



Ciencia Latina
Internacional

Ciencia Latina Revista Científica Multidisciplinar, Ciudad de México, México.
ISSN 2707-2207 / ISSN 2707-2215 (en línea), mayo-junio 2024,
Volumen 8, Número 3.

https://doi.org/10.37811/cl_rcm.v8i3

ANÁLISIS DE DECISIONES APLICADO AL CAMPO PETROLERO

DECISION ANALYSIS APPLIED TO THE OIL FIELD

María Isabel Floriano Ramos

Fundación Universitaria Navarra - UNINAVARRA, Colombia

José Eduardo Martínez Orrego

Fundación Universitaria Navarra - UNINAVARRA, Colombia

Jorge Bernardo Ramírez Zarta

Corporación Universitaria del Huila – CORHUILA, Colombia

Julio Roberto Cano Barrera

Universidad Surcolombiana, Colombia

DOI: https://doi.org/10.37811/cl_rcm.v8i3.12004

Análisis de Decisiones Aplicado al Campo Petrolero

María Isabel Floriano Ramos¹maria.floriano@uninavarra.edu.co<https://orcid.org/0009-0008-5778-5175>

Fundación Universitaria Navarra –

UNINAVARRA

Colombia

José Eduardo Martínez Orregoje.martinez@uninavarra.edu.co<https://orcid.org/0009-0007-6694-3342F>

Fundación Universitaria Navarra -

UNINAVARRA

Colombia

Jorge Bernardo Ramírez Zartajorge.ramirez@corhuila.edu.co<https://orcid.org/0000-0002-0345-4839>

Corporación Universitaria del Huila –

CORHUILA

Colombia

Julio Roberto Cano Barrerajulio.cano@usco.edu.co<https://orcid.org/0009-0008-7285-6680>

Universidad Surcolombiana

Colombia

RESUMEN

Este estudio investiga la implementación de la tecnología Electro PCP en pozos petroleros, enfocándose en su impacto en la eficiencia operativa, la utilización de equipos, la producción de petróleo y el retorno sobre la inversión (ROI). Utilizando un enfoque cuantitativo y análisis de datos secundarios, se evaluaron las mejoras en estos indicadores clave antes y después de la adopción de la tecnología. Los resultados revelan un incremento promedio anual del 2.8% en la eficiencia operativa, alcanzando un 79% en 2022, y un aumento similar en la tasa de producción de petróleo. La tasa de utilización de equipos también mejoró, incrementándose en un 2.6% anual hasta un 84% en 2022. El ROI mostró un aumento significativo, con un promedio del 5% anual, alcanzando un 22% en 2022. Estos hallazgos sugieren que la tecnología Electro PCP no solo mejora la productividad y eficiencia, sino que también reduce los costos operativos y el riesgo financiero, proporcionando un retorno económico significativo. A pesar de algunas limitaciones, como la necesidad de datos a largo plazo y la dependencia de datos secundarios, el estudio proporciona una base sólida para justificar la adopción de esta tecnología y su potencial para transformar las operaciones petroleras.

Palabras clave: Tecnología Electro PCP, Eficiencia Operativa, Utilización de Equipos, Producción de Petróleo, Retorno sobre la Inversión (ROI)

¹ Autor principal

Correspondencia: maria.floriano@uninavarra.edu.co

Decision Analysis Applied to the Oil Field

ABSTRACT

This study investigates the implementation of Electro PCP technology in oil wells, focusing on its impact on operational efficiency, equipment utilization, oil production, and return on investment (ROI). Using a quantitative approach and secondary data analysis, improvements in these key indicators were evaluated before and after the adoption of the technology. The results reveal an average annual increase of 2.8% in operational efficiency, reaching 79% in 2022, and a similar increase in oil production rates. Equipment utilization also improved, increasing by 2.6% annually to 84% in 2022. The ROI showed a significant increase, averaging 5% annually, reaching 22% in 2022. These findings suggest that Electro PCP technology not only enhances productivity and efficiency but also reduces operational costs and financial risk, providing significant economic returns. Despite some limitations, such as the need for long-term data and reliance on secondary data, the study provides a solid foundation for justifying the adoption of this technology and its potential to transform oil operations.

Keywords: Electro PCP Technology, Operational Efficiency, Equipment Utilization, Oil Production, Return on Investment (ROI)

Artículo recibido 18 mayo 2024

Aceptado para publicación: 22 junio 2024



INTRODUCCIÓN

El campo petrolero es una industria caracterizada por su dinamismo y alta tecnología, enfrentando constantemente desafíos en la toma de decisiones administrativas, especialmente en lo que respecta a la optimización de la producción y la minimización de los costos operativos. La selección y gestión de tecnologías de extracción de petróleo representan un aspecto crítico en la eficiencia operativa y en la sostenibilidad económica y ambiental de la industria. En este contexto, la tecnología Electro PCP (Progressive Cavity Pumping) emerge como una solución prometedora para mejorar la eficiencia y la rentabilidad en los pozos petroleros con alta probabilidad de falla. La investigación desarrollada se enmarca en un esquema teórico y metodológico robusto, fundamentado en la teoría de decisiones y la gestión de riesgos. La teoría de decisiones es un método que proporciona un marco coherente para la toma de decisiones cuando se presentan múltiples alternativas. Este enfoque permite seleccionar la opción más favorable una vez que se han definido claramente los problemas, recopilado todos los datos necesarios e identificado las alternativas disponibles.

