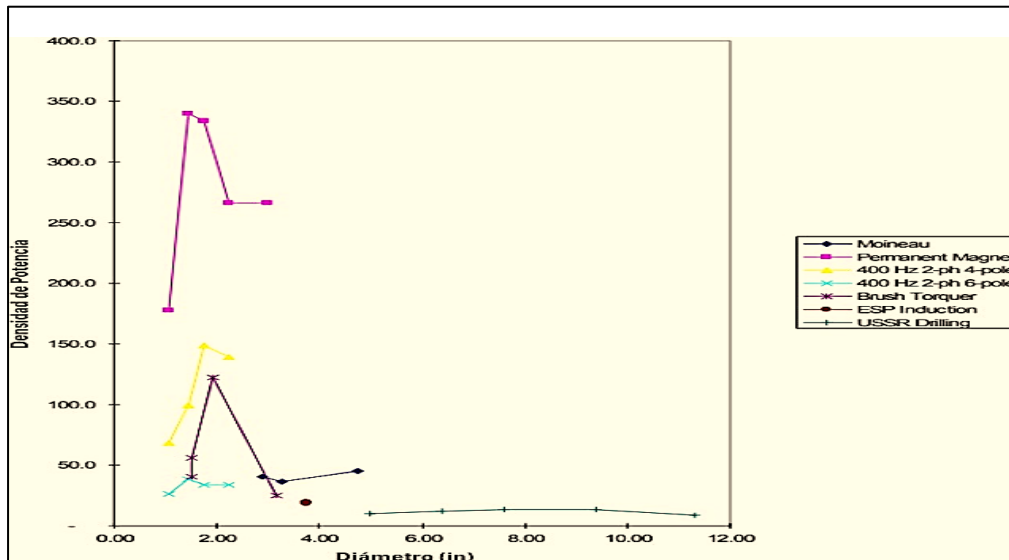
- ΔP_p = Pérdidas en la bomba,
- ΔP_m = Pérdidas en el motor,
- ΔP_c = Pérdidas en cables,
- ΔP_t = Pérdidas en transformador
- ΔP_{vsd} = Pérdidas en el variador.

La densidad de potencia indica la cantidad de potencia que puede entregarse por unidad de tamaño de un equipo; en la práctica suele interpretarse como potencia por unidad de longitud. A mayor densidad de potencia, el motor puede ser más corto y liviano sin disminuir su potencia nominal.

En el gráfico 11, se compara la densidad de potencia en función del diámetro. Los datos muestran que los motores de imanes permanentes presentan densidades de potencia superiores a las de otros tipos de motores (Novomet., 2022).

Gráfico 11.

Comparación de densidad de potencia entre diferentes tecnologías



NOTA: Tomado y Adaptado de (Flores, 2024).

El motor PMM presenta menores pérdidas y mayor eficiencia que el motor IM; además, ofrece una mayor densidad de potencia, lo que favorece diseños más compactos adecuados para las restricciones de espacio en el fondo de pozo.

2.6. Curvas de declinación

Las curvas de declinación de producción son modelos empíricos que representan la tasa de producción en función del tiempo mediante un gráfico semilogarítmico (Escobar, 2023). A partir del historial de producción del pozo, bajo condiciones operativas relativamente constantes, es posible proyectar la producción futura. Arps (1945) propone tres modelos principales que permiten ajustar los datos de producción mediante una recta en el gráfico semilogarítmico y extrapolarla para estimar la producción futura.

2.6.1. Declinación exponencial

Es el modelo más utilizado para predecir el comportamiento de un yacimiento y se describe mediante una función exponencial. La producción decrece a una tasa constante a lo largo del tiempo.

Declinación exponencial

$$q_t = q_i e^{(-Dt)}$$

Donde:

- q_t = Caudal de producción en el tiempo
- q_i = Caudal inicial
- D = Fracción de declinación nominal
- t = Tiempo (días)

2.6.2. Declinación Hiperbólica

Este modelo describe un comportamiento en el cual la tasa de declinación del pozo no se mantiene constante, sino que disminuye progresivamente con el tiempo. Según Escobar (2023), este modelo representa mejor las características de la mayoría de los pozos; sin embargo, es el menos utilizado debido a su mayor grado de complejidad.

Declinación hiperbólica

$$q = q_i (1 + D_i * t * b)^{(-\frac{1}{b})}$$

Donde:

- q_t = Caudal de producción en el tiempo
- q_i = Caudal inicial
- D_i = Fracción de declinación nominal inicial
- b = Exponente hiperbólico

2.6.3. Declinación Armónica

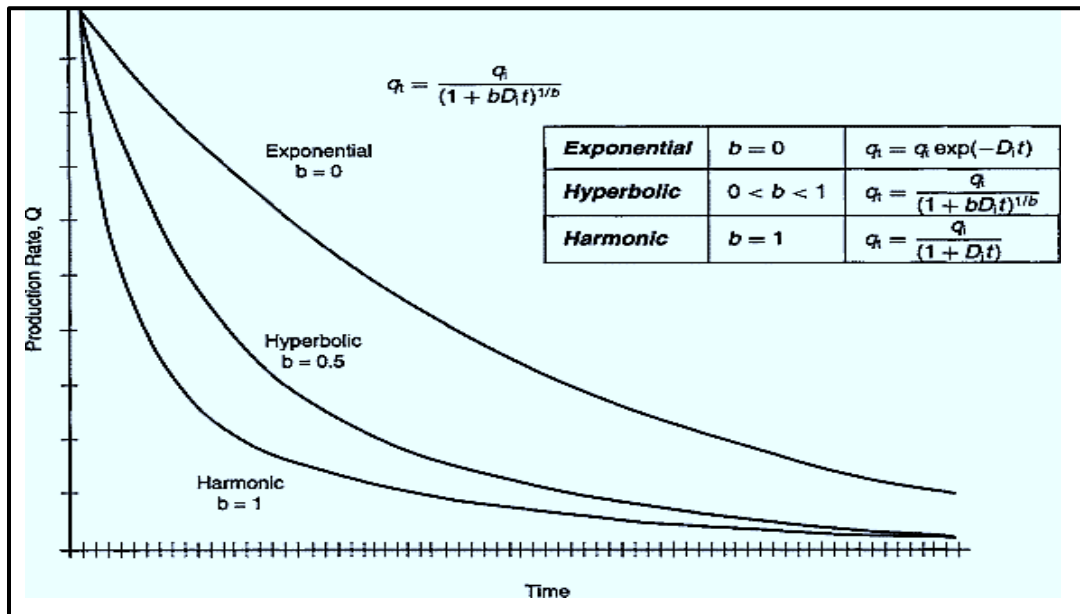
Modelo cuya declinación corresponde a una variante de la declinación hiperbólica cuando el parámetro b vale 1.

Declinación armónica

$$q = \frac{q_i}{(1 + D_i * t)}$$

Gráfico 12.

Comparación de curvas de declinación de producción



NOTA: Tomado y Adaptado de: (Aguilar, 2023).

2.7. Criterios de análisis económicos

Los tres indicadores que generalmente se utilizan para medir la viabilidad financiera de un proyecto son: el VAN, la TIR y la relación beneficio/costo.

2.7.1. Valor Actual Neto (VAN)

El Valor Actual Neto (VAN) cuantifica la rentabilidad de un proyecto al considerar el valor temporal del dinero, por lo que resulta esencial en la toma de decisiones de inversión. El análisis del VAN permite evaluar la viabilidad económica y la eficiencia del capital invertido. Este indicador mide el beneficio económico neto de un proyecto a partir de sus flujos de caja descontados a una tasa determinada, indicando el valor agregado que genera la iniciativa (López, 2022).

Para el Cálculo del Valor Actual Neto, se aplica la siguiente formula:

$$VAN = \sum_{t=0}^n \frac{C_t}{(1+r)^t}$$

Donde:

- C_t = es el flujo de caja en el tiempo
- t, r = es la tasa de descuento
- n = es el número de periodos.

2.7.2. Tasa interna de retorno (TIR)

La tasa interna de retorno (TIR) es la tasa de descuento que hace que el valor presente neto (VPN) de los flujos de caja de un proyecto sea igual a cero. Cuando la TIR excede la tasa mínima aceptable de rendimiento o el costo de capital, el proyecto se considera viable desde el punto de vista financiero (Sevilla, 2023).

Cálculo del TIR

$$0 = VAN = \sum_{t=0}^n \frac{C_t}{(1 + TIR)^t}$$

Donde:

- C_t = es el flujo de caja en el tiempo
- t, VAN = es el valor actual neto
- n = es el número de periodos.

2.7.3. Relación beneficio/costo

La relación beneficio–costo es un indicador que compara, en términos de valor presente, los beneficios económicos generados por un proyecto con los costos totales asociados a su implementación. Este parámetro cuantifica el rendimiento económico de la inversión, expresado en unidades monetarias (por ejemplo, dólares), y permite evaluar la conveniencia financiera de ejecutar el proyecto.

CAPITULO III: METODOLOGÍA

3.1. Tipo de estudio

La investigación se desarrollará bajo un enfoque descriptivo y exploratorio, debido a que se busca analizar y describir el comportamiento operativo y energético de los sistemas de levantamiento artificial tipo bombeo electro sumergible (BES) con la aplicación de la tecnología Power Save, sin manipular deliberadamente las variables del sistema (Marcelo Camacho, 2021).

El estudio tendrá un diseño no experimental, ya que se basa en el análisis de datos operativos reales obtenidos de la información recopilada de los pozos seleccionados para este trabajo de investigación, los cuales permitirán llevar a cabo una selección de las herramientas más adecuadas para la operatividad de estos pozos y que ello beneficie a la economía del país (Morales, 2021).

3.2. Métodos

El método de investigación aplicado fue el método analítico comparativo, mediante el cual se evaluaron las condiciones de operación de los pozos Pucuna D-030, Pucuna D-030A y Pucuna D-030B antes y después de la aplicación de la tecnología Power Save. Este método permitió identificar variaciones en el consumo energético, el desempeño del sistema BES y el comportamiento productivo de los pozos bajo análisis.

3.2.1. Método Descriptivo

Este método sirvió para caracterizar las condiciones operativas actuales de los sistemas de levantamiento artificial BES en los pozos seleccionados. Esta información obtenida proporcionará datos verídicos, los mismos que ayudaran a analizarlos de maneja descriptiva, con la finalidad de ver en qué parte del proceso operativo petrolero, lo que conllevó a mejorar la productividad (Collado, 2022).

3.2.2. Método analítico:

Para descomponer y analizar los parámetros operativos y energéticos correspondientes a los pozos Pucuna D-030, Pucuna D-030A y Pucuna D-030B,

yacimientos petrolíferos ubicados en el oriente ecuatoriano, se realizó un estudio orientado a identificar las limitaciones que afectan su productividad y proponer medidas de optimización (Collado, 2022).

3.2.3. Método comparativo:

Para contrastar los resultados obtenidos en escenarios con y sin la aplicación de la tecnología Power Save, estos se los hará con áreas donde se haya aplicado esta metodología de trabajo y en que parte del proceso de aplicación se lo puede mejorar para obtener una mejor producción (Rojas, 2022).

En la industria petrolera, la adopción de la tecnología Power Save, que combina motores de imanes permanentes con bombas electro sumergibles de alta eficiencia— presenta ventajas significativas frente a los sistemas convencionales. Los pozos que incorporan esta solución pueden reducir el consumo eléctrico hasta en un 50% y disminuir el volumen y la masa del equipo de fondo en aproximadamente un 60% en comparación con motores de inducción estándar. Para ello se establece el siguiente esquema comparativo en la Tabla 12.

Tabla 12.

Análisis Comparativo de rendimiento

Parámetro operativo	Pozo SIN tecnología Power Save	Pozo CON tecnología Power Save
Consumo Eléctrico	Alto (Motores de inducción asíncronos comunes)	Hasta 50% menos consumo de energía
Tamaño del Equipo de Fondo	Largo y pesado (Mayor espacio y etapas)	Hasta 60% más corto y ligero (Imanes permanentes)
Desgaste por Calor y Vibración	Alto (Requiere más mantenimiento por fallas)	Mínimo (Menos calor generado, mayor vida útil)
Costos en Equipos de Superficie	Altos (Necesita transformadores muy grandes)	Bajos (Usa variadores y transformadores pequeños)
Capacidad en Pozos Desviados	Difícil instalación por la longitud del equipo	Ideal (Al ser corto, entra fácil en curvas del pozo)

NOTA: Tomado y Adaptado de (Rojas, 2022)

Es importante mencionar que la aplicación de la tecnología Power Save en el área petrolera, establece una serie de ventajas claves en la implementación de esta herramienta tecnológica, las cuales se detallan en la Tabla 9.

Tabla 13.

Ventajas claves en la implementación de la tecnología

VENTAJAS	CARACTERÍSTICAS
Ahorro de dinero inmediato:	Al gastar menos electricidad por cada barril de crudo extraído, el costo de operación baja de forma notable
Menos fallas técnicas:	Los motores de imanes permanentes se calientan mucho menos y casi no vibran. Esto evita que la bomba se rompa rápido y reduce los costosos paros por reparación
Facilidad en pozos complejos:	En pozos profundos o con direcciones muy inclinadas (desviados), el equipo corto de Power Save se instala sin los atascos comunes de las bombas largas tradicionales.
Optimización de la red eléctrica:	Como cada pozo consume la mitad de la potencia, una empresa puede conectar más pozos a la misma planta eléctrica o red local sin saturarla.
Cuidado ambiental:	Menor uso de energía se traduce directamente en una reducción de la huella de carbono y de gases contaminantes en el campo petrolero

NOTA: Tomado y Adaptado de (Ríos, 2022)

3.2.4. Análisis nodal:

Como herramienta técnica para evaluar el desempeño del sistema de producción, mediante la modelación de curvas de inflow y outflow utilizando el software especializado PROSPER, se conoció las falencias operativas de los pozos Pucuna D-030, Pucuna D-030A y Pucuna D-030B, para realizar la aplicación de las mejoras necesarias en cada uno de ellos, que se vuelvan operativos, que sean rentables y de esta manera alargar su periodo de vida (Kingni, 2023).

3.3. Recopilación de datos

La recolección de datos se realizará a partir de fuentes secundarias, provenientes de registros operativos históricos de los pozos seleccionados. Estos datos incluirán información relacionada con producción de fluidos, parámetros de operación del sistema

BES, consumo energético y condiciones de funcionamiento del equipo de fondo. Así mismo, se utilizarán reportes técnicos y bases de datos operativas disponibles del Campo Pucuna (Beltrán, 2024).

El análisis de los datos se efectuará mediante la comparación de los resultados obtenidos en los escenarios evaluados, permitiendo identificar el comportamiento del sistema BES bajo la aplicación de la tecnología Power Save. A través del análisis nodal, se evaluará el desempeño del sistema pozo–yacimiento–superficie y se describirán las variaciones observadas en los parámetros operativos y energéticos. Este análisis permitirá sustentar técnicamente la eficiencia de la tecnología Power Save en los pozos seleccionados para ser estudiados (Beltrán, 2024).

3.3. Población y Muestra

3.3.1. Población

La población de estudio estará conformada por los pozos del Campo Pucuna que operan con sistemas de levantamiento artificial tipo bombeo electro sumergible (BES) y que presentan condiciones operativas similares para la aplicación de tecnologías orientadas a la eficiencia energética (Ordoñez, 2024).

3.3.2. Muestra

La muestra estará constituida por los pozos Pucuna D-030, Pucuna D-030A y Pucuna D-030B, seleccionados mediante un muestreo no probabilístico de tipo intencional, debido a que estos pozos presentan características operativas representativas y disponibilidad de información histórica suficiente para el desarrollo del análisis. La selección de esta muestra permitirá realizar una evaluación detallada del desempeño de la tecnología Power Save bajo condiciones reales de operación (Ordoñez, 2024).

3.4. Análisis de la información

Antes de hacer uso de la información, se efectuó una validación técnica de los datos recopilados en reportes e informes operativos, con el fin de respaldar su uso en los cálculos. Para ello, se revisó la consistencia de los datos disponibles y su disponibilidad.

Para el procesamiento, cálculo y análisis de la información se utilizó el software especializado PROSPER, en el cual se estimaron indicadores como potencia aparente, potencia activa, potencia reactiva, energía consumida e índice kWh/bbl a partir de datos operativos reales disponibles, aplicando las ecuaciones. Además, se elaboraron la modelación de curvas de inflow y outflow para facilitar la interpretación de los resultados (Ruiz, 2024).

El cálculo se establece mediante una evaluación técnico – económica comparando el equipo convencional con la tecnología Power Save. Se utilizan las siguientes fórmulas y variables de medición:

3.4.1. Cálculo de consumo de Potencia Activa (P_{act}):

$$P_{act} = \sqrt{3} \times V \times I \times FP$$

Donde V es el voltaje, I es la corriente y FP es el factor de potencia

3.4.2. Eficiencia electromecánica (η):

$$\eta = \frac{P_{hidraulica}}{P_{eléctrica}}$$

La potencia proporcionada al fluido se calcula con el caudal y el salto de presión.