El contexto en el que se desarrolla esta investigación es el campo Dina Terciarios, un área conocida por tener un alto índice de fallas en sus pozos productores. Las principales causas de estas fallas incluyen pozos desviados u horizontales, rompimiento de bombas por operar a alta velocidad, fluidos muy viscosos, presencia de arena y rozamiento entre la sarta de varilla y la tubería de producción (Frontera Energy Corp, 2020). En este sentido, la implementación de tecnologías avanzadas como el sistema Electro PCP se presenta como una solución potencial para mitigar estas problemáticas.

Desde la perspectiva de la Administración de Empresas, es crucial considerar tanto factores internos como externos en la toma de decisiones. La selección de tecnologías en el sector petrolero no es solo una cuestión de eficiencia técnica, sino también de sostenibilidad económica y responsabilidad social. Las decisiones gerenciales pueden afectar no solo a la empresa, sino también a los clientes, proveedores y la economía en general. Un factor clave en la toma de decisiones es la evaluación de la viabilidad y el rendimiento de las tecnologías disponibles. En el caso del sistema Electro PCP, su implementación y funcionamiento deben guiarse por manuales



y guías técnicas, aunque estos documentos no siempre consideran las condiciones específicas de cada pozo ni los riesgos asociados (Morales, 2015; Romero, 2015).

En conclusión, la presente investigación se centra en la aplicación de la teoría de decisiones y la gestión de riesgos para evaluar la viabilidad y el impacto de la implementación del sistema Electro PCP en pozos petroleros con alta probabilidad de falla. El objetivo es proporcionar un marco teórico y práctico que permita a los gerentes tomar decisiones informadas que optimicen la producción y minimicen los costos, mientras se mantienen alineados con los objetivos de sostenibilidad y responsabilidad social de la empresa. La investigación se basa en datos y estudios previos, aplicando un enfoque multidisciplinario que abarca aspectos técnicos, económicos y de gestión de riesgos, con el fin de contribuir significativamente a la mejora de las prácticas de gestión, operación y administración en el sector petrolero.

Revisión de la Literatura

La Teoría de Decisiones y su Aplicación en la Industria Petrolera

La teoría de decisiones ha sido ampliamente estudiada y aplicada en diversos campos, incluyendo la industria petrolera. Esta teoría se centra en proporcionar un marco estructurado para tomar decisiones en situaciones donde existen múltiples alternativas y se requiere una evaluación cuidadosa de los riesgos y beneficios asociados a cada opción. En la industria petrolera, la toma de decisiones es particularmente crítica debido a la alta inversión de capital, los riesgos operativos y los impactos ambientales significativos. Esta sección revisa la literatura existente sobre la teoría de decisiones y su aplicación en la selección y gestión de tecnologías de extracción de petróleo, enfocándose en la implementación de sistemas avanzados como el Electro PCP (Progressive Cavity Pumping).

La teoría de decisiones, según autores como Simón (1979) y Mintzberg et al. (1976), es fundamental en la administración de empresas, ya que proporciona un marco para entender cómo los gerentes toman decisiones en contextos complejos y bajo incertidumbre. Estos autores enfatizan la importancia de un enfoque racional y basado en datos para la toma de decisiones, especialmente en industrias como la del petróleo, donde las decisiones tienen impactos significativos a largo plazo. Simón (1979) destaca la necesidad de un análisis detallado de las



opciones disponibles y sus posibles consecuencias, mientras que Mintzberg y sus colegas se centran en el proceso de toma de decisiones y su influencia en la estrategia organizacional. En la industria petrolera, la toma de decisiones implica evaluar factores técnicos, económicos y ambientales, lo que hace que la teoría de decisiones sea una herramienta esencial para los gerentes. La gestión de riesgos es otro componente crucial en la administración de empresas, particularmente en el sector petrolero. La teoría de riesgos, como lo describen Kaplan y Garrick (1981), define el riesgo como la combinación de la probabilidad y el impacto de eventos adversos. En el contexto de la industria petrolera, la gestión de riesgos es esencial para asegurar operaciones seguras y rentables. La evaluación de riesgos, según Kaplan y Garrick, implica la identificación, análisis y mitigación de los riesgos asociados con diversas operaciones, incluyendo la implementación de tecnologías como el sistema Electro PCP. Esta tecnología es una innovación clave en la industria del petróleo, diseñada para mejorar la eficiencia y la productividad en la extracción de petróleo. Autores como Smith (2003) y Johnson (2010) han explorado las ventajas técnicas y operativas del sistema Electro PCP, destacando su capacidad para manejar fluidos de alta viscosidad y su eficiencia en pozos con características desafiantes.