3.4.3. Análisis de Impacto Económico

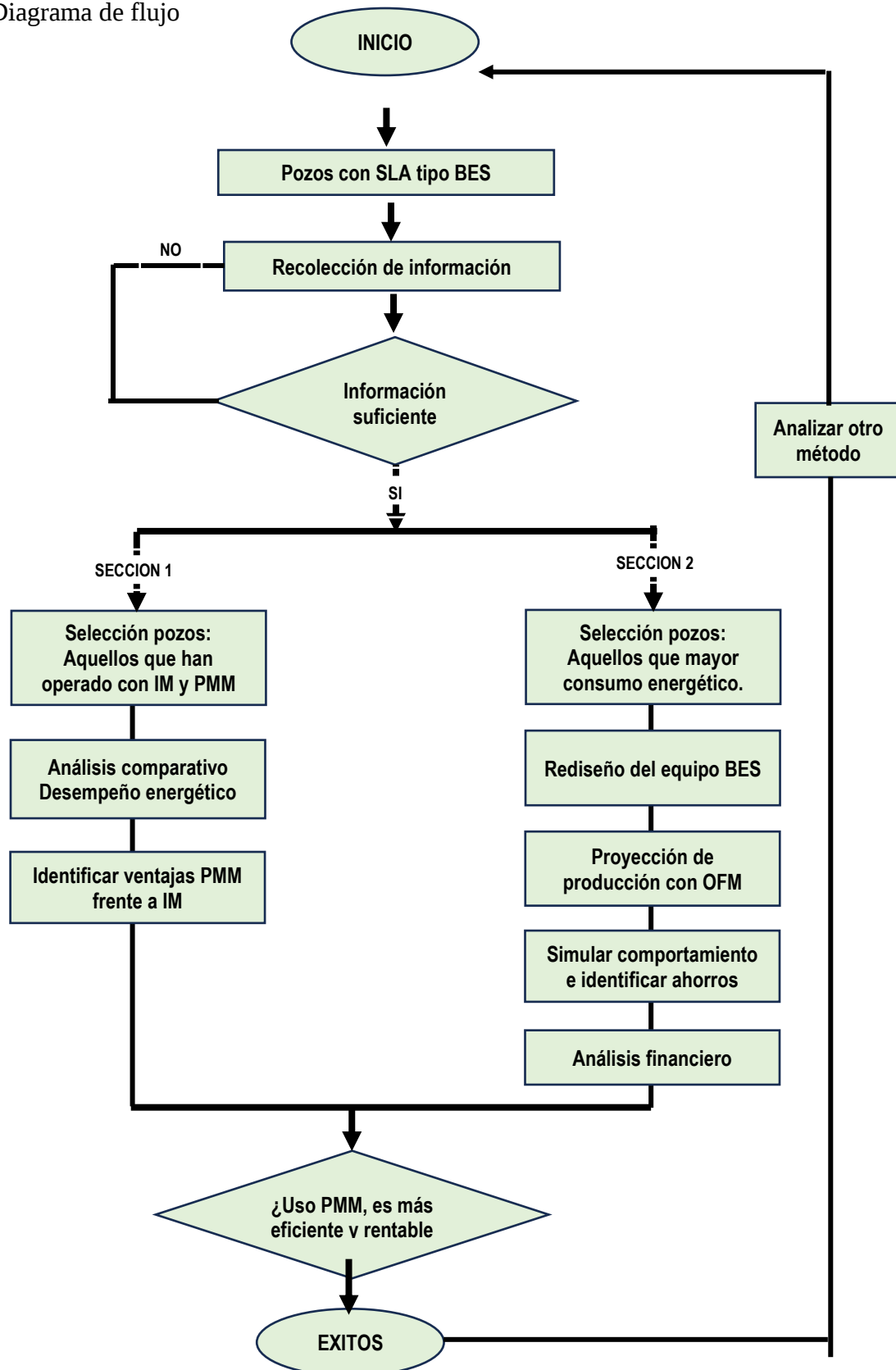
En este contexto, se proyecta el costo operativo anual, evaluando los siguientes parámetros:

- El consumo de kilovatios hora (kWh) del sistema tradicional frente a Power Save
- La reducción de costos por mantenimiento al tener un equipo más corto con menos fricción y mayor vida útil en condiciones adversas

Una vez seleccionados los pozos candidatos para su análisis de viabilidad de cambio de tecnología, el rediseño de los equipos de superficie y fondo se realizó mediante el software PROSPER, finalmente para la creación de las curvas de declinación y obtener los acumulados de producción.

Gráfico 13

Diagrama de flujo



NOTA: Elaboración propia

Una vez seleccionados los pozos candidatos para su análisis de viabilidad de cambio de tecnología, el rediseño de los equipos de superficie y fondo se realizó mediante el software PROSPER, finalmente para la creación de las curvas de declinación y obtener los acumulados de producción.

CAPITULO IV: ANÁLISIS Y DISCUSIÓN DE RESULTADOS

4.1. Antecedentes

El sistema de bombeo electro-sumergible (BES) de alta eficiencia con función Power Save integra un diseño patentado de etapas de bomba, componentes de precisión fabricados mediante pulvi metalurgia y motores de imanes permanentes (PMM) de última generación. Esta combinación tecnológica reduce el consumo energético del conjunto de bombeo en al menos un 25% respecto a los sistemas de mayor eficiencia del mercado (Ríos, 2022).

Las bombas eléctricas sumergibles (BES) proporcionan un levantamiento artificial confiable para una amplia gama de caudales y condiciones de pozo. Cuando un sistema de fondo de pozo opera de manera continua (24 horas al día, 7 días a la semana), el consumo eléctrico puede ser significativo. Los costos de energía disminuyen la rentabilidad, especialmente para los operadores que gestionan cientos de BES o que deben realizar recorridos periódicos al sitio de trabajo para reabastecer generadores (López, 2022).

En este proyecto se diseña una bomba de alta velocidad y bajo consumo, operativa a regímenes de rotación elevados. Mediante pulvi metalurgia se fabrican componentes con tolerancias y precisión superiores, lo que permite alcanzar calidades de pieza equivalentes o superiores a las obtenidas por fundición en arena empleada en la industria petrolera convencional (Hughes, 2021).

El rediseño incorporó nuevas geometrías de impulsores y difusores, lo que permitió acortar la longitud total de la bomba a un tercio del diseño previo, manteniendo el caudal nominal y la eficiencia hidráulica. La combinación de etapas con perfiles optimizados y materiales de mayor conductividad térmica y resistencia al desgaste redujo la generación de calor durante la operación para la disminución de las pérdidas eléctricas en un X % (indicar valor), mejorando la eficiencia energética global del conjunto (Bravo, 2022).

4.2. Características e historial de producción de los pozos seleccionados: Pucuna D-030, Pucuna D-030A y Pucuna D-030B,

Los pozos Pucuna D-030, D-030A y D-030B constituyen pozos de desarrollo con trayectoria direccional, localizados en la extensión sur del campo Pucuna (Bloque 44), provincia de Orellana. La perforación fue ejecutada por EP Petroecuador empleando torres de perforación del tipo Sinopec 248. Los pozos extraen petróleo de gravedad media a profundidades superiores a 10 000 pies (aprox. 3 048 m) (Petroecuador., 2025).

En este contexto, el pozo Pucuna D-030, ubicado en el Bloque 44 (provincia de Orellana), es un pozo de desarrollo operado por Petroecuador. Sus actividades principales incluyen la perforación y la explotación activa; aportó un caudal inicial de hasta 693 BPPD. A continuación, se detallan sus características técnicas, operativas, de producción y de eficiencia (Petroecuador., 2025).

Tabla 14

Matriz Comparativa de Pozos Petroleros de la Amazonía Ecuatoriana

Características	Criterios / Categorías	Pozo Pucuna D-030.
Técnicas	Ubicación	Bloque 44 (Campo Pucuna), dentro del Activo Palo Azul
	Profundidad Total	10,200 ft (Promedio del área)
	Grado API del Crudo	24.9° API (Crudo Oriente / Mediano)
	Motor	Modelo NHV (790-1000) H
De Trabajo	Sistema de Levantamiento (SLA)	Bombeo Electro sumergible (BES)
	Tipo de Trayectoria	Direccional (Perforación en racimo)
	Aprovechamiento Energético	Captación de gas asociado para refinación
De Producción	Tasa de Producción	693 BPPD (Pozo de reciente optimización)
	Corte de Agua (BSW)	Medio Alto (Campo maduro con empuje hidráulico)
	Reservorio Productor	Formaciones Napo ("U" y "T")
De Eficiencia	Índice de Productividad (IP)	Alto (Alta transmisibilidad del reservorio)
	Eficiencia Energética	Óptima (Bajo consumo eléctrico por barril neto)
	Gestión Ambiental de Agua	Reinyección total profunda a formaciones receptoras

NOTA: Elaboración propia

El pozo Pucuna D-030A es un pozo de desarrollo petrolero de alta productividad, operado por EP Petroecuador en el Bloque 44, provincia de Orellana. Sus principales operaciones incluyen perforación direccional continua y extracción de petróleo crudo para el activo Palo Azul, con una producción aproximada de 700 barriles de fluido por día (BFPD). Y luego se detalla las actividades productivas y las características técnicas relativas a los trabajos, la producción y la eficiencia del pozo.

Tabla 15

Matriz Comparativa de Pozos Petroleros de la Amazonía Ecuatoriana

Características	Criterios / Categorías	Pozo Pucuna D-030A. Provincia de Orellana
Técnicas	Ubicación	Bloque 44 (Campo Pucuna), dentro del Activo Palo Azul
	Profundidad Total	- 10,160 ft
	Grado API del Crudo	30.0° API (Crudo Liviano de alta calidad)
	Motor	Bomba NHV (790-1000) H
De Trabajo	Sistema de Levantamiento (SLA)	Bombeo Electro sumergible (BES)
	Tipo de Trayectoria	Direccional continuo
	Aprovechamiento Energético	Gas asociado procesado en Refinería Shushufindi
De Producción	Tasa de Producción	700 BPPD (Sostenido con optimización de presión)
	Corte de Agua (BSW)	Alto (Requiere constante separación química)
	Reservorio Productor	Formación Hollín
De Eficiencia	Índice de Productividad (IP)	Medio (Restringido por declinación natural)
	Eficiencia Energética	Media (Alto consumo por bombeo de agua asociada)
	Gestión Ambiental de Agua	Reinyección técnica en pozos inyectoros del bloque

NOTA: Tomado y Adaptado de (Pincay, 2023)

Las actividades en el pozo Pucuna D-030B, del campo Pucuna (Bloque 44), comprenden perforación direccional e inclinado, terminación y producción de crudo medio (28,6° API). Operadas por EP Petroecuador, estas instalaciones están ubicadas en

la provincia de Orellana y forman parte de campañas orientadas a maximizar la producción y a evaluar y desarrollar reservas en formaciones como Napo y basal Tena.

Asimismo, a continuación, se detallan las principales especificaciones técnicas del sistema, clasificadas en función de sus parámetros operacionales, capacidad productiva y rendimiento energético:

Tabla 16

Matriz Comparativa de Pozos Petroleros de la Amazonía Ecuatoriana

Características	Criterios / Categorías	Pozo Pucuna D-030B. Provincia de Orellana
Técnicas	Ubicación	Bloque 44 (Campo Pucuna), dentro del Activo Palo Azul
	Profundidad Total	~ 9,800 ft
	Grado API del Crudo	28.6° API (Crudo Oriente)
	Motor	Modelo NFV (130-250) H
De Trabajo	Sistema de Levantamiento (SLA)	Bombeo Hidráulico o Mecánico
	Tipo de Trayectoria	Direccional / Inclinado
	Aprovechamiento Energético	Quema controlada / Generación local menor
De Producción	Tasa de Producción	174 BPPD (Pozo exploratorio exitoso reciente)
	Corte de Agua (BSW)	Bajo (Yacimiento nuevo con baja intrusión de agua)
	Reservorio Productor	Formación Hollín / Napo inferior
De Eficiencia	Índice de Productividad (IP)	Muy Alto (Excelente energía natural remanente)
	Eficiencia Energética	Excelente (Alta tasa de flujo por presión natural)
	Gestión Ambiental de Agua	Tratamiento y reinyección en acuíferos confinados

NOTA: Tomado y Adaptado de (Gándara, 2023)

Los criterios expuestos configuran el marco de referencia para evaluar el diagnóstico operacional actual de los pozos bajo estudio. Asimismo, fundamentan la viabilidad técnica de implementar la tecnología Power Save en los pozos Pucuna D-030, Pucuna D-030A y Pucuna D-030B del Campo Pucuna, con el objetivo de optimizar sus índices de eficiencia y productividad, maximizar el factor de recobro y mitigar los costos

de levantamiento (lifting costs), lo que genera un impacto socioeconómico positivo a nivel nacional (Petroecuador, 2025).

Los resultados demuestran que la renovación estratégica de los activos petroleros y la incorporación de tecnologías de vanguardia potencian el rendimiento mecánico y operativo de las instalaciones. Este proceso de transformación digital y técnica no solo incrementa los índices de productividad del personal, sino que garantiza la integridad física de los trabajadores, promoviendo el bienestar corporativo y el desarrollo profesional seguro en áreas críticas de la operación (Petroecuador, 2025).

4.3. Establecer ahorro de energía eléctrica y variación en el rendimiento del sistema de levantamiento artificial tras la activación de la tecnología Power Saves

4.3.1. Pozo Pucuna D-030

Localizado en la provincia de Orellana, específicamente en el Bloque 44 del Campo Pucuna (Activo Palo Azul), el pozo direccional Pucuna D-030 fue completado mediante perforación en racimo para explotar la formación Hollín Superior. Los datos históricos de completación, las tasas de flujo y las características fisicoquímicas de los hidrocarburos se detallan a continuación en la Tabla 17.

Tabla 17

Datos del pozo Pucuna D-030

POZO PUCUNA D-030, Arena Hs		
Pr	3200	psi
IP	0.79	(bl/d/psi)
BSW	59	%
GOR	124	PCS/BF
API	27.8	°
Pb	569.5	psi
Pc	62	psi
Q	693	BFPD
Ty	225	°F

NOTA: Tomado y Adaptado de Petroamazonas (2025)

Al 31 de diciembre de 2025, el pozo Pucuna D-030 registraba una tasa de producción de 693 barriles de fluido por día (BFPD), con un corte de agua (BSW) del

59%. El sistema de levantamiento artificial empleado corresponde a una bomba centrífuga sumergible marca Novomet, línea Power Save, modelo NHV (790-1000) H (número de serie 406). En la Tabla 18 se detallan las especificaciones técnicas del conjunto bomba-motor, así como los parámetros operativos históricos de dicha localización (Petroamazonas EP., 2025).

Tabla 18

Parámetros de operación de la bomba NHV (790-1000) H, del pozo Pucuna D-030

BOMBA			DATOS DE PLACA MOTOR				DATOS OPERACIÓN	
Carcasas	Etapas totales	Modelo	Cant.	HP	Volt.	Amp.	HZ	AMP
3	252	NHV (790-1000) H	1	330	4010	42	59	14

NOTA: Tomado y Adaptado de (Díaz, 2023)

El 15 de enero de 2025 se realizó la instalación de la bomba de cavidades progresivas [o bomba de bombeo electrosurgible, según corresponda el tipo de bomba] modelo NHV (790-1000) H, la cual acumuló un periodo operativo de 350 días calendario. En la Tabla 19 se detalla el análisis comparativo del histórico de producción promedio del pozo Pucuna D-030, contrastando el desempeño del sistema anterior (bomba TD100) frente al periodo de evaluación del equipo NHV (790-1000) H (Díaz, 2023).