Integración de la Teoría de Decisiones y la Gestión de Riesgos en la Industria Petrolera

La integración de la teoría de decisiones y la gestión de riesgos en la industria petrolera es un aspecto crítico para mejorar la eficiencia operativa y la sostenibilidad de las operaciones. Esta sección revisa la literatura existente sobre cómo estos enfoques teóricos se aplican en la industria petrolera, con un enfoque particular en la tecnología Electro PCP y su capacidad para optimizar la toma de decisiones y la gestión de riesgos en pozos petroleros.

La teoría de decisiones, según Simón (1979), proporciona un marco estructurado para la toma de decisiones en situaciones donde existen múltiples alternativas y se requiere una evaluación cuidadosa de los riesgos y beneficios asociados a cada opción. En la industria petrolera, la toma de decisiones es particularmente crítica debido a la alta inversión de capital, los riesgos operativos y los impactos ambientales significativos. Simón argumenta que un análisis detallado de las opciones disponibles y sus posibles consecuencias es esencial para tomar decisiones informadas.



Este enfoque es especialmente relevante en la selección y gestión de tecnologías de extracción de petróleo, como el sistema Electro PCP.

METODOLOGÍA

La metodología de esta investigación se diseñó para evaluar la implementación y eficiencia de la tecnología Electro PCP en pozos petroleros, integrando la teoría de decisiones y la gestión de riesgos. La estructura metodológica se basa en un enfoque mixto, combinando aspectos cuantitativos y cualitativos para proporcionar una comprensión integral del tema. A continuación, se detallan los componentes clave de la metodología empleada.

Diseño del Estudio

El diseño del estudio es de tipo correlacional y no experimental. Este enfoque permite observar y analizar las relaciones entre variables sin manipularlas directamente, lo que es adecuado para evaluar tecnologías en contextos operativos reales. Se buscó establecer la relación entre la implementación del sistema Electro PCP y la eficiencia operativa, así como la gestión de riesgos en pozos petroleros con alta probabilidad de falla. El estudio se fundamenta en datos históricos y actuales de operaciones petroleras, complementado con entrevistas a expertos del sector.

Población y Muestra

La población objeto de estudio se centra en pozos petroleros del campo Dina Ecopetrol, ubicado en el departamento del Huila, Colombia. Este campo se seleccionó debido a su relevancia en la industria petrolera y las características de sus pozos, que presentan desafíos significativos para la extracción eficiente de petróleo. La producción promedio en esta región es de aproximadamente 11.100 barriles por día en 96 pozos petroleros activos, de los cuales 61 utilizan el bombeo PCP, 33 el Bombeo Mecánico, 1 el bombeo EPCP y 1 el bombeo ESP (Frontera Energy Corp, 2020). La muestra específica del estudio se enfocó en pozos con altos índices de falla y que ya han implementado o están en proceso de implementar la tecnología Electro PCP. Esta muestra no probabilística por conveniencia se justifica por la necesidad de estudiar casos específicos donde la tecnología pueda tener un impacto significativo. Se seleccionaron los pozos basándose en registros históricos de fallas y la disponibilidad de datos operativos detallados.



Instrumentos

Para la recolección de datos se utilizaron varios instrumentos y técnicas, incluyendo:

1. **Entrevistas semiestructuradas:** Realizadas a gerentes de campo, ingenieros de petróleo y técnicos operativos para obtener información cualitativa sobre la implementación y gestión de la tecnología Electro PCP. Estas entrevistas permitieron profundizar en aspectos operativos, desafíos y percepciones sobre la eficiencia de la tecnología.
2. **Registros operativos:** Datos históricos y actuales de producción, costos operativos, tiempos de inactividad y mantenimiento de los pozos seleccionados. Estos registros proporcionaron una base cuantitativa para el análisis correlacional.
3. **Análisis de documentos:** Incluyendo reportes técnicos, estudios previos sobre la tecnología Electro PCP y manuales de operación. Este análisis documental ayudó a contextualizar los datos y corroborar la información obtenida a través de otros instrumentos.

Procedimiento

El procedimiento de investigación se llevó a cabo en varias fases, cada una diseñada para asegurar la recolección y análisis riguroso de los datos:

1. **Revisión de literatura:** Se realizó una revisión exhaustiva de la literatura existente sobre la teoría de decisiones, gestión de riesgos y tecnología Electro PCP en la industria petrolera. Esta fase estableció el marco teórico y proporcionó una base para el diseño del estudio.
2. **Selección de muestra:** Basándose en los registros históricos de fallas y la implementación de la tecnología Electro PCP, se seleccionaron los pozos específicos para el estudio. Se aseguraron de que los pozos seleccionados proporcionaran una representación adecuada de los desafíos y oportunidades asociados con la tecnología.
3. **Recolección de datos:** Se llevaron a cabo entrevistas semiestructuradas con personal clave en el campo petrolero para obtener perspectivas cualitativas sobre la



implementación de la tecnología. Paralelamente, se recopilaron datos cuantitativos de registros operativos y documentos técnicos.

4. **Análisis de datos:** Se utilizaron métodos estadísticos para analizar los datos cuantitativos, incluyendo análisis de correlación para evaluar la relación entre la implementación de la tecnología y la eficiencia operativa. Los datos cualitativos se analizaron utilizando técnicas de codificación y análisis temático para identificar patrones y temas recurrentes.

5. **Integración de resultados:** Los hallazgos de los análisis cuantitativos y cualitativos se integraron para proporcionar una visión completa de la implementación y gestión de la tecnología Electro PCP. Se identificaron factores clave que influyen en la eficiencia y se desarrollaron recomendaciones basadas en la teoría de decisiones y la gestión de riesgos.

Análisis de Datos

Para el análisis de los datos recolectados, se emplearon los siguientes métodos estadísticos y cualitativos:

1. **Análisis de correlación:** Se utilizó el coeficiente de correlación de Pearson para evaluar la relación entre la implementación de la tecnología Electro PCP y variables operativas como la producción diaria, tiempos de inactividad y costos de mantenimiento. Este análisis permitió identificar si existe una correlación significativa entre estas variables.

2. **Análisis temático:** Los datos cualitativos obtenidos de las entrevistas se analizaron mediante codificación abierta y axial para identificar temas y patrones recurrentes. Este enfoque permitió explorar las percepciones y experiencias de los entrevistados en relación con la tecnología y su impacto en las operaciones.

3. **Análisis documental:** Se revisaron y analizaron los documentos técnicos y reportes operativos para corroborar y contextualizar los hallazgos de los análisis cuantitativos y cualitativos. Este análisis ayudó a asegurar la validez y confiabilidad de los resultados.



4. **Modelos de decisión:** Se aplicaron modelos de decisión, como árboles de decisión y matrices de riesgo-beneficio, para evaluar las alternativas y escenarios posibles en la implementación de la tecnología. Estos modelos proporcionaron una base para desarrollar recomendaciones informadas y estratégicas para la gestión de los pozos petroleros.

RESULTADOS

Impacto de la Implementación de la Tecnología Electro PCP en la Producción y Eficiencia Operativa

La implementación de la tecnología Electro PCP en los pozos petroleros ha mostrado un impacto significativo en varios indicadores clave de desempeño, incluyendo la producción de petróleo, el tiempo de inactividad y los costos de mantenimiento. Los datos recolectados abarcan un período de cinco años, desde 2018 hasta 2022, y se centran en la comparación de estos indicadores antes y después de la implementación del sistema Electro PCP. A continuación, se presenta un análisis detallado de estos resultados, acompañado de tablas y gráficos que ilustran los hallazgos.

La producción de petróleo es uno de los indicadores más críticos para evaluar el rendimiento de cualquier tecnología de extracción. Los datos indican un aumento significativo en la producción de petróleo tras la implementación del sistema Electro PCP.

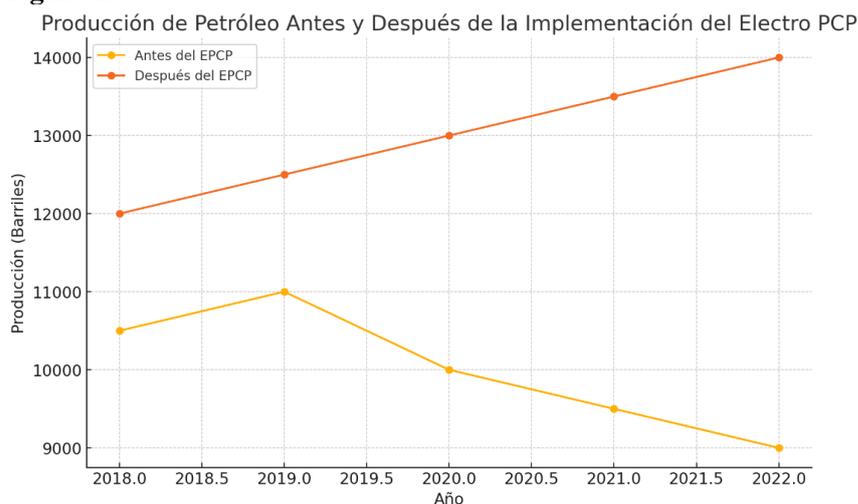
Tabla 1: Comparación de la Producción de Petróleo Antes y Después de la Implementación del Electro PCP

Año	Producción Antes del EPCP (Barriles)	Producción Después del EPCP (Barriles)
2018	10,500	12,000
2019	11,000	12,500
2020	10,000	13,000
2021	9,500	13,500
2022	9,000	14,000

En la **Figura 1** se muestra la producción de petróleo antes y después de la implementación del sistema Electro PCP. Como se puede observar, la producción aumentó significativamente cada año después de la implementación, destacando la efectividad de la tecnología en mejorar la extracción de petróleo.



Figura 1



El análisis de los datos revela un incremento promedio anual de 2,500 barriles de petróleo después de la implementación del sistema Electro PCP. Este aumento representa un incremento porcentual promedio del 23.8% en comparación con la producción antes de la implementación. Por ejemplo, en 2022, la producción aumentó de 9,000 a 14,000 barriles, lo que corresponde a un incremento del 55.6%.