Tabla 19

Producción del Pozo Pucuna D-030

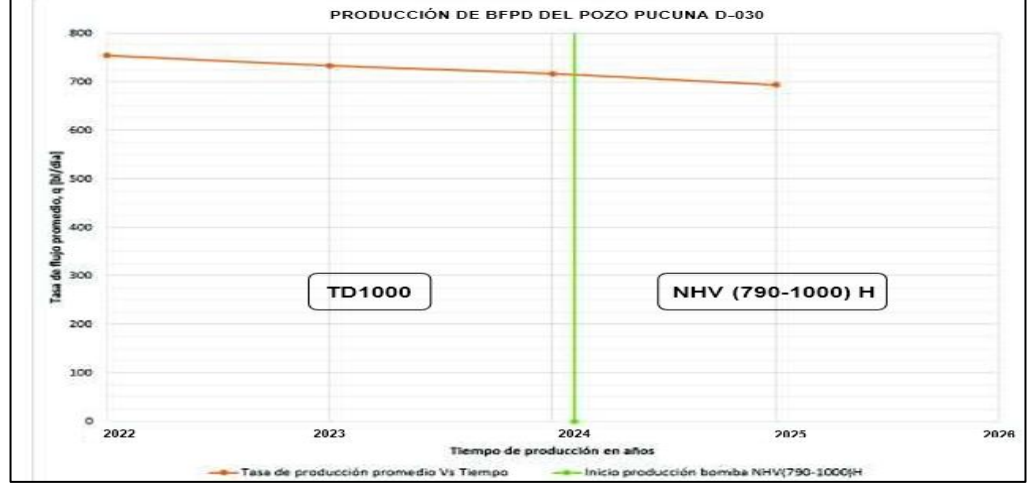
PERIODO	PRODUCCIÓN PROMEDIO BFPD	TIPO DE BES
12/01/2024 – 30/12/2024	739.50	TD1000
15/01/2025 – 31/12/2025	714.33	NHV (790-1000) H

NOTA: Tomado y Adaptado de (Urrea, 2023)

La Figura 14 ilustra el comportamiento histórico de la producción promedio en el pozo Pucuna D-030, ubicado en la provincia de Orellana. El gráfico detalla la variación del caudal volumétrico en respuesta a la transición y desempeño de los distintos sistemas de bombeo electrosurgible (BES) implementados cronológicamente desde el año 2023.

Gráfico 14

Producción del Pozo Pucuna D-030



NOTA: Tomado y Adaptado de Petroamazonas (Petroamazonas EP., 2025)

En la Tabla 20 se sistematiza el comportamiento operativo y productivo del pozo Pucuna D-030 durante el periodo comprendido entre el 22 de julio de 2023 y el 31 de diciembre de 2025. Los parámetros indexados incluyen el histórico de producción de fluidos, el corte de agua (BSW, por sus siglas en inglés), así como la especificación técnica y la frecuencia de trabajo de las distintas configuraciones de bombeo electrosumergible (BES) implementadas.

Tabla 20

Historial de producción del pozo Pucuna D-030

FECHA	PRODUCCIÓN BFPD	PRODUCCIÓN BPPD	PROMEDIO BPPD	BSW %	TIPO DE BES	FRECUENCIA Hz
22/07/2023	789	220.92		72	TD1000	46
08/08/2023	752	210.56		72	TD1000	46
02/09/2023	743	208.04		72	TD1000	46
31/10/2023	762	213.36		72	TD1000	46
30/11/2023	743	208.04		72	TD1000	46
31/12/2023	734	205.52		72	TD1000	46
30/01/2016	734	205.52		72	TD1000	46
29/02/2024	748	209.44	207.06	72	TD1000	46
31/03/2024	725	203.00		72	TD1000	46
25/04/2024	752	210.56		72	TD1000	46
25/05/2024	723	202.44		72	TD1000	46
30/06/2024	734	205.52		72	TD1000	46
22/07/2024	743	208.04		72	TD1000	46
26/08/2024	720	201.60		72	TD1000	46
28/09/2024	716	200.48		72	TD1000	46
16/10/2024	752	210.56		72	TD1000	46

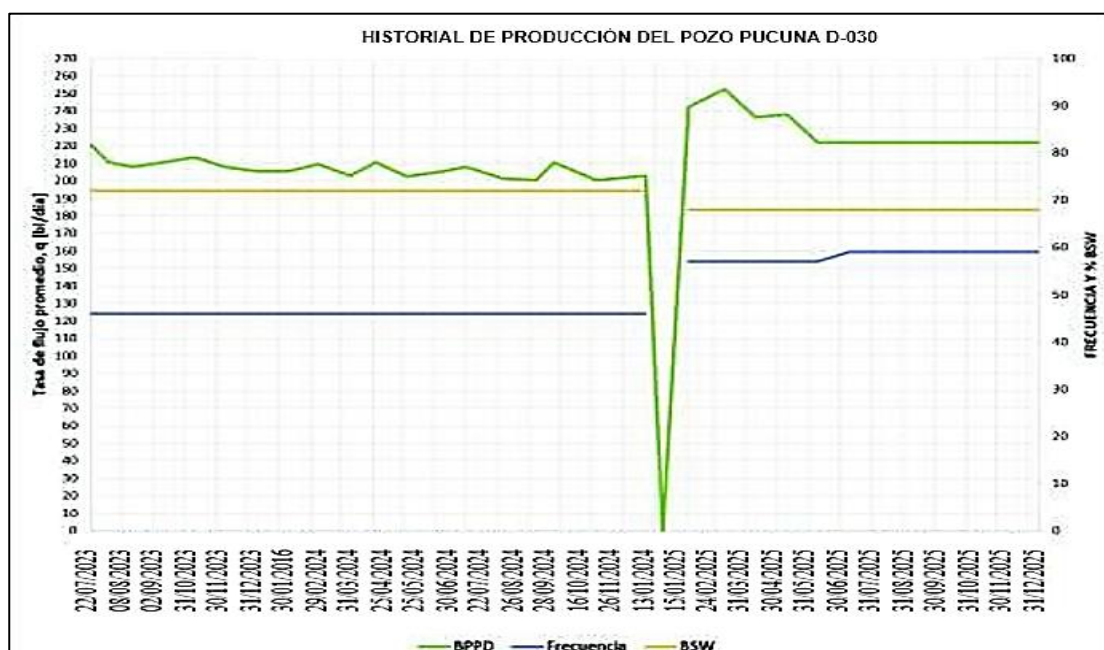
26/11/2024	716	200.48		72	TD1000	46
13/01/2024	725	203.00		72	TD1000	46
15/01/2025	724	229.07		68	NHV (790-1000) H	57
24/02/2025	757	242.24		68	NHV (790-1000) H	57
31/03/2025	789	252.48		68	NHV (790-1000) H	57
30/04/2025	739	236.48		68	NHV (790-1000) H	57
31/05/2025	743	237.76		68	NHV (790-1000) H	57
30/06/2025	693	221.76	229.21	68	NHV (790-1000) H	57
31/07/2025	693	221.76		68	NHV (790-1000) H	59
31/08/2025	693	221.76		68	NHV (790-1000) H	59
30/09/2025	693	221.76		68	NHV (790-1000) H	59
31/10/2025	693	221.76		68	NHV (790-1000) H	59
30/11/2025	693	221.76		68	NHV (790-1000) H	59
31/12/2025	693	221.76		68	NHV (790-1000) H	59

NOTA: Tomado y Adaptado de (Petroamazonas EP., 2025)

A partir de los registros consolidados en la Tabla 20, se evidencia que el sistema anterior (bomba TD1000) operaba con una tasa promedio de 207.06 bpd de fluido, bajo una frecuencia de 46 Hz y un corte de agua (BSW) del 72%. En contraste, la configuración optimizada mediante la bomba NHV (790-1000) H incrementó el rendimiento a 229.21 bpd a una frecuencia de 59 Hz, registrando una reducción en el BSW al 68% (Bouza, 2024). La evolución cronológica de este comportamiento de producción en el pozo Pucuna D-030, se despliega secuencialmente Enel Gráfico 15.

Gráfico 15

Historial de producción del pozo Pucuna D-030

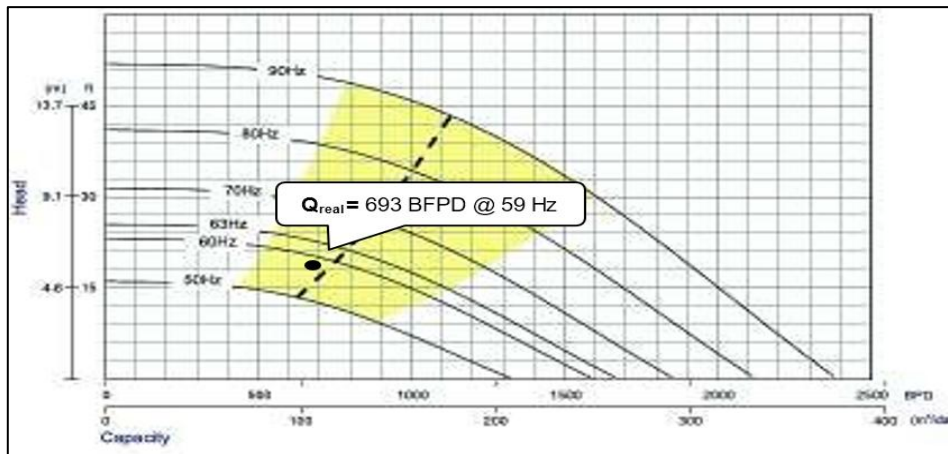


NOTA: Tomado y Adaptado de (Petroamazonas EP., 2025)

En el Gráfico 16 se evalúa la curva de rendimiento hidráulico para la bomba NHV (790-1000) H a una frecuencia de 59 Hz. El diagnóstico confirma que el régimen operativo se proyecta dentro de la ventana de estabilidad recomendada por el fabricante.

Gráfico 16

Análisis de la bomba NHV (790-1000) H, pozo Pucuna D-030



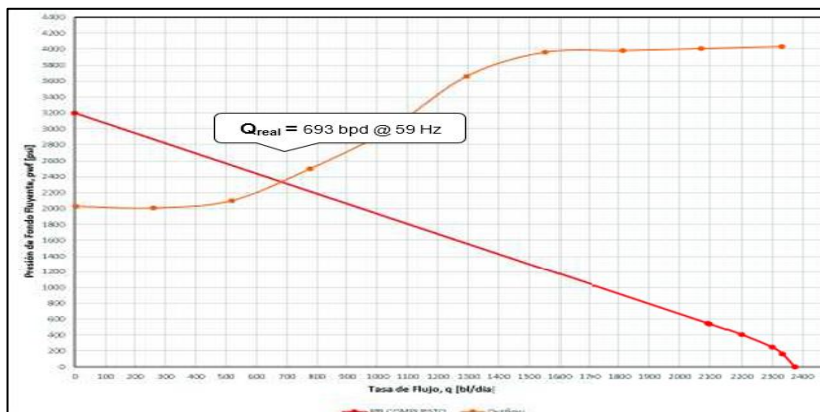
NOTA: Tomado y Adaptado de (Petroamazonas EP., 2025)

4.3.2. Análisis nodal del pozo Pucuna D-030

El diagnóstico mediante análisis nodal en el fondo del pozo Pucuna D-030 se expone en el Grafico 17. Bajo un régimen operativo de 59 Hz, el pozo registra una tasa de producción real de 693 bpd, lo que equivale únicamente al 29.17% de su potencial de flujo disponible o caudal máximo teórico.

Gráfico 17

Curva Inflow y Outflow del Pucuna D-030

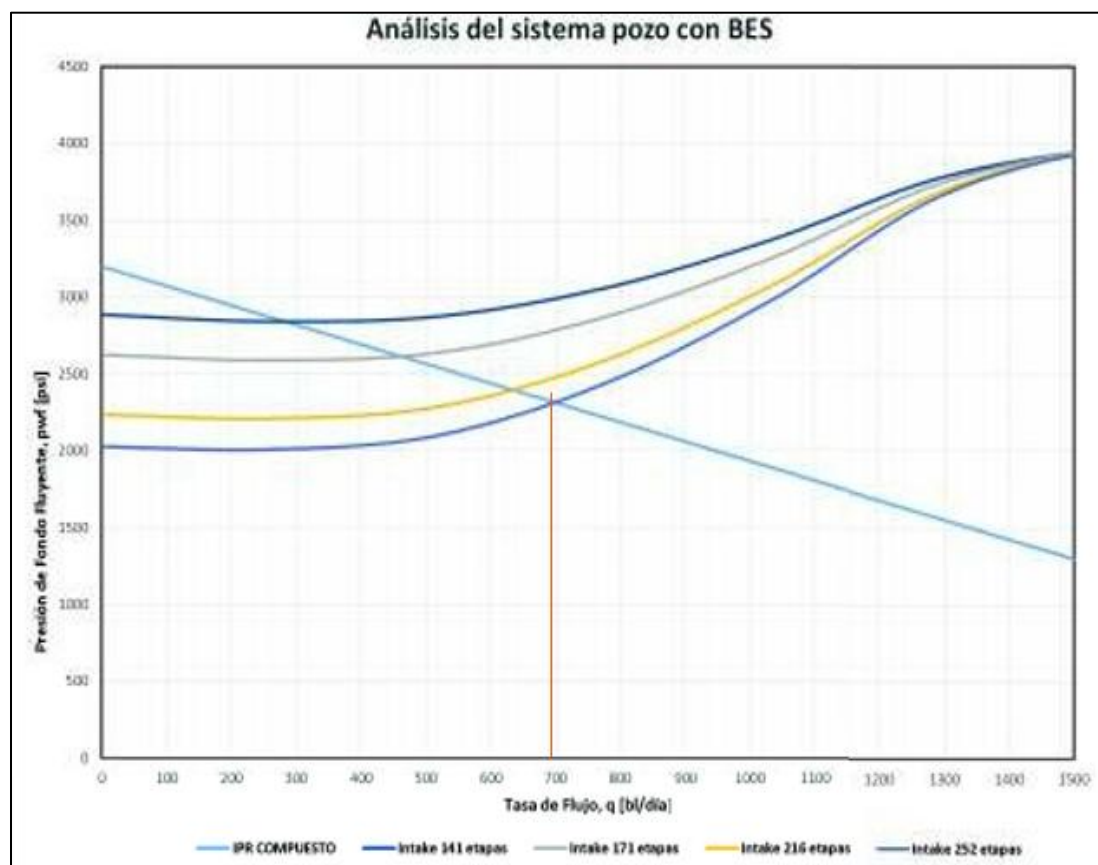


NOTA: Tomado y Adaptado de (Petroamazonas EP., 2025)

En el Grafico 18 se expone el análisis de sensibilidad del sistema pozo-infraestructura al variar el número de etapas dinámicas en la bomba electrosumergible (BES) Novomet, modelo NHV (790-1000) H. Este equipo, configurado estructuralmente mediante tres carcasas modulares, permite ajustar la cantidad de etapas activas con el propósito de adaptar el aporte de carga hidrostática a los diferentes escenarios de declinación o requerimientos del yacimiento.

Gráfico 18

Análisis del sistema pozo con BES a diferentes etapas del Pozo Pucuna D-030

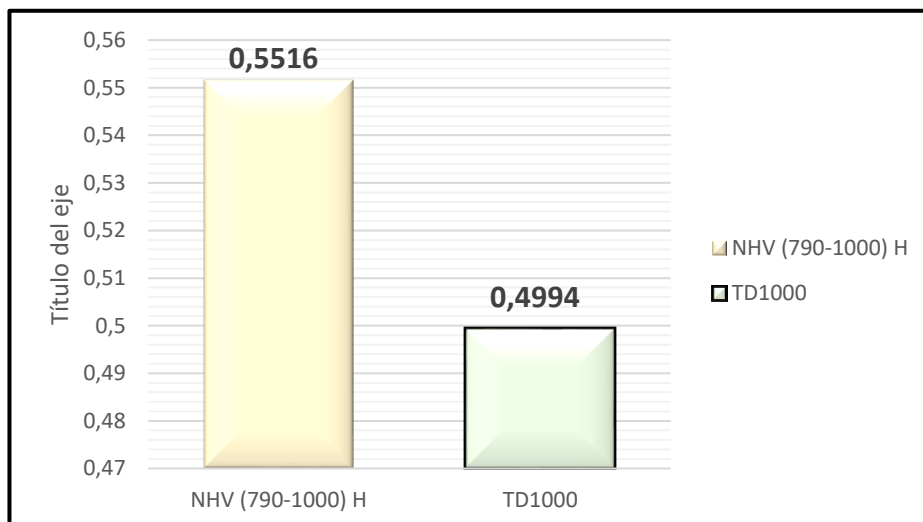


NOTA: Tomado y Adaptado de (Petroamazonas EP., 2025)

Mediante los datos operacionales provistos por Petroamazonas EP [o Petroecuador EP], en el Gráfico se evalúa de forma comparativa la demanda de energía de las diferentes configuraciones BES que operaron en el pozo Pucuna D-030 (2023-2025). El análisis cuantitativo revela que la unidad NHV (790-1000) H superó en un 9.46% el consumo energético registrado por el sistema precedente, el modelo TD1000.

Gráfico 19

Consumo de energía eléctrica de las bombas del Pozo Pucuna D-030



NOTA: Tomado y Adaptado de (Petroamazonas EP., 2025)

Bajo este escenario operacional, el pozo Pucuna D-030 registró al 31 de diciembre de 2025 un caudal bruto de 693 bfd y un corte de agua (BSW) del 59%. De acuerdo con los datos consolidados en la Tabla 18, este volumen representa una declinación productiva de 25.17 bfd respecto al periodo previo.

No obstante, el diagnóstico hidráulico detallado en el Gráfico 16 se confirma que la bomba Novomet modelo NHV (790-1000) H opera dentro del rango de eficiencia recomendado por el fabricante. Este sistema BES cuenta con una ventana operativa óptima entre los 50 Hz y 90 Hz, y posee una arquitectura modular disponible para configuraciones de 470, 590, 720 y 840 etapas de fondo.

Finalmente, el análisis comparativo demuestra que el incremento del 9.46% en la demanda de potencia eléctrica de la bomba NHV (790-1000) H se tradujo en una optimización de apenas el 9.66% en la tasa de producción de petróleo del pozo Pucuna D-030. Este comportamiento se fundamenta en que el sistema previo (bomba TD1000) registraba un caudal promedio de 207.06 bpd, mientras que la configuración con el equipo NHV (790-1000) H alcanzó los 229.21 bpd. Estos resultados evidencian una relación de proporcionalidad casi lineal entre el consumo energético incremental y la ganancia de fluido en la superficie.

4.3.3. Pozo Pucuna D-030A

La Tabla 21 consolida la caracterización petrofísica, los índices de productividad y las propiedades del fluido del pozo Pucuna D-030A. Esta localización, caracterizada por una trayectoria direccional continua, opera en el Bloque 44 (Campo Pucuna, Activo Palo Azul), región nororiental de Ecuador, y drena las reservas pertenecientes al miembro estratigráfico de la arenisca "U" Inferior.

Tabla 21

Datos Pozo Pucuna D-030A

Pozo Pucuna D-030A, Arena Ui		
Pr	1400	psi
IP	0.73	(bl/d/psi)
BSW	0.9	%
GOR	260	PCS/BF
API	24.4	°
Pb	1052	psi
Pc	30	psi
Q	700	BFPD
Ty	211	°F

NOTA: Tomado y Adaptado de (Petroamazonas EP., 2025)

Al 1 de enero de 2026, el pozo Pucuna D-030A registraba un caudal bruto de 700 bfd con un corte de agua (BSW) del 0.9%, operando mediante un sistema de bombeo electro sumergible (BES) Novomet de alta eficiencia energética (Power Save), modelo NHV (790-1000) H, (serie 406). Las especificaciones de diseño de la bomba, las características del motor de fondo y los parámetros operacionales asociados se detallan en la Tabla 22.

Tabla 22

Parámetros de operación de la bomba NHV (790-1000) H, del pozo Pucuna D-030A

BOMBA			DATOS DE PLACA MOTOR				DATOS OPERACIÓN	
Carcasas	Etapas	Modelo	Cant.	HP	Volt.	Amp.	HZ	AMP
5	360	NHV(790-1000)H	1	310	3760	39.9	65	17

NOTA: Tomado y Adaptado de (Petroamazonas EP., 2025)

El 9 de julio de 2024 se llevó a cabo la instalación del sistema de bombeo electrosumergible (BES) Novomet modelo NHV (790-1000) H, en el pozo Pucuna D-030A, acumulando un periodo de operación continua de 542 días hasta el 1 de enero de 2026. En la Tabla 23 se sintetiza el análisis comparativo del histórico de producción promedio obtenido mediante las diferentes configuraciones mecánicas de fondo que han asistido mecánicamente a este pozo.

Tabla 23

Producción del pozo Pucuna D-030A

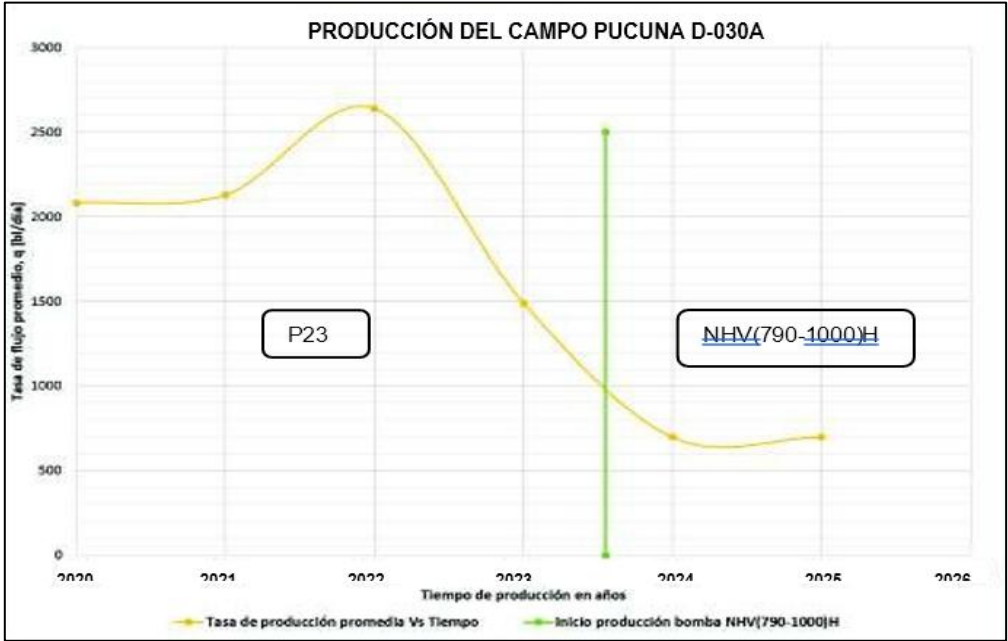
PERIODO	PRODUCCIÓN PROMEDIO BFPD	ARENA PRODUCTORA	TIPO DE BOMBA
23/11/2021 – 25/05/2024	2082.00	Hollín inferior	P23
22/07/2024 - 01/01/2026	701.55	U inferior	NHV (790-1000) H

NOTA: Tomado y Adaptado de (Petroamazonas EP., 2025)

El Grafico 20 ilustra el comportamiento histórico de la tasa de flujo promedio en el pozo Pucuna D-030A. El gráfico expone las variaciones del caudal volumétrico en función de los diferentes sistemas de bombeo electrosumergible (BES) que han sido implementados secuencialmente a partir del año 2023.

Gráfico 20

Producción del Campo Pucuna D-030A



NOTA: Tomado y Adaptado de (Petroamazonas EP., 2025)

En la Tabla 24 se sistematiza la evolución operativa y productiva del pozo Pucuna D-030A durante el intervalo cronológico comprendido entre 23 de nov. de 2021 y 1 enero de 2026. Los parámetros indexados contemplan el histórico de producción de fluidos, las fluctuaciones del corte de agua (BSW), así como la especificación técnica del sistema de bombeo electro sumergible (BES) y su respectiva frecuencia de trabajo de fondo

Tabla 24

Historial de producción del Pozo Pucuna D-030A

FECHA	PRODUCCIÓN BFPD	PRODUCCIÓN BPPD	PROMEDIO BPPD	BSW %	TIPO DE BOMBA	FRECUENCIA Hz
23/11/2021	2082	166.56	170.63	92	P23	45
31/01/2022	2016	161.28		92	P23	47
28/02/2022	2011	160.88		92	P23	47
31/03/2022	2214	177.12		92	P23	45
30/04/2022	2106	168.48		92	P23	47
31/05/2022	2106	168.48		92	P23	48
30/06/2022	2224	177.92		92	P23	47
31/07/2022	2126	170.08		92	P23	47
31/08/2022	2166	173.28		92	P23	47
30/09/2022	2184	174.72		92	P23	47
31/10/2022	2052	164.16		92	P23	47.1
30/11/2022	2178	174.24		92	P23	47
31/12/2022	2178	174.24		92	P23	47
31/12/2023	2640	158.40		94	P23	56
30/01/2024	2731	163.86		94	P23	56
29/02/2024	2671	160.26		94	P23	56
31/03/2024	2704	162.24		94	P23	56
25/04/2024	2728	163.68		94	P23	56
25/05/2024	2776	222.08		92	P23	56
30/06/2024	Cambio de arena de producción de la arena Hollín Inferior a la arena Ui					
22/07/2024	705	698.66	695.27	0.9	NHV(790-1000)H	61
26/08/2024	707	700.64		0.9	NHV(790-1000)H	65
28/09/2024	700	693.70		0.9	NHV(790-1000)H	69
31/10/2024	763	756.13		0.9	NHV(790-1000)H	65
26/11/2024	691	685.47		0.8	NHV(790-1000)H	65
31/12/2024	701	694.69		0.9	NHV(790-1000)H	65
31/01/2025	690	683.79		0.9	NHV(790-1000)H	65
30/01/2025	710	703.61		0.9	NHV(790-1000)H	65
28/02/2025	708	701.63		0.9	NHV(790-1000)H	65
31/03/2025	688	681.81		0.9	NHV(790-1000)H	65
30/04/2025	668	661.99		0.9	NHV(790-1000)H	65
31/05/2025	700	693.70		0.9	NHV(790-1000)H	65
30/06/2025	700	693.70		0.9	NHV(790-1000)H	65
31/07/2025	700	693.70		0.9	NHV(790-1000)H	65
31/08/2025	700	693.70		0.9	NHV(790-1000)H	65
30/09/2025	700	693.70		0.9	NHV(790-1000)H	65
31/10/2025	700	693.70		0.9	NHV(790-1000)H	65
30/11/2025	700	693.70		0.9	NHV(790-1000)H	65
31/12/2025	700	693.70		0.9	NHV(790-1000)H	65
31/01/2026	700	693.70		0.9	NHV(790-1000)H	65

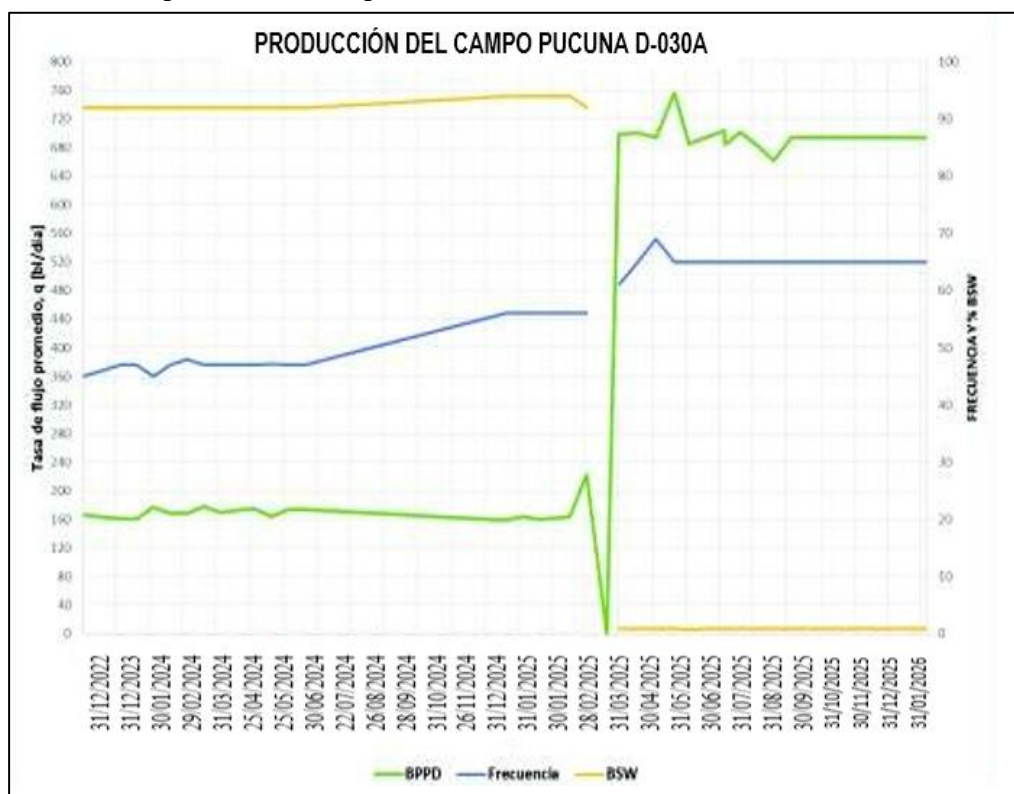
NOTA: Tomado y Adaptado de (Petroamazonas EP., 2025)

A partir de los datos consolidados en la Tabla 24, se determina que el sistema de bombeo electrosumergible (BES) inicial, modelo P23, registraba un caudal promedio de 170.63 bfd bajo un régimen de frecuencia variable entre 45 Hz y 53 Hz, asociado a un corte de agua (BSW) del 92%. Con el propósito de mitigar la alta canalización de agua, el pozo fue sometido a un tratamiento de reacondicionamiento químico en marzo de 2025; no obstante, ante la respuesta desfavorable del tratamiento, se procedió al aislamiento de la zona y al cambio de arena productora. La conversión hacia la formación U inferior inició el 9 de julio de 2025 empleando la unidad Novomet NHV (790-1000) H, la cual estabilizó la producción en un promedio de 695.27 bfd a una frecuencia de 65 Hz, reduciendo el BSW de forma drástica al 0.9%

El Gráfico 21 ilustra la evolución cronológica del comportamiento de producción consolidado en la Tabla 24, correspondiente al pozo Pucuna D-030A. Esta representación gráfica permite contrastar visualmente las variaciones en el rendimiento del fluido tras los cambios de arena productora y esquemas de levantamiento.

Gráfico 21

Historial de producción del pozo Pucuna D-030A

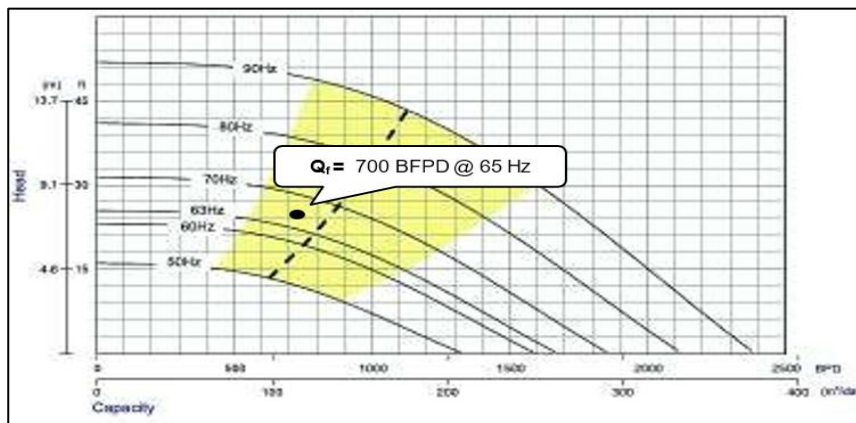


NOTA: Tomado y Adaptado de (Petroamazonas EP., 2025)

El rendimiento operativo de la bomba NHV (790-1000) H a una frecuencia de 65 Hz se evalúa en el Gráfico 22. El perfil hidráulico confirma que el pozo produce dentro de la ventana de estabilidad recomendada por el fabricante, cuyos límites de diseño están definidos en caudal mínimo de 560 BFD, umbral máximo de 1160 bpd, respectivamente.

Gráfico 22

Análisis de la bomba NHV (790-1000) H, Pozo Pucuna D-030A



NOTA: Tomado y Adaptado de (Petroamazonas EP., 2025)

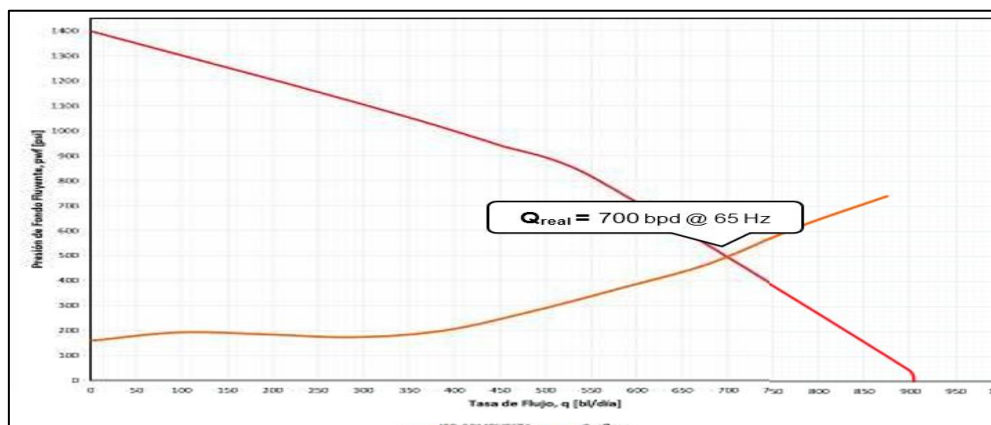
Las frecuencias adecuadas para la bomba NHV (790-1000) H, están entre 50Hz y 90 Hz.

4.3.4. Análisis nodal del pozo Pucuna D-030A

El análisis nodal al fondo del pozo Pucuna D-030A, se muestra en el Gráfico 23.