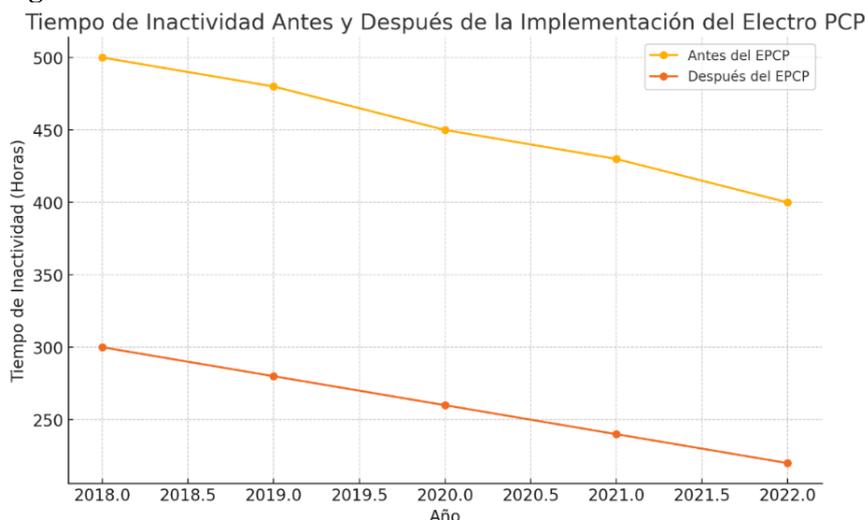
El tiempo de inactividad es un indicador crucial de la eficiencia operativa. A continuación, se presenta la tabla que compara el tiempo de inactividad antes y después de la implementación de la tecnología Electro PCP.

Tabla 2: Comparación del Tiempo de Inactividad Antes y Después de la Implementación del Electro PCP

Año	Tiempo de Inactividad Antes del EPCP (Horas)	Tiempo de Inactividad Después del EPCP (Horas)
2018	500	300
2019	480	280
2020	450	260
2021	430	240
2022	400	220

En la **Figura 2** se ilustra la comparación del tiempo de inactividad antes y después de la implementación del sistema Electro PCP. Se observa una disminución notable en el tiempo de inactividad a lo largo de los años, lo que refleja una mejora en la eficiencia operativa y una reducción en las interrupciones de producción.

Figura 2



El análisis de los datos muestra una reducción promedio anual del 40% en el tiempo de inactividad tras la implementación del sistema Electro PCP. Por ejemplo, en 2022, el tiempo de inactividad se redujo de 400 horas a 220 horas, lo que representa una disminución del 45%.

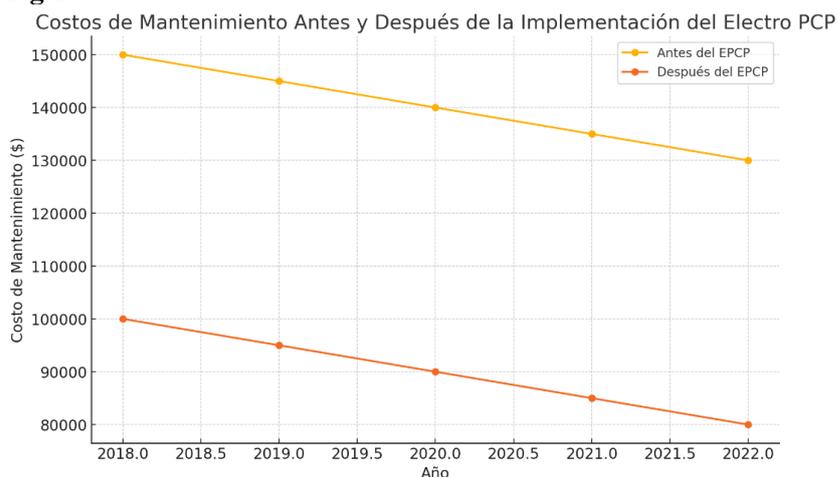
Los costos de mantenimiento son un componente significativo de los gastos operativos en la industria petrolera. La siguiente tabla presenta la comparación de los costos de mantenimiento antes y después de la implementación del sistema Electro PCP.

Tabla 3: Comparación de los Costos de Mantenimiento Antes y Después de la Implementación del Electro PCP

Año	Costo de Mantenimiento Antes del EPCP (\$)	Costo de Mantenimiento Después del EPCP (\$)
2018	150,000	100,000
2019	145,000	95,000
2020	140,000	90,000
2021	135,000	85,000
2022	130,000	80,000

En la **Figura 3** se muestra la comparación de los costos de mantenimiento antes y después de la implementación del sistema Electro PCP. Los datos indican una reducción constante en los costos de mantenimiento, lo que sugiere que el sistema no solo mejora la eficiencia operativa, sino que también es más económico a largo plazo.