Gráfico 23

Curva Inflow y Outflow del pozo Pucuna D-030A

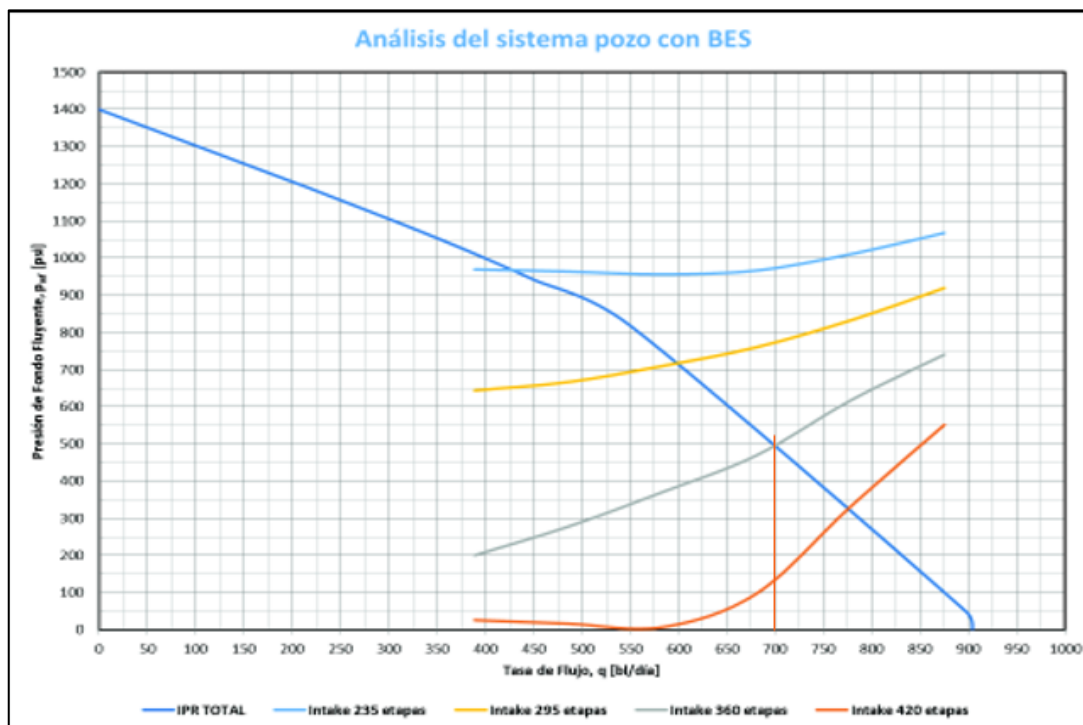


NOTA: Tomado y Adaptado de (Petroamazonas EP., 2025)

Con un régimen de producción de 700 b/d, una frecuencia de 69 Hz y una presión hidrostática de 499 psi, el pozo Pucuna D-030A opera al 77.42% de su capacidad potencial de entrega. El comportamiento del sistema de levantamiento artificial por bombeo electro sumergible (BES) ante las variables de diseño de la bomba Novomet NHV (790-1000) H se sistematiza en el Gráfico 24. La arquitectura mecánica de este modelo, integrada por cinco carcasas independientes, permite ensambles específicos de 235, 295, 360 y 420 etapas hidráulicas, optimizando el rendimiento volumétrico según los escenarios operacionales evaluados.

Gráfico 24

Análisis del sistema pozo con BES a diferentes etapas del Pozo Pucuna D-030A

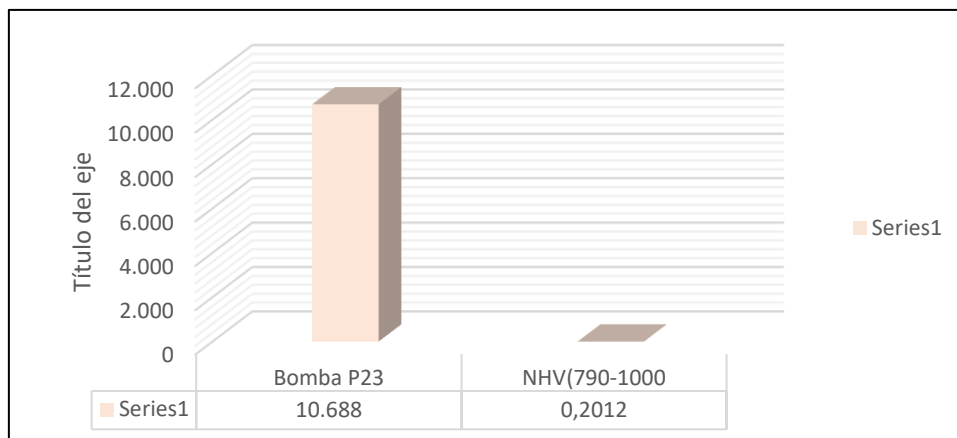


NOTA: Tomado y Adaptado de (Petroamazonas EP., 2025)

El perfil de consumo energético de los diferentes sistemas de bombeo electro sumergible (BES) implementados en el pozo Pucuna D-030A se ilustra en el Gráfico 24. El análisis abarca el periodo operativo comprendido entre el 23 de noviembre de 2021 y el 1 de enero de 2026, utilizando los registros históricos provistos por la empresa pública Petroamazonas EP. A partir de estos datos, se determina que el requerimiento de potencia eléctrica de la unidad Novomet NHV (790-1000) H exhibió una reducción drástica del 81.18% en comparación con la demanda energética registrada por el equipo D1150N.

Gráfico 25

Consumo de energía eléctrica de las bombas del pozo Pucuna D-030A



NOTA: Tomado y Adaptado de (Petroamazonas EP., 2025)

Se concluye que, al 1 de enero de 2026, el pozo Pucuna S-030A registró un régimen de producción de 700 bfd con un corte de agua (BSW) del 0.9%. El diagnóstico operativo confirma que la bomba Novomet modelo NHV (790-1000) H se desempeña de forma estable dentro de la curva de rendimiento recomendada por el fabricante. Este sistema de levantamiento artificial BES exhibe una ventana operativa óptima entre los 50 Hz y 90 Hz, respaldada por una arquitectura modular disponible en configuraciones de 235, 295, 360 y 420 etapas hidráulicas de fondo.

Bajo este escenario operativo, los resultados demuestran que el sistema Novomet NHV (790-1000) H redujo en un 81.18% el consumo promedio de potencia eléctrica en comparación con la bomba P23. Este incremento en la eficiencia energética coincidió con una optimización sustancial en la productividad del pozo, derivada del cambio de zona: la unidad NHV (790-1000) H alcanzó un régimen de 695.27 bfd en la arenisca "U" Inferior, superando el caudal histórico de 170.63 bfd que registraba la bomba P23 en la formación Hollín.

4.3.5. Pozo Pucuna D-030B

El pozo desviado Pucuna D-030B se localiza en el Bloque 44 (Campo Pucuna), unidad operativa adscrita al Activo Palo Azul en la provincia de Orellana (Cuenca Oriente, Ecuador). Esta localización presenta una trayectoria direccional e inclina su perfil para drenar las reservas de la arenisca "T" Inferior; asimismo, los parámetros

operacionales, el histórico de producción y las propiedades PVT (Presión-Volumen-Temperatura) del fluido se sintetizan en la Tabla 25.

Tabla 25

Datos Pozo Pucuna D-030B

Datos Pozo Pucuna D-030B		
Pr	1260	psi
IP	0.29	(bl/d/psi)
BSW	10	%
GOR	436	PCS/BF
API	28.4	°
Pb	1193	psi
Pc	110	psi
Q	174	BFPD
Ty	215	°F

NOTA: Tomado y Adaptado de (Petroamazonas EP., 2025)

Al 1 de enero de 2026, el pozo Pucuna D-030B registraba un caudal bruto de 174 bfd con un corte de agua (BSW) del 10%, operando mediante un sistema de bombeo electro sumergible (BES) Novomet de alta eficiencia energética (Power Save), modelo NFV (130-250) H (serie 362). Las especificaciones de diseño de la bomba, los parámetros del motor de fondo y las variables operacionales asociadas se detallan en la Tabla 26.

Tabla 26

Parámetros de operación de la Bomba BES NFV (130 – 250)

BOMBA			DATOS DE PLACA MOTOR				DATOS OPERACIÓN	
Carcasas	Etapas totales	Modelo	Cant.	HP	V	Amp.	HZ	AMP
4	456	NFV (130-250) H	1	170	3820	22	69	17

NOTA: Tomado y Adaptado de (Petroamazonas EP., 2025)

El 8 de noviembre de 2024 se ejecutó la instalación de la unidad de bombeo electro sumergible (BES) Novomet modelo NFV (130-250) H en el pozo Pucuna D-030B, acumulando un periodo de operación continua de 419 días hasta el corte evaluado del 1 de enero de 2026. En la Tabla 27 se sistematiza un análisis comparativo del histórico de producción promedio obtenido entre este equipo y la configuración tecnológica precedente, denominada TD100.

Tabla 27

Producción del pozo Pucuna D-030B

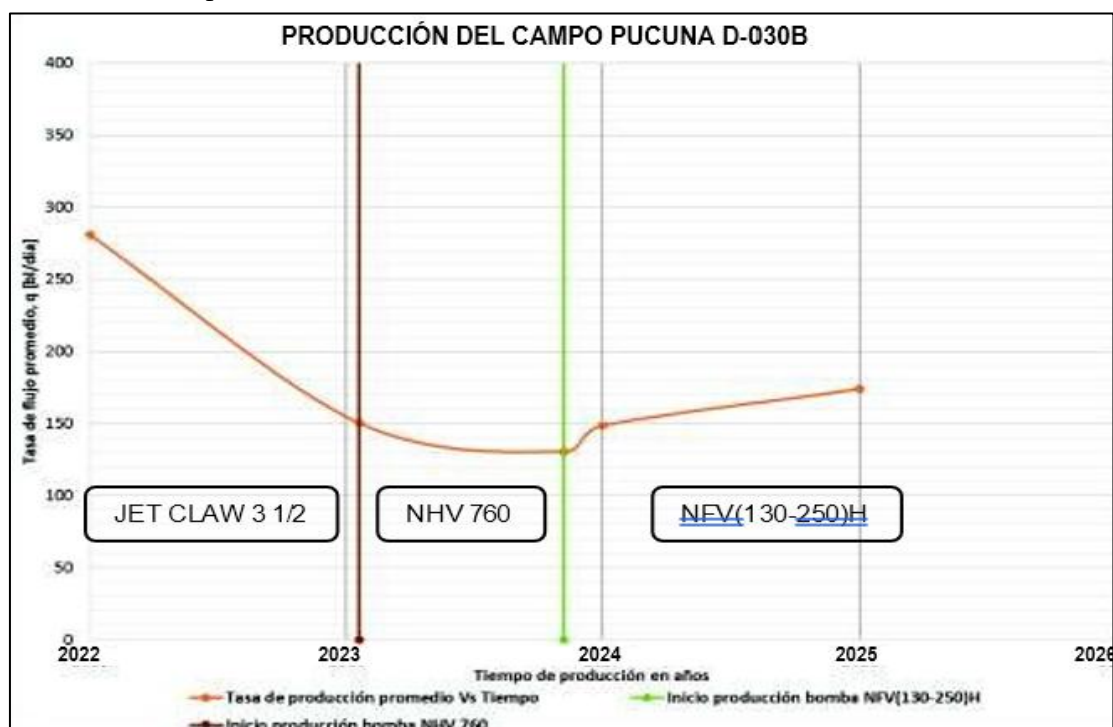
PERIODO	PRODUCCIÓN PROMEDIO BFPD	TIPO DE BES
23/06/2023 – 26/11/2023	280.87	JET CLAW 3 1/2
16/01/2024 – 06/10/2024	230.50	NHV 760
30/11/2024 – 01/01/2025	147.73	NFV(130-250)H

NOTA: Tomado y Adaptado de (Petroamazonas EP., 2025)

En el Gráfico 26, se muestra la producción promedia del pozo Pucuna D-030B, con las diferentes bombas electro sumergibles instaladas desde el año 2023.

Gráfico 26

Producción del pozo Pucuna D-030B



NOTA: Tomado y Adaptado de (Petroamazonas EP., 2025)

En la Tabla 28 se sistematiza la evolución operativa y productiva del pozo Pucuna D-030B durante el intervalo cronológico comprendido entre el 23 de junio de 2023 y el 1 de enero de 2026. Los parámetros indexados contemplan el histórico de producción de fluidos, las fluctuaciones del corte de agua (BSW), así como la especificación técnica del sistema de bombeo electrosumergible (BES) y su respectiva frecuencia de trabajo de fondo.

Tabla 28

Historial de producción del pozo Pucuna D-030B

FECHA	PRODUCCIÓN BFPD	PRODUCCIÓN BPPD	PROMEDIO BPPD	BSW %	TIPO DE BOMBA	FRECUENCIA Hz
23/06/2023	341	337.59		1.00	JET CLAW 3 1/2	
29/06/2023	279	270.63		3.00	JET CLAW 3 1/2	
06/07/2023	279	265.05		5.00	JET CLAW 3 1/2	
27/07/2023	247	222.30		10.00	JET CLAW 3 1/2	
06/08/2023	260	234.00		10.00	JET CLAW 3 1/2	
29/08/2023	287	258.30		10.00	JET CLAW 3 1/2	
03/09/2023	279	251.10		10.00	JET CLAW 3 1/2	
13/09/2023	287	258.30		10.00	JET CLAW 3 1/2	
30/09/2023	265	238.50		10.00	JET CLAW 3 1/2	
04/10/2023	296	266.40		10.00	JET CLAW 3 1/2	
11/10/2023	287	258.30		10.00	JET CLAW 3 1/2	
31/10/2023	275	247.50		10.00	JET CLAW 3 1/2	
06/11/2023	288	259.20		10.00	JET CLAW 3 1/2	
21/11/2023	274	246.60		10.00	JET CLAW 3 1/2	
26/11/2023	269	242.10		10.00	JET CLAW 3 1/2	
25/12/2023	Cambio de bombeo hidráulico a bombeo electro sumergible.					
05/01/2024	0	0				
16/01/2024	278	222.01	195.63	20.14	NHV 760	51.00
28/01/2024	224	179.00		20.09	NHV 760	51.00
18/02/2024	286	229.00		19.93	NHV 760	52.00
25/02/2024	233	186.00		20.17	NHV 760	52.00
16/03/2024	211	168.99		19.91	NHV 760	52.00
17/04/2024	148	118.00		20.27	NHV 760	51.40
13/05/2024	264	210.99		20.08	NHV 760	50.40
25/05/2024	242	194.01		19.83	NHV 760	51.50
04/06/2024	194	175.01		9.79	NHV 760	51.50
29/06/2024	234	211.00		9.83	NHV 760	51.80
08/07/2024	207	186.01		10.14	NHV 760	51.80
19/07/2024	215	193.01		10.23	NHV 760	50.90
07/08/2024	220	198.00		10.00	NHV 760	50.90
27/08/2024	306	275.00		10.13	NHV 760	50.00
07/09/2024	282	254.00		9.93	NHV 760	51.60
06/10/2024	144	130.00		9.72	NHV 760	47.50
15/10/2024	0	0				
30/11/2024	99	89.10	132.95	10.00	NFV(130-250)H	40.00
31/12/2024	162	145.80		10.00	NFV(130-250)H	40.00
31/01/2025	94	84.98		9.60	NFV(130-250)H	40.00
29/02/2025	130	117.00		10.00	NFV(130-250)H	40.00
31/03/2025	148	133.05		10.10	NFV(130-250)H	40.00
30/04/2025	166	149.07		10.20	NFV(130-250)H	40.00
31/05/2025	144	130.03		9.70	NFV(130-250)H	40.00
30/06/2025	135	120.96		10.40	NFV(130-250)H	40.00
31/07/2025	134	120.60		10.00	NFV(130-250)H	69.00
31/08/2025	134	120.60		10.00	NFV(130-250)H	69.00
30/09/2025	174	156.60		10.00	NFV(130-250)H	69.00
31/10/2025	174	156.60		10.00	NFV(130-250)H	69.00
30/11/2025	174	156.60		10.00	NFV(130-250)H	69.00
31/12/2025	174	156.60		10.00	NFV(130-250)H	69.00
01/01/2026	174	156.60		10.00	NFV(130-250)H	69.00

NOTA: Tomado y Adaptado de (Petroamazonas EP., 2025)

Con base en los registros consolidados en la Tabla 28, se evidencia la transición histórica en los mecanismos de levantamiento artificial implementados en el pozo Pucuna

D-030B. Inicialmente, el pozo operaba mediante bombeo hidráulico (BH) antes de la incorporación de las tecnologías Novomet. Tras esta reconversión, la unidad NHV 760 registró un caudal promedio de 195.63 b/d, trabajando a una frecuencia de 51.08 Hz y un corte de agua (BSW) del 15.02%; por su parte, el posterior despliegue del sistema NFV (130-250) H promedió un régimen de 132.95 b/d a 53.53 Hz, vinculándose a una reducción del BSW al 10%.

En el Gráfico 27, se muestra gráficamente el historial de producción presentado en la Tabla 28, correspondiente al pozo Pucuna D-030B.

Gráfico 27

Historial de producción del pozo Pucuna D-030B.

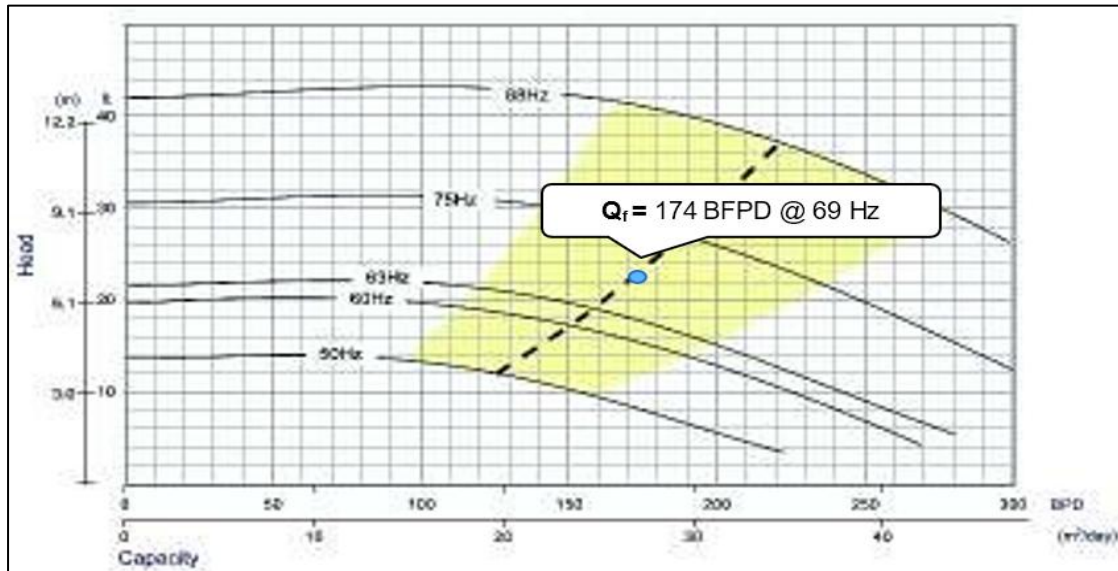


NOTA: Tomado y Adaptado de (Petroamazonas EP., 2025)

El comportamiento operativo de la bomba Novomet NFV (130-250) H bajo un régimen de frecuencia de 69 Hz se evalúa en el Gráfico 28. El perfil hidráulico confirma que el punto de operación actual se posiciona de manera segura dentro de la ventana de estabilidad recomendada por el fabricante, cuyo rango global de diseño admite frecuencias de trabajo entre 50 Hz y 88 Hz, estableciendo los límites de caudal volumétrico mínimo y máximo en 133 b/d y 215 b/d, respectivamente.

Gráfico 28

Análisis de la bomba NFV (130 - 250) H en el pozo Pucuna D-030B



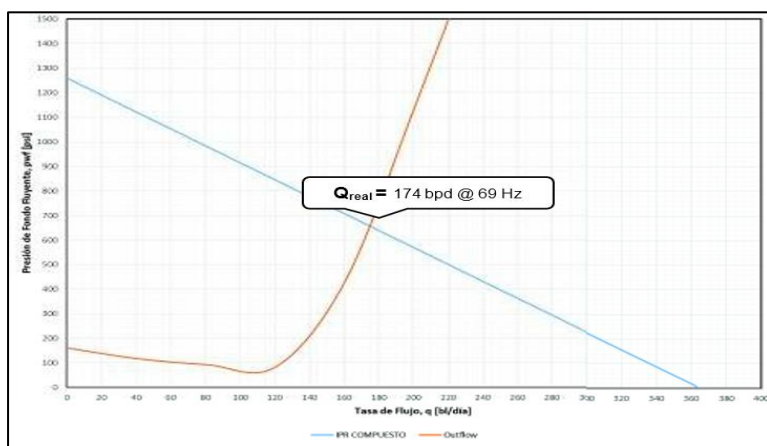
NOTA: Tomado y Adaptado de (Petroamazonas EP., 2025)

4.3.6. Análisis Nodal del Pozo Pucuna D-030B

Los resultados del análisis nodal correspondiente a la configuración de fondo del pozo Pucuna D-030B se consolidan en el Gráfico 29. Con un régimen operativo estabilizado en 174 bpd, una frecuencia de 69 Hz y una presión hidrostática de fondo de 660 psi, el pozo entrega actualmente el 47.94% de su potencial máximo estimado, lo que evidencia una ventana de oportunidad para la optimización de la tasa de flujo.

Gráfico 29

Curva Inflow y Outflow del pozo Pucuna D-030B

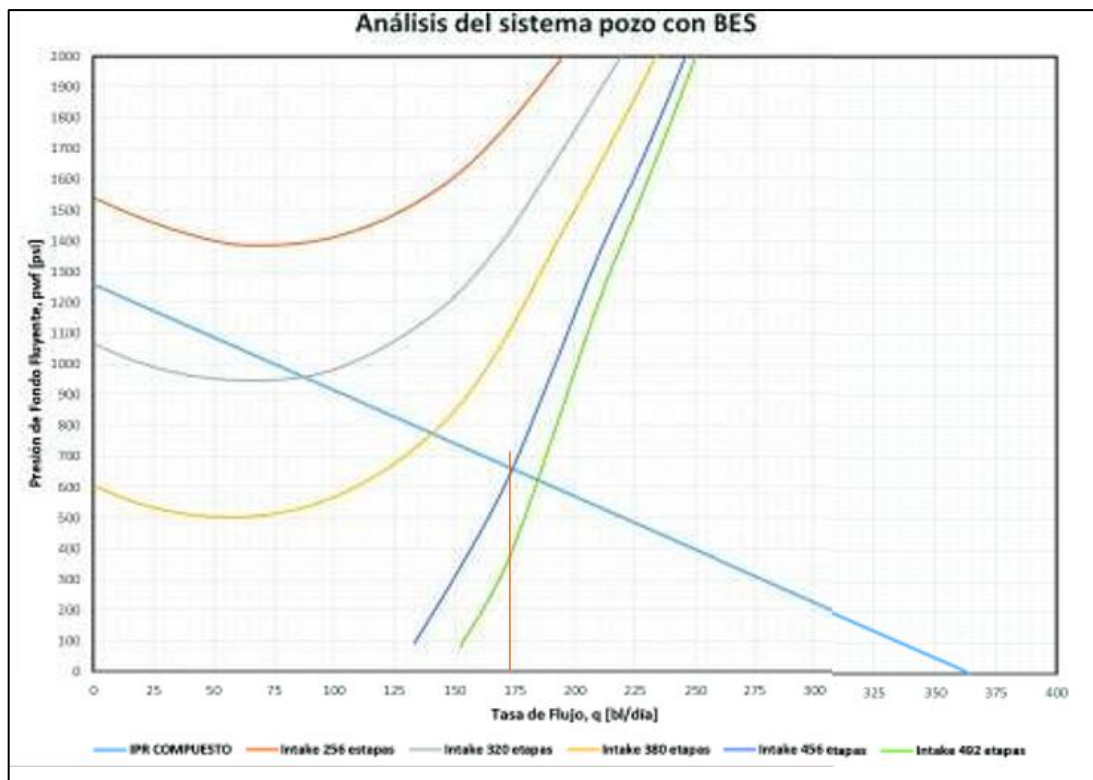


NOTA: Tomado y Adaptado de (Petroamazonas EP., 2025)

En el Gráfico 30 se sistematiza el comportamiento operativo del pozo al variar las etapas de la bomba Novomet NFV (130-250) H. El diseño modular de esta unidad de levantamiento artificial artificial consta de cuatro carcasas estructurales, lo cual faculta el ensamble flexible de arreglos de 256, 320, 380, 456 y 492 etapas para optimizar el rendimiento volumétrico y la presión de descarga de acuerdo con los escenarios operacionales evaluados.

Gráfico 30

Análisis del sistema pozo con BES a diferentes etapas pozo Pucuna D-030B

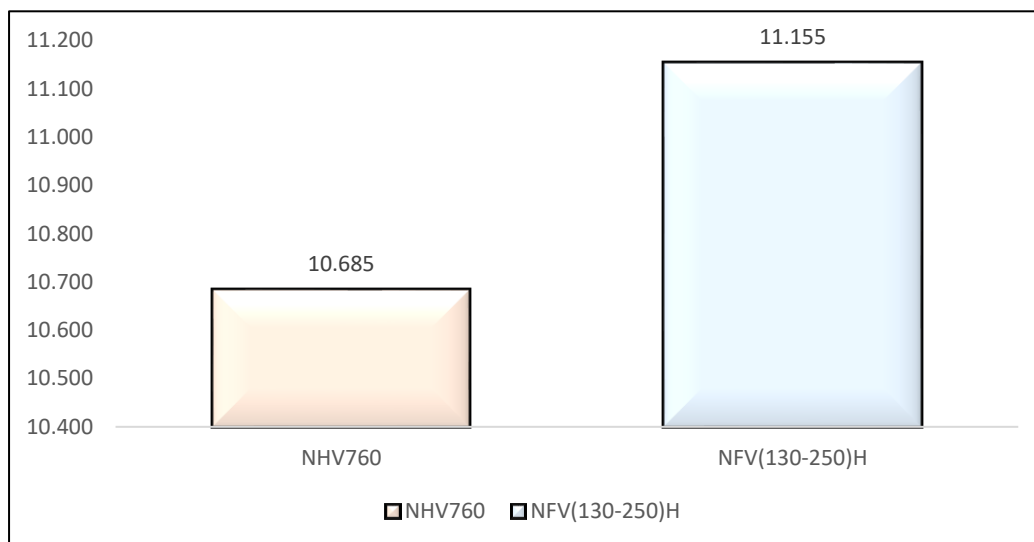


NOTA: Tomado y Adaptado de (Petroamazonas EP., 2025)

Mediante los datos operacionales de Petroamazonas EP, en el Gráfico 31 se evalúa el comportamiento de la demanda eléctrica en el pozo Pucuna D-030B durante una serie temporal de dos años (2024-2026). El análisis comparativo de eficiencia energética revela que la implementación de la bomba NFV (130-250) H conllevó un consumo de potencia ligeramente superior, superando en un 4.21% el histórico de la configuración electro sumergible NHV 760.

Gráfico 31

Consumo de energía eléctrica de las bombas del pozo Pucuna D-030B



NOTA: Tomado y Adaptado de (Petroamazonas EP., 2025)

El balance operativo de la Tabla 27 consolida el comportamiento productivo del pozo Pucuna D-030B a la fecha de corte (1 de enero de 2026), fijando el caudal bruto en 174 bfd y el BSW en un 10%. Aunque se cuantifica una reducción de 82.77 bfd en el aporte global de fluido, el análisis retrospectivo revela una anomalía en el rendimiento del sistema BES: la unidad precedente NHV 760, operando a una frecuencia moderada de 51 Hz, estabilizó una tasa de flujo neta superior a la entrega actual del modelo NFV (130-250) H a 69 Hz (Bravo, 2022).

El modelado cinemático presentado en el Gráfico 28 corrobora que el punto operativo de la bomba Novomet, modelo NFV (130-250) H, se posiciona de forma estable dentro de la curva de rendimiento recomendada por el fabricante. La ventana operativa óptima del equipo se establece en un rango de frecuencia de 50 a 88 Hz, respaldada por una arquitectura modular disponible en configuraciones específicas de 256, 320, 380, 456 y 492 etapas hidráulicas de fondo.

Finalmente, el comportamiento energético analizado en el Gráfico 31 demuestra que el consumo promedio de potencia eléctrica de la unidad Novomet NFV (130-250) H incrementó en un 9.46% respecto al modelo precursor NHV 760. Este incremento en la demanda eléctrica coincidió con una reducción en la capacidad de entrega del pozo,

lo que corrobora que la transición tecnológica no optimizó la productividad. Mientras que la configuración anterior (NHV 760) estabilizó un caudal histórico de 195.63 bfd, el nuevo esquema con la unidad NFV (130-250) H contrajo el régimen de flujo bruto a 132.95 bfd.

4.4. Análisis de la viabilidad económica de la implementación de la tecnología Power Save en los pozos seleccionados mediante el uso de indicadores económicos.

Formular una estrategia de inversión robusta exige el análisis predictivo de la rentabilidad mediante criterios cuantitativos de ingeniería económica. Bajo esta premisa, la presente investigación contribuye formalmente al proceso de toma de decisiones corporativas, evaluando el impacto financiero y el beneficio económico prospectivo del proyecto (Mete, 2024)

La justificación de los escenarios de desarrollo se sustenta en la evaluación dinámica de variables críticas: el Valor Actual Neto (VAN), la Tasa Interna de Retorno (TIR), la Relación Beneficio-Costo (B/C) y el Tiempo de Recuperación de la Inversión (TRI) (Echeverría, 2024).

Los resultados del análisis sistemático dictaminarán la factibilidad de implementar el presente estudio en escenarios reales de producción. No obstante, la robustez de la propuesta metodológica se encuentra sujeta al comportamiento de variables de alta incertidumbre, ponderándose de manera prioritaria las siguientes (Mete, 2024):

- Precio de venta del petróleo
- Costo operativo de producción
- Declinación anual del Campo Pucuna

Con el propósito de determinar la rentabilidad del proyecto, se desarrollaron dos modelos de estimación económica. El primero evalúa el flujo de caja a partir de las tasas de flujo registradas desde la implementación de las unidades BES Novomet Power Save hasta el 31 de diciembre de 2017. El segundo modelo proyecta los escenarios de optimización del sistema de levantamiento artificial a partir de los puntos operativos

óptimos calculados en el análisis nodal, permitiendo contrastar la producción incremental frente a los costos asociados (Tovar, 2025).

4.4.1. Términos generales

- **Inversión**

Es la aplicación de recursos económicos que se realiza en el presente con el fin de incrementar los activos fijos o financieros de una empresa.

- **Costo**

Desde la perspectiva de la ingeniería económica, el costo de producción representa la valoración monetaria de los insumos, bienes y servicios consumidos para la obtención de un fluido comercialmente apto. Para efectos de este proyecto, dicho parámetro se define como el costo unitario en dólares requerido para extraer un barril de petróleo equivalente (USD/bbl). De acuerdo con su relación respecto a las fluctuaciones en el volumen de extracción, estas erogaciones se clasifican en (Echeverría, 2024):

- **Costo fijo**

Esta categoría engloba los gastos operativos de carácter constante que no muestran correlación directa con los regímenes de explotación o declinación del pozo. Dentro de esta clasificación macroeconómica, representativa del OPEX base del activo, destacan la compensación salarial de las cuadrillas de operaciones de campo, el mantenimiento programado de la infraestructura de transporte y los cargos fijos por derechos de servidumbre en las plataformas de producción (Trinidad, 2024).

- **Costo Variable**

Esta categoría engloba los gastos operacionales cuyo comportamiento es sensible a los regímenes de explotación del yacimiento. En pozos equipados con sistemas BES, la energía eléctrica constituye un costo variable predominante, puesto que el consumo de los variadores de frecuencia de superficie guarda una relación matemática directa con el caudal volumétrico requerido para vencer la carga hidrostática, demandando mayor potencia a mayores tasas de flujo (Gutiérrez, 2024)..

▪ **Costos Totales**

Es la suma de los costos fijos y de los costos variables en un determinado periodo de tiempo.

4.4.2. Valor actual neto (VAN)

En la formulación y evaluación de proyectos de capital, el Valor Actual Neto (VAN) funciona como el criterio métrico definitivo para dictaminar la rentabilidad de una inversión de largo plazo. Este parámetro matemático consolida los flujos de fondos operativos futuros y los descuenta al período inicial mediante una tasa de descuento específica que indexa el riesgo asociado al activo; de este modo, se cuantifica la adición o destrucción neta de valor económico en moneda del presente (Gutiérrez, 2024).