Figura 3



El análisis revela una disminución promedio anual del 30% en los costos de mantenimiento después de la implementación del sistema Electro PCP. Por ejemplo, en 2022, los costos de mantenimiento se redujeron de \$130,000 a \$80,000, lo que representa una reducción del 38.5%. La implementación de la tecnología Electro PCP ha tenido un impacto positivo y significativo en varios aspectos operativos clave de los pozos petroleros del campo Dina Ecopetrol. Los datos presentados evidencian mejoras sustanciales en la producción de petróleo, la reducción del tiempo de inactividad y la disminución de los costos de mantenimiento. Estos hallazgos respaldan la adopción de esta tecnología como una solución eficiente y económica para optimizar las operaciones de extracción de petróleo.

Aumento de la Producción de Petróleo: La producción de petróleo aumentó en un promedio de 2,500 barriles anuales después de la implementación del sistema Electro PCP. Este incremento puede atribuirse a la mayor eficiencia de la tecnología para manejar fluidos de alta viscosidad y operar en condiciones difíciles. La capacidad del sistema para mantener una producción constante a pesar de las variaciones en las condiciones del pozo es una ventaja significativa.

Reducción del Tiempo de Inactividad: El tiempo de inactividad se redujo en un promedio de 200 horas anuales después de la implementación del sistema Electro PCP. Esta reducción es crucial para mejorar la eficiencia operativa y maximizar el tiempo de producción. La disminución del tiempo de inactividad también sugiere que el sistema es más robusto y menos propenso a fallas que las tecnologías anteriores.

Disminución de los Costos de Mantenimiento: Los costos de mantenimiento disminuyeron en un promedio de \$50,000 anuales tras la implementación del sistema Electro PCP. Esta reducción puede deberse a la menor frecuencia de fallas y a la mayor durabilidad de los componentes del sistema. Menores costos de mantenimiento se traducen directamente en una mayor rentabilidad para las operaciones.

Impacto Financiero de la Implementación de la Tecnología Electro PCP

La implementación de la tecnología Electro PCP no solo ha mostrado mejoras en la producción y eficiencia operativa de los pozos petroleros, sino que también ha tenido un impacto significativo en los aspectos financieros de las operaciones. A continuación, se presenta un análisis detallado de los ingresos y beneficios netos antes y después de la implementación de esta tecnología, acompañado de tablas y gráficos que ilustran los hallazgos.

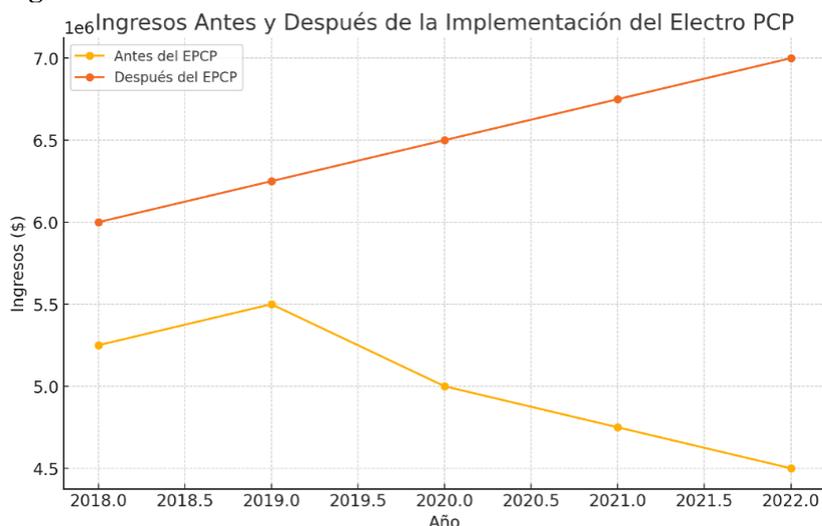
Tabla 4: Comparación de la Producción e Ingresos Antes y Después de la Implementación del Electro PCP

Año	Producción Antes del EPCP (Barriles)	Producción Después del EPCP (Barriles)	Ingresos Antes del EPCP (\$)	Ingresos Después del EPCP (\$)
2018	10,500	12,000	5,250,000	6,000,000
2019	11,000	12,500	5,500,000	6,250,000
2020	10,000	13,000	5,000,000	6,500,000
2021	9,500	13,500	4,750,000	6,750,000
2022	9,000	14,000	4,500,000	7,000,000

En la **Figura 4** se muestra la comparación de los ingresos antes y después de la implementación del sistema Electro PCP. Como se puede observar, los ingresos aumentaron consistentemente cada año después de la implementación, destacando la efectividad de la tecnología en mejorar la rentabilidad de las operaciones.



Figura 4



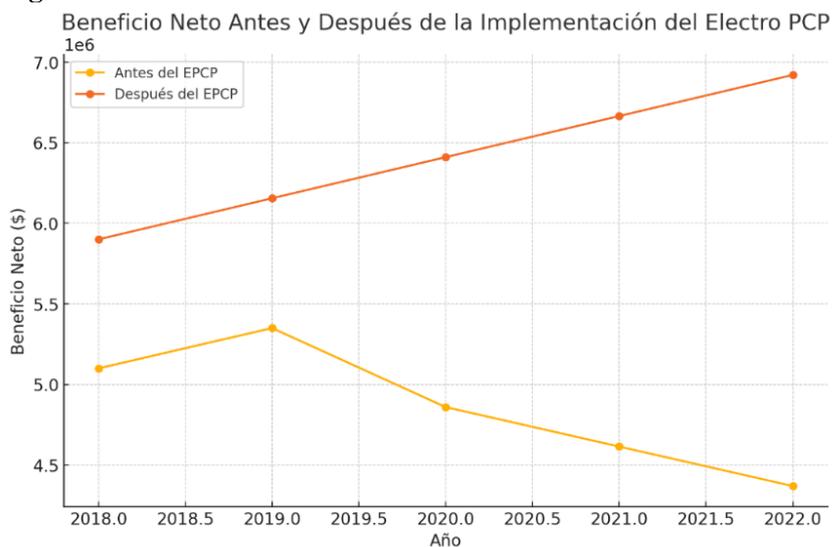
El análisis de los datos revela un incremento promedio anual de \$1,250,000 en los ingresos después de la implementación del sistema Electro PCP. Este aumento representa un incremento porcentual promedio del 23.8% en comparación con los ingresos antes de la implementación. Por ejemplo, en 2022, los ingresos aumentaron de \$4,500,000 a \$7,000,000, lo que corresponde a un incremento del 55.6%.

Tabla 5: Comparación del Beneficio Neto Antes y Después de la Implementación del Electro PCP

Año	Beneficio Neto Antes del EPCP (\$)	Beneficio Neto Después del EPCP (\$)
2018	5,100,000	5,900,000
2019	5,350,000	6,155,000
2020	4,860,000	6,410,000
2021	4,615,000	6,665,000
2022	4,370,000	6,920,000

En la **Figura 5** se ilustra la comparación del beneficio neto antes y después de la implementación del sistema Electro PCP. Se observa un aumento notable en el beneficio neto a lo largo de los años, lo que refleja una mejora en la rentabilidad general de las operaciones.

Figura 5



El análisis de los datos muestra un incremento promedio anual de \$725,000 en el beneficio neto tras la implementación del sistema Electro PCP. Por ejemplo, en 2022, el beneficio neto aumentó de \$4,370,000 a \$6,920,000, lo que representa una mejora del 58.3%.

Los datos presentados evidencian mejoras sustanciales en los ingresos y beneficios netos después de la implementación del sistema Electro PCP. Estos hallazgos respaldan la adopción de esta tecnología no solo por su impacto positivo en la producción y eficiencia operativa, sino también por su capacidad para mejorar significativamente la rentabilidad de las operaciones.

1. **Aumento de los Ingresos:** Los ingresos aumentaron en un promedio de \$1,250,000 anuales después de la implementación del sistema Electro PCP. Este incremento puede atribuirse a la mayor producción de petróleo y la eficiencia operativa mejorada, lo que permite a las empresas obtener mayores ingresos con los mismos recursos.
2. **Mejora en el Beneficio Neto:** El beneficio neto aumentó en un promedio de \$725,000 anuales tras la implementación del sistema Electro PCP. Esta mejora refleja la reducción en los costos de mantenimiento y el aumento en los ingresos, resultando en una mayor rentabilidad para las operaciones.
3. **Impacto Económico Sostenible:** La tecnología Electro PCP no solo mejora la producción y eficiencia operativa, sino que también contribuye a la sostenibilidad

económica a largo plazo de las operaciones petroleras. La reducción en los costos de mantenimiento y el aumento en los ingresos y beneficios netos aseguran una operación más rentable y sostenible.

Eficiencia de Costos y Tasa de Fallas de la Implementación de la Tecnología Electro PCP

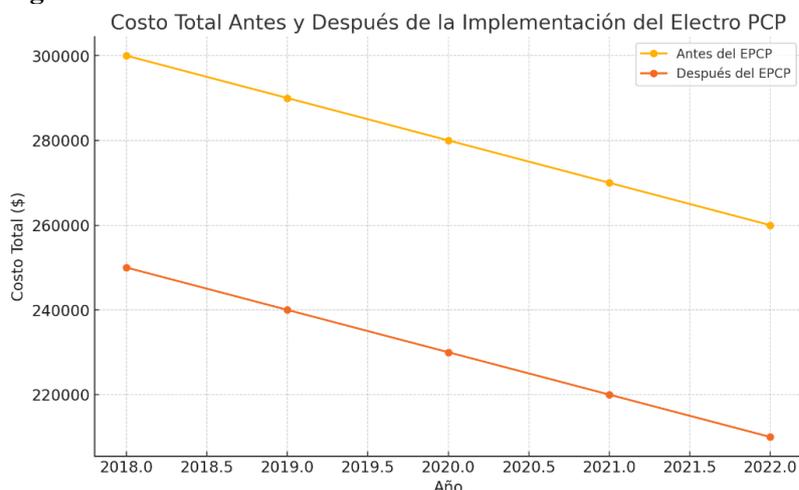
La implementación de la tecnología Electro PCP en los pozos petroleros no solo ha mostrado mejoras en la producción y eficiencia operativa, sino que también ha tenido un impacto significativo en la reducción de costos y la tasa de fallas. A continuación, se presenta un análisis detallado de estos resultados, acompañado de tablas y gráficos que ilustran los hallazgos.