De acuerdo con Gutiérrez (2024), la determinación cuantitativa de esta métrica requiere el análisis del flujo de fondos neto, el cual consolida el diferencial entre las corrientes de ingresos y egresos de forma secuencial. La equivalencia temporal del capital se establece mediante la aplicación de una tasa de interés indexada, denominada tasa de descuento, cuya magnitud es fijada bajo criterios de costo de oportunidad de capital (WACC) y riesgo país asociados al proyecto petrolero. El algoritmo de cálculo se rige por la siguiente ecuación (Gutiérrez, 2024).:

$$VAN = \sum_{k=0}^n F_o + \frac{F_k}{(1+d)^k} + \frac{F_1}{(1+d)^1} + \frac{F_2}{(1+d)^2} + \frac{F_3}{(1+d)^3} + \dots + \frac{F_n}{(1+d)^n} = 0$$

Donde:

- VAN= Valor actual neto
- n= periodo de análisis
- F= Flujo de caja
- d= tasa de actualización o tasa de descuento

Se considera que el proyecto es viable:

- Si el VAN es positivo (+), se debe ejecutar el proyecto.
- Si VAN (0), el proyecto es irrelevante puede ejecutarse o no.

- Si VAN (-), no se debe ejecutar el proyecto.

4.4.3. Tasa interna de retorno (TIR)

La Tasa Interna de Retorno (TIR) define matemáticamente la tasa de descuento de equilibrio que iguala a cero el Valor Actual Neto (VAN) de un proyecto, asumiendo la reinversión implícita de los flujos netos de efectivo a esa misma tasa. Como regla fundamental de decisión financiera en la asignación de capital, el proyecto se considera económicamente viable si la TIR supera el costo de oportunidad o tasa de descuento establecida; un escenario opuesto dicta el rechazo del plan de inversión. El algoritmo para su determinación cuantitativa se rige por la siguiente función (Mete, 2024).

$$TIR = -\log + \sum_{t=1}^n \frac{FC_t}{(1 + TIR)^t} = 0$$

Donde:

- TIR = tasa interna de retorno
- F= flujo de fondos neto
- Se debe considerar la primera respuesta real positiva.

4.4.4. Relación Costo / Beneficio (C/B)

En la formulación de proyectos del sector energético, la Relación Beneficio-Costo funciona como un criterio métrico de eficiencia asignativa que evalúa el rendimiento por unidad de capital invertido. Este índice se calcula dividiendo el valor actual de los flujos de entrada de efectivo entre el valor actual de las salidas de capital y costos de operación durante el horizonte de diseño del proyecto. La expresión algebraica que rige este análisis se formula de la siguiente manera (Trinidad, 2024).

$$\frac{B}{C} = \frac{\sum VP (+)}{\sum VP (-)} = \frac{\frac{F2}{(1+d)^2} + \frac{F3}{(1+d)^3} + \frac{F4}{(1+d)^4}}{F0 + \frac{F1}{(1+d)^1}}$$

Donde:

- $P (+)$ = Valor presente de los ingresos
- $VP (-)$ = Valor presente de los egresos
- F = Flujo de fondos neto
- D = Tasa de descuento

Viabilidad del proyecto mediante el indicador Costo – beneficio

- Si $B/C > 1$; el proyecto es viable.
- Si $C/B = 1$; el proyecto es irrelevante
- Si $C/B < 1$; el proyecto no es viable.

4.4.5. Tiempo de recuperación de la inversión

En la evaluación de inversiones del sector hidrocarburos, el tiempo de recuperación de la inversión (payback period) cuantifica la velocidad de retorno del capital empleado en proyectos de optimización operativa. Esta métrica identifica el instante analítico en el que el flujo de fondos acumulado cubre en su totalidad los costos de capital (CAPEX) destinados a la modernización de la infraestructura de fondo y superficie, validando la sustentabilidad económica del plan de desarrollo aplicado al pozo (Trinidad, 2024).

4.4.6. Inversión estimada de la implementación de los equipos BES con tecnología Power Save

Las maniobras de mantenimiento correctivo en pozos activos bajo levantamiento artificial por bombeo electro sumergible involucran trabajos de pulling BES. Este procedimiento operativo abarca la desinstalación y recuperación del aparejo de fondo con el fin de sustituir el equipo deficiente por una unidad óptima de reemplazo.

Dicha intervención califica metodológicamente como OPEX (Operating Expenditures), dado que representa un flujo de egresos recurrentes destinados a mitigar la declinación mecánica del sistema BES sin alterar la infraestructura capitalizable del pozo (Enciso, 2023).

Los costos de inversión incurridos durante el reacondicionamiento y sustitución de la arquitectura de levantamiento artificial BES se exponen de manera sistemática en la

Tabla 29. El modelo económico presentado consolida los rubros asignados a la adquisición de la nueva tecnología de subsuperficie, sirviendo como base operativa para el análisis de rentabilidad del proyecto.

Tabla 29

Costos por cambio de bomba y accesorios en los pozos del campo Pucuna D-030, Pucuna D-030A y Pucuna D-030B,

WORKOVER: PULLING BES, CON TECNOLOGÍA POWER SAVE	
DESCRIPCIÓN	COSTOS (USD)
Movimiento de la torre	\$ 10,000,00
Taladro de reacondicionamiento (3 días)	45,000,00
Químicos	8,000,00
Desinstalación equipo BES antiguo	8,000,00
Instalación equipo BES	20,000,00
Conector	2,500,00
Contingencias (+/- 20%)	18,700,00
TOTAL	\$ 112,200,00

NOTA: Tomado y Adaptado de Petroamazonas EP 2025: Anghela Cartuche – Anthony Reyes

a) Ingresos

Las corrientes de entrada de efectivo del proyecto se modelan en función de la tasa de producción diaria de petróleo. La sensibilidad de estos ingresos económicos responde a dos variables críticas del activo: la fluctuación en la cotización del barril en el mercado y el comportamiento de la declinación anual del campo Pucuna, estimado técnicamente en 20.4% según el histórico de producción del yacimiento (Trinidad, 2024).

b) Egresos

Los flujos de salida económicos asignados al desarrollo del activo consolidan los gastos operativos directos e indirectos de extracción. Para el periodo correspondiente al año 2017, el costo de levantamiento (lifting cost) promedio ponderado se cuantificó en 19.87 USD/bbl. Adicionalmente, el presupuesto integra la tarifa diaria por concepto de alquiler de la infraestructura subsuperficial y de superficie del sistema BES, equivalente a 500 USD/día.

4.4.7. Escenarios propuestos para el análisis económico

El modelo de valoración económica incorpora tres escenarios de sensibilidad diseñados para contrarrestar la inestabilidad de las cotizaciones internacionales de los hidrocarburos. Ante un entorno comercial caracterizado por una alta variabilidad, la modelación matemática de los ingresos adopta criterios prudentes de estimación sobre el precio de realización del barril, estructurando los límites operativos del proyecto bajo las siguientes configuraciones (Ripa, 2025).

- Escenario 1, precio del petróleo de \$65
- Escenario 2, precio del petróleo de \$75
- Escenario 3, precio del petróleo de \$85

La integración de las variables económicas y los históricos de extracción de los pozos Pucuna D-030, D-030A y D-030B sirvió como base para modelar los escenarios de rentabilidad del activo. Estas proyecciones financieras evalúan el beneficio neto de la estimulación del caudal mediante la implementación del sistema BES Novomet Power Save, demostrando la viabilidad comercial del proyecto en función del incremento en la tasa de flujo y la reducción del consumo eléctrico de superficie (Roper, 2023).

a) Pozo Pucuna D-030

Los flujos de caja proyectados para la tecnología BES Power Save incorporan un beneficio físico volumétrico cuantificado en una tasa incremental de 21.53 bbl/d. El comportamiento de las variables de rentabilidad asociadas a este incremento de flujo en superficie se expone de manera analítica en la Tabla 30.

Tabla 30

Análisis económico del pozo petrolero Pucuna D-030

INDICADOR FINANCIERO	PRECIO DEL BARRIL DEL PETRÓLEO		
	65 USD/BP	75 USD/BP	85 USD/BP
VAN	(\$ 51,912.23)	(\$ 58,012.29)	(\$ 63.813,52)
TIR	13%	25%	31%
B/C	0.53	0.46	0.32

TRI	43 días	32 días	30 días
-----	---------	---------	---------

NOTA: Tomado y Adaptado de (Ordoñez, 2024)

El análisis de sensibilidad económica ejecutado en el pozo Pucuna D-030 demuestra la robustez del proyecto, con métricas de rentabilidad que se mantienen en terreno positivo bajo todas las configuraciones simuladas. El corto horizonte de amortización de la inversión (payback period) minimiza la exposición al riesgo comercial y garantiza la captura temprana de utilidades netas, lo cual fundamenta técnicamente la ejecución del plan de levantamiento artificial propuesto (Salinas, 2024).

b) Pozo Pucuna D-030A

Los flujos de caja proyectados para la implementación de la tecnología BES Power Save incorporan un beneficio físico volumétrico cuantificado en una tasa incremental de 695.27 bbl/d. El comportamiento de las variables de rentabilidad asociadas a este incremento de flujo en superficie se expone de manera analítica en la Tabla 31

Tabla 31

Análisis económico del pozo petrolero Pucuna D-030A

INDICADOR FINANCIERO	PRECIO DEL BARRIL DEL PETRÓLEO		
	65 USD/BP	75 USD/BP	85 USD/BP
VAN	\$ 640,682.32	\$ 1,239,448.90	\$ 1,543,115.29
TIR	46%	83%	102%
B/C	1.9	2.75	3.18
TRI	11 días	8 días	6 días

NOTA: Tomado y Adaptado de Petroamazonas EP 2025: Anghela Cartuche – Anthony Reyes

El análisis de sensibilidad económica ejecutado demuestra la robustez del proyecto, con métricas de rentabilidad que se mantienen en terreno positivo bajo todas las configuraciones operativas simuladas. El corto horizonte de amortización de la inversión (payback period) minimiza la exposición al riesgo comercial y garantiza la captura temprana de utilidades netas, lo cual fundamenta técnicamente la viabilidad comercial del plan de levantamiento artificial propuesto (Eslava, 2023).

CAPITULO V: CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

5.1 CONCLUSIONES

Las características del fluido producido en el campo Pucuna presentan variabilidad significativa: la gravedad API (American Petroleum Institute) oscila entre 16,1 y 33,1° y el contenido promedio de agua libre en el aceite (BSW, basic sediment and water) del área es aproximadamente 70%. La tecnología de bombeo electro-sumergible Power Save se compone de una bomba electro-sumergible multietapas y un motor de imanes permanentes (PMM). El empleo de motores PMM permite regular la velocidad de la bomba en un rango más amplio, posibilitando una respuesta rápida a las variaciones en la tasa de producción del pozo y en el nivel dinámico sin interrumpir la producción, lo que resulta en una reducción del consumo energético.

Para evaluar el desempeño del sistema Power Save se seleccionaron tres pozos donde el sistema ya está instalado. En cada uno de ellos se llevaron a cabo evaluaciones exhaustivas de eficiencia y productividad. Los pozos analizados fueron Pucuna D-030, Pucuna D-030A y Pucuna D-030B.

El pozo Pucuna D-030 produjo 693 BFPD con un BSW de 59% al 1 de enero de 2026. Desde entonces, la producción ha disminuido en 25,17 BFPD. La bomba Novomet modelo NHV(790–1000)H opera dentro del rango de producción recomendado por el fabricante; sus frecuencias de funcionamiento adecuadas oscilan entre 50 y 90 Hz y está disponible en configuraciones de 470, 590, 720 y 840 etapas. El consumo energético medio de la NHV(790–1000)H es 9,46% superior al de la bomba TD1000. Como resultado, la instalación de la NHV(790–1000)H aumenta la producción de petróleo del pozo Pucuna D-030 en un 9,42%, al pasar de 207,06 BPPD con la TD1000 a 228,59 BPPD con la NHV(790–1000)H.

El pozo Pucuna D-030A produjo 700 BFPD con un BSW de 0,9% al 1 de enero de 2026. La bomba Novomet modelo NHV(790-1000)H opera dentro del rango de producción recomendado por el fabricante; sus frecuencias óptimas de funcionamiento oscilan entre 50 Hz y 90 Hz y está disponible en configuraciones de 235, 295, 360 y 420

etapas. El consumo energético medio de la bomba NHV(790-1000)H resulta 81,18% inferior al de la bomba P23. En consecuencia, la instalación de la NHV(790-1000)H permitió una producción de 695,27 BPPD provenientes del yacimiento arena U inferior, en tanto que la bomba P23 producía 170,63 BPPD de la arena Hollín inferior, lo que implica un aumento significativo en la producción de petróleo.

El pozo Pucuna D-030B produjo 174 BFPD con un BSW de 10% al 1 de enero de 2026. La producción del pozo ha disminuido en 82,77 BFPD respecto a su valor previo. En el historial de producción se observa que la bomba NHV760, operada a 51 Hz, alcanzó un caudal superior al registrado actualmente con la bomba Novomet modelo NFV(130-250)H operada a 69 Hz. La bomba NFV(130-250)H se encuentra dentro del rango de producción recomendado por el fabricante; sus frecuencias de funcionamiento adecuadas oscilan entre 50 Hz y 88 Hz, y está disponible en configuraciones de 256, 320, 380, 456 y 492 etapas. Además, el consumo promedio de energía de la NFV(130-250)H es 9,46% mayor que el de la NHV760. En consecuencia, la instalación de la bomba NFV(130-250)H no mejora la producción del pozo: con la NHV760 el pozo produjo 195,63 BFPD, mientras que con la NFV(130-250)H produjo 132,95 BFPD.

El análisis económico de factibilidad, desarrollado considerando tres escenarios, indica que el proyecto es viable únicamente para el pozo Pucuna D-030A. En contraste, los pozos Pucuna D-030 y Pucuna D-030B resultan no rentables: sus indicadores financieros muestran niveles que no alcanzan los umbrales de rentabilidad establecidos para la evaluación.

5.2 RECOMENDACIONES

Se recomienda que las empresas responsables del diseño y la evaluación de los sistemas de bombeo electro-sumergible (BES) en el Campo Pucuna, provincia de Orellana (oriente ecuatoriano), realicen un análisis integral y detallado del sistema pozo–BES. Dicha evaluación debe incluir, como mínimo, caracterización dinámica del régimen de producción, análisis de interacción pozo–formación, modelado hidráulico del conjunto de bombeo y evaluación de la fiabilidad operativa. Sobre la base de este diagnóstico técnico se podrán seleccionar e instalar equipos de bombeo optimizados que incrementen la productividad y la eficiencia de los pozos.

Realizar una evaluación y monitoreo continuo del comportamiento de los pozos con el fin de obtener parámetros completos del funcionamiento de los sistemas de bombeo electro-sumergible. Esto permitirá disponer de información actualizada y confiable para efectuar un análisis integral mediante pruebas de B-UP y estudios PVT.

Se recomienda verificar de manera sistemática el funcionamiento de los sensores de fondo, dado que la mayoría de los pozos evaluados presentan ausencia de señal en tiempo real. En los casos en que se diagnostique falla operativa o degradación del sensor, se propone la instalación de nuevos dispositivos con capacidades de medición mejoradas (por ejemplo, mayor resolución, rango dinámico extendido y estabilidad térmica), con el fin de garantizar la adquisición de datos confiables para la caracterización del pozo y del yacimiento.

Se recomienda la implementación de estrategias integrales orientadas a la reducción o estabilización de la producción de agua, dado que el Campo Pucuna presenta un alto contenido de agua y sedimentos (BSW, por sus siglas en inglés: Basic Sediment and Water). El control efectivo de este parámetro no solo permite disminuir los costos operativos asociados al manejo, tratamiento y disposición de agua producida, sino que también favorece un incremento en la producción neta de hidrocarburos al optimizar la capacidad de procesamiento de las instalaciones superficie.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- Aguilar, A. (2023). *Comparación de metodologías de análisis de declinación de la productividad en pozos*. . Tecnología y ciencias del agua, 5(6), 119-134.
- Aguirre, A. (2019). Análisis estratégico de la extracción de petróleo con sistemas de ahorro de energía Novomet pp. 41 - 56. *Revista electrónica ISSN 1390-938x*, 64.
- Beltrán, D. (2024). *Optimización de tiempos en operaciones de intervención a pozos petroleros en el Putumayo mediante la adquisición de datos*.
- Bouza, E. (2024). *Parámetros requeridos para el diseño de separadores*.
- Bravo, H. (2022). *Mejoramiento de la eficiencia hidráulica de una bomba centrífuga operada como turbina por medio de la modificación geométrica de los álabes del impulsor*.
- Chillogalli, A. (2023). *nálisis de factibilidad de la aplicación de proyectos geotérmicos para la generación de energía en campos petroleros de la cuenca Oriente de Ecuador*. ESPOL. FICT.
- Collado, C. (2022). *Metodología de la investigación* (6.^a ed.). McGraw-Hill Education.
- Correa, C. (2022). Estudio complementario al estudio de impacto expost y plan de manejo ambiental del Campo Pucuna, Bloque 44, para actividades de desarrollo y producción hidrocarburífera. *ENTRIX AMÉRICAS S. A*, 33.
- Díaz, K. (2023). *Análisis técnico económico de la implementación de bombas electrosumergibles con tecnología Power Save en pozos del campo Pucuna*.
- Echeverría, C. (2024). *Análisis De Factibilidad Tecnico-Economica Para La Aplicación De Completación Inteligente En Un Pozo Del Campo*.
- Elías, N. (2024). *Propuesta de mejoras para maximizar la eficiencia energética en edificios de usos mixtos*.
- Enciso, C. (2023). *Analizar técnica y financieramente la tecnología rigless para intervención a pozo con equipo electro sumergible instalado*.
- Escobar, F. H. (2023). *Análisis de curvas de declinación*. Universidad Surcolombiana.
- Eslava, J. (2023). *La rentabilidad: análisis de costes y resultados*. ESIC editorial.
- Fernandez, J. (2020). Esquema de componentes para sistema de bombeo electrosumergible. *SENA*, 11. doi:<https://www.studocu.com/co/document/sena-sofiaplus/aplicacion-en-fundamentos-para-tecnologia-de-motores-electricos-de-corriente-alterna-sincronicos/esquema-bombeo-electrosumergible/120475884>

- Flores, J. (2024). *Estudio comparativo de las diferentes tecnologías de celdas de combustible*. Boletín de la sociedad española de cerámica y vidrio, 52(3), 105-117.
- Gándara, C. (2023). *Implementación del sistema de producción bombeo mecánico en el campo Pucuna*. Obtenido de <https://www.dspace.espol.edu.ec/handle/123456789/49125>
- Gavilanes, J. (2023). *Estudio de la factibilidad e implementación de propuestas para la interconexión del sector petrolero nor-oriental*.
- Gestión Empresarial. (2023). *Gestión y Planificación del mantenimiento industrial*. Estados Unidos: IntegraMarkets.
- Gestión Empresarial, M. (2023). *Gestión y Planificación del mantenimiento industrial*. IntegraMarkets.
- Giannoni, I. (2024). *Desarrollo y aplicación de algoritmos de análisis de datos orientados a facilitar la descripción de ambientes sedimentarios aplicados a E&P*.
- Guindi, R. (2022). *Case study, permanent magnet motor operation below perforations in stagnant fluid*. Society of Petroleum Engineers.
- Gutierrez, J. (2025). *Parámetros requeridos para el diseño de separadores*.
- Gutiérrez, S. (2024). *Modelo de evaluación financiera para seleccionar la ubicación y priorización de los proyectos de aperturas y traslados de sucursales que mejore la rentabilidad según el plan de inversiones*.
- Guzmán, M. (2023). *ESTUDIO DE MOTORES DE MEDIANA TENSIÓN, MONITOREO, PROTECCIONES Y CONTROL*.
- Hughes, B. (2021). *Submersible Pump Handbook (10th ed.)*. Baker Hughes Incorporated.
- Jaramillo, M. (2025). Inteligencia artificial en la gestión de proyectos petroleros en América Latina: Aplicabilidad en Ecuador. *Revista INNDEV*. ISSN 2773-7640. Agosto - Noviembre 2025. Vol. 4, Núm 2, P. 1 - 23, 2. doi:<https://doi.org/10.69583/innde.v4n2.2025.162>
- Kingni, S. (2023). *Production step-up of an oil well through nodal analysis*. Journal of Engineering.

- Kirby, J. (2024). *Análisis técnico-económico para la implementación del sistema de levantamiento artificial electrosumergible con motores de imán permanente en pozos del campo Pucuna.*
- López, S. (2022). *Evaluación del caso de negocio para un piloto de bombeo electrosumergible con motor de imanes permanentes (PMM) para la reducción de consumo energético y el aumento de la eficiencia en un campo de Ecopetrol.*
- López, S. (2022). *La viabilidad de un proyecto, el valor actual neto (VAN) y la tasa interna de retorno (TIR).* Pro Sciences: Revista de Producción, Ciencias e Investigación, 2(17), 9-15.
- Marcelo Camacho, S. (2021). *Evaluación del cambio de sistema de levantamiento artificial de bombeo electrosumergible a bombeo hidráulico para la optimización energética en un campo petrolero.*
- Mendoza, C. (2024). *Propuesta de implementación de plan de minado subterráneo para la ejecución de la Unidad Minera El Porvenir-Pasco.*
- Mendoza, L. (2023). *Desarrollo de una Herramienta Computacional para el Diseño de una Sarta de Perforación de Pozos Horizontales.*
- Mete, M. (2024). *Valor actual neto y tasa de retorno: su utilidad como herramientas para el análisis y evaluación de proyectos de inversión.* La Salle en Bolivia, 7(7), 67-8.
- Morales, J. (2021). *Análisis Técnico-Financiero de las operaciones de servicio a pozo en el Campo Velásquez con base a las estadísticas obtenidas en OpenWells.*
- Morán, M. (2021). *Relaciones comunitarias del desarrollo petrolero en la Amazonía ecuatoriana.*
- Narváez, K. (2020). *Estudio técnico económico para la optimización de producción mediante el cambio de sistema de levantamiento artificial de bombeo hidráulico a bombeo electrosumergible en pozos candidatos del bloque 44.* Quito, Ecuador: Universidad Central del Ecuador.
- Narváez, M. (2020). *Estudio técnico económico para la optimización de producción mediante el cambio de sistema de levantamiento artificial de bombeo hidráulico a bombeo electrosumergible en pozos candidatos del bloque 44.* Quito, Ecuador: Universidad Central del Ecuador.

- Neira, C. (2023). *Optimización energética en variadores de frecuencia de los bloques 16 y 67 del Oriente ecuatoriano*. revista Científica y Tecnológica UPSE, 9(1), 35–47.
- Nguyen, T. (2022). *Artificial lift methods: Design, practices, and applications*. Springer.
- Novomet, N. (2022). Permanent magnet motors and Power Save technology for ESP systems. *Novomet Group*, 37.
- Novomet. (2021). *Sistemas de BES con PowerSave*.
- Novomet. (2022). *Permanent Magnet Motors*.
- Ordoñez, K. (2024). *Análisis técnico económico de la integración de energía fotovoltaica para optimización del sistema de bombeo electrosomergible BES en el campo Auca Sur*.
- Palencia, O. (2022). *Gestión moderna del mantenimiento industrial. Principios fundamentales*.
- Petroamazonas EP. (2025). *Estudio de Impacto Ambiental Expost y Plan de Manejo Ambiental del Campo Pucuna: Historial de Reservorios y Completación de Pozos*.
- Petroamazonas, E. (2020). *Reporte Diario Bloque B18_ARCERNNR-CZ2*. Quito, Ecuador: Universidad Central del Ecuador.
- Petroamazonas, E. (2024). *Propiedades Petrofísicas Pucuna Sur Oeste*. Quito, Ecuador: Petro Ecuador.
- Petroecuador. (2025). *Listado Oficial de Nomenclatura Interna para Facilidades de Producción, Activos, Bloques, Campos, Plataformas y Pozos de EP Petroecuador*.
- Petroecuador, E. (2022). *Informe estadístico mensual: enero - septiembre 2025*. Quito, Ecuador: Petroecuador. EP.
- Petroecuador, E. (2025). *Geofísica y Geología del campo Pucuna*. Quito, Ecuador: Universidad Salesiana.
- Petroecuador. (2025). *nforme técnico de perforación y producción: Pozo Pucuna D-030 (Bloque 44)*. . <https://www.eppetroecuador.ec/wp-content/plugins/download-monitor/download.php?id=3070>.
- Pezzani, C. (2024). *Modelo de régimen permanente del MI para el análisis de asimetrías en el rotor*. Biennial Congress of Argentina (ARGENCON) (pp. 1-6). IEEE.

- Pila, A. (2023). *Impacto del control de velocidad en la eficiencia de motores de inducción.*
- Pincay, R. (2023). *Análisis y Evaluación Del Sistema De Levantamiento Artificial Utilizado En El Campo Pucuna Mediante La Gráfica De Índice De Presión Del Yacimiento VS Índice De Productividad.*
- Pincay, R. (2023). *Análisis y Evaluación Del Sistema De Levantamiento Artificial Utilizado En El Campo Pucuna Mediante La Gráfica De Índice De Presión Del Yacimiento VS Índice De Productividad .*
- Ramírez, P. (2025). *Factibilidad técnica y económica para la implementación de una nueva tecnología de levantamiento artificial en una isla de producción del campo “X” de la cuenca oriente.* Quito, Ecuador: Universidad Central del Ecuador.
- Rangel, F. (2022). *Estrategias de mejora en la ejecución de proyectos de construcción de facilidades de superficie en la industria petrolera.*
- Reyes, J. (2024). *Evaluación general de la matriz energética ecuatoriana y el aporte de las energías renovables no convencionales a la descarbonización de la generación eléctrica con énfasis en el potencial geotérmico.* Quito.
- Ríos, M. (2022). *Evaluación técnico-financiera del rendimiento de los motores de imanes permanente con bombas electrosumergibles de alta eficiencia del campo a ubicado en la Cuenca Llanos Orientales.*
- Ripa, L. (2025). *Forecasting el precio del petroleo crudo.*
- Rojas, C. (2022). *Evaluación técnico-financiera del consumo energético mediante nuevos diseños en los pozos completados con bombeo electrosumergible en campos operado pos parex.*
- Ropero, G. (2023). *Evaluación técnico-económica de reactivación de pozos para el incremento de la oferta de gas natural y la autogeneración de energía para reducción de costos de levantamiento de crudo.*
- Rosado, A. (2025). *ANÁLISIS COMPARATIVO DE LA TECNOLOGÍA POWER DRIVE ARCHER Y MOTOR DE FONDO PARA LA OPTIMIZACIÓN DE LA PERFORACIÓN DE POZOS PETROLEROS.* La Libertad, Santa Elena, Ecuador : Universidad Estatal Península de Santa Elena.

- Ruiz, S. (2024). *Optimización y Automatización de Procesos en la Recopilación de Información para la Generación y Análisis de Informes Financieros y Contables mediante Herramientas Tecnológicas*.
- Sabag, J. (2021). *Fundamentos de la tecnología de productividad de pozos petroleros*. Reverté.
- Salinas, A. (2024). *Evaluación financiera de las inversiones en estudios de subsuelo y su importancia en un proceso de reversión de una operación petrolera*.
- Schlumberger. (2022). *Electrical Submersible Pumping Systems (ESP)*. Schlumberger Oilfield Glossary.
- Sevilla, A. (2023). *Tasa interna de retorno (TIR)*. Obtenido de <https://economipedia.com/definiciones/tasa-interna-de-retorno-tir.html>.
- Solis, B. (2022). *Estudio de factibilidad para desarrollar la zona sur oeste del campo Pucuna*.
- Suarez, I. (2024). *Mantenimiento electromecánico de motores eléctricos*. . Ediciones Paraninfo, SA.
- Suarez, J. (2023). *Análisis técnico-económico para la optimización de la producción con bombeo electrosumergible en el campo Auca Norte*. Quito, Ecuador: Escuela Politécnica Nacional.
- Torres, N. (2024). *PROPUESTA DE OPTIMIZACIÓN DE RECURSOS EN EL PROCESO DE FACTURACIÓN PARA LA GERENCIA DE OPERACIONES DE UNA EMPRESA DEL SECTOR DE HIDROCARBUROS*.
- Tovar, J. (2025). *Modelo funcional para la estimación de emisiones de CO₂e en licitaciones de bombas horizontales en la industria petrolera*.
- Trinidad, E. (2024). *Análisis, diagnóstico y propuesta de aplicación e implementación de herramientas financieras u otras alternativas para la mitigación del riesgo por precio de materia prima en la adquisición de insumos para el proceso productivo y de comercialización*.
- Urrea, C. (2023). *Diseño de una metodología gráfica para el diagnóstico del mecanismo de producción en pozos petroleros verticales y desviados para futuros trabajos de control de la misma en fondo*.

- Vaca, J. (2022). *Análisis técnico–económico del aprovechamiento de la energía térmica de los gases de escape de las unidades a crudo Wärtsilä W16V32 de 6,8 MW de Petroamazonas EP.*
- Villalobos, M. (2024). *Permanent magnet motors: The future of ESP application.* doi:<https://doi.org/10.2118/204485-MS>
- Villamizar, E. (2023). *Consolidación de plan de gestión de integridad mecánica en línea troncal encargada de la recolección de crudo extraído en diferentes pozos con corrosividad interna y externa previamente establecida.*
- Vizcaíno, A. (2023). *Estudio para la instalación de una bomba multifásica y línea de transferencia para el transporte de fluidos desde un well pad hasta la estación de producción de un Campo del Distrito Amazónico.*
- Yagual, J. (2022). *Screening para selección de levantamiento artificial aplicado a un pozo en un campo maduro perteneciente al oriente ecuatoriano.*

ANEXOS

Solicitud de permiso para la documentación



**UNIVERSIDAD ESTATAL
PENÍNSULA DE SANTA ELENA**
CARRERA DE PETRÓLEOS

La Libertad, 22 de abril del 2026

Señorita
Nadia Carmen Burbano Acuña
SUBGERENTE DE TALENTO HUMANO
EP-PETROECUADOR
En su despacho. –

De mis consideraciones,

Reciba un cordial saludo de quienes conformamos la carrera de Petróleos de la Facultad de Ciencias de la Ingeniería de la Universidad Estatal Península de Santa Elena.

El motivo del presente comunicado es con el fin de solicitar muy respetuosamente que se nos facilite información técnica de los pozos Pucuna D-030, Pucuna D-030A y Pucuna D-030B del campo Pucuna, necesariamente para el desarrollo del trabajo de titulación enfocado en la evaluación de la eficiencia de la tecnología Power Save en sistemas de bombeo electrosumergible (BES), para lo cual se requiere de la siguiente información detallada:

- Historial de producción de fluidos.
- Parámetros de consumo energético (kwh y kwh/barril).
- Características del sistema BES como: tipo de bomba, número de etapas, profundidad de asentamiento, potencia, frecuencia de operación y el tipo de motor.
- Curvas de desempeño de la bomba BES (curva de Q/Head, eficiencia).
- Datos operativos del pozo como: presión de fondo fluyente, presión de yacimiento, temperaturas, nivel dinámico o presión de admisión de la bomba.
- Propiedades de los fluidos como: Api, Viscosidad y PVT
- Diámetro interno del tubing y configuración de la sarta.
- Reportes técnicos, mantenimiento e intervenciones.

Y lo que pueda contribuir al desarrollo del trabajo de titulación denominado: **“EVALUACIÓN DE LA EFICIENCIA DE LA TECNOLOGÍA POWER SAVE EN LOS POZOS PUCUNA D-030, PUCUNA D-030A Y PUCUNA D-030B DEL CAMPO PUCUNA.”** a cargo de los jóvenes **ANGHELA ZORAYA CARTUCHE QUEZADA** con cédula de identidad **1105433187** y **ANTHONY ELÍAS REYES ROSALES** con cédula de identidad **0928126689**, estudiantes de nuestra carrera que harán uso de la información en el mencionado proyecto de investigación y que nos permita obtener los resultados necesarios para la elaboración de trabajo de Titulación (Tesis de grado).

**JEFATURA DE GESTION
DOCUMENTAL Y ARCHIVO
ZONA SUROCCIDENTE**
22 ABR 2026
RECIBIDO
Nombre: *Nadia Burbano*
Rol: *35613* Hora: *14:14*

UPSE **¡crece sin límites!**



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

TEMA:	EVALUACIÓN DE LA EFICIENCIA DE LA TECNOLOGÍA POWER SAVE EN LOS POZOS PUCUNA D-030, PUCUNA D-030A Y PUCUNA D-030B DEL CAMPO PUCUNA.
TUTOR:	ING. ISRAEL ISIDRO YAGUAL PITA, MSc. ..
AUTORES:	ANGHELA ZORAYA CARTUCHE QUEZADA ANTHONY ELIAS REYES ROSALES





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

TEMA:	EVALUACIÓN DE LA EFICIENCIA DE LA TECNOLOGÍA POWER SAVE EN LOS POZOS PUCUNA D-030, PUCUNA D-030A Y PUCUNA D-030B DEL CAMPO PUCUNA.
TUTOR:	ING. ISRAEL ISIDRO YAGUAL PITA, MSc. ..
AUTORES:	ANGHELA ZORAYA CARTUCHE QUEZADA ANTHONY ELIAS REYES ROSALES





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

TEMA:	EVALUACIÓN DE LA EFICIENCIA DE LA TECNOLOGÍA POWER SAVE EN LOS POZOS PUCUNA D-030, PUCUNA D-030A Y PUCUNA D-030B DEL CAMPO PUCUNA.
TUTOR:	ING. ISRAEL ISIDRO YAGUAL PITA, MSc. ..
AUTORES:	ANGHELA ZORAYA CARTUCHE QUEZADA ANTHONY ELIAS REYES ROSALES