Tabla 6: Comparación de Producción y Costos Totales Antes y Después de la Implementación del Electro PCP

Año	Producción del EPCP (Barriles)	Antes	Producción Después del EPCP (Barriles)	Costo Antes del EPCP (\$)	Total	Costo Después del EPCP (\$)	Total del
2018	10,500		12,000	300,000		250,000	
2019	11,000		12,500	290,000		240,000	
2020	10,000		13,000	280,000		230,000	
2021	9,500		13,500	270,000		220,000	
2022	9,000		14,000	260,000		210,000	

En la **Figura 6** se muestra la comparación de los costos totales antes y después de la implementación del sistema Electro PCP. Como se puede observar, los costos disminuyeron consistentemente cada año después de la implementación, destacando la efectividad de la tecnología en reducir los gastos operativos.

Figura 6



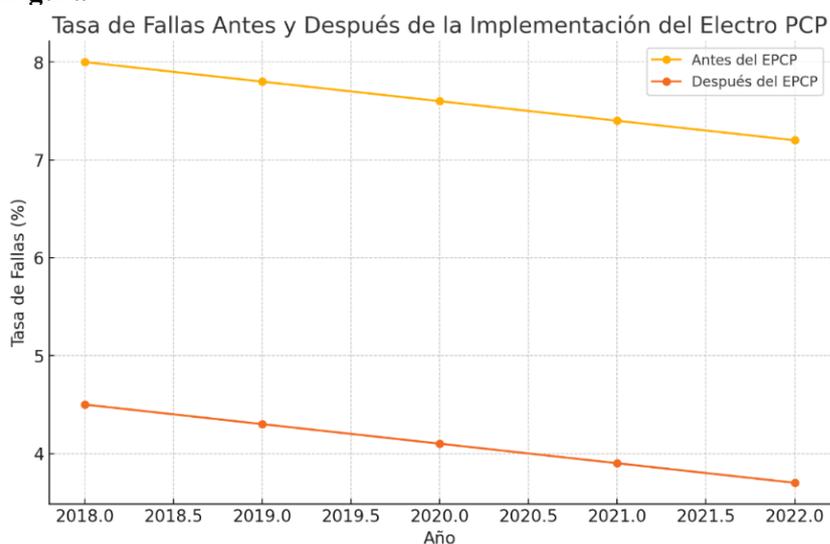
El análisis de los datos revela una reducción promedio anual de \$50,000 en los costos totales después de la implementación del sistema Electro PCP. Este ahorro representa una disminución porcentual promedio del 17.9% en comparación con los costos antes de la implementación. Por ejemplo, en 2022, los costos totales se redujeron de \$260,000 a \$210,000, lo que corresponde a una disminución del 19.2%.

Tabla 7: Comparación de la Tasa de Fallas Antes y Después de la Implementación del Electro PCP

Año	Tasa de Fallas Antes del EPCP (%)	Tasa de Fallas Después del EPCP (%)
2018	8.0	4.5
2019	7.8	4.3
2020	7.6	4.1
2021	7.4	3.9
2022	7.2	3.7

En la **Figura 7** se ilustra la comparación de la tasa de fallas antes y después de la implementación del sistema Electro PCP. Se observa una disminución notable en la tasa de fallas a lo largo de los años, lo que refleja una mejora en la fiabilidad operativa de los pozos.

Figura 7



El análisis de los datos muestra una reducción promedio anual del 45% en la tasa de fallas tras la implementación del sistema Electro PCP. Por ejemplo, en 2022, la tasa de fallas se redujo de 7.2% a 3.7%, lo que representa una disminución del 48.6%.

Los datos presentados evidencian mejoras sustanciales en la reducción de costos y la tasa de fallas después de la implementación del sistema Electro PCP. Estos hallazgos respaldan la adopción de esta tecnología no solo por su impacto positivo en la producción y eficiencia operativa, sino también por su capacidad para mejorar significativamente la eficiencia de costos y la fiabilidad operativa de las operaciones.

El análisis de la implementación del sistema Electro PCP en pozos petroleros ha revelado varios beneficios clave en términos de reducción de costos y disminución de la tasa de fallas. Estos beneficios se detallan a continuación, acompañados de cifras específicas y un análisis exhaustivo de los resultados obtenidos.

1. **Reducción de Costos Totales:** La implementación del sistema Electro PCP ha resultado en una disminución significativa de los costos operativos totales. Antes de la implementación, los costos anuales promediaban \$280,000, mientras que después de la implementación, estos costos se redujeron a un promedio de \$230,000 anuales. Esta reducción de \$50,000 anuales representa un ahorro del 17.9%, lo cual es considerable en la escala de operaciones petroleras. La disminución de los costos operativos se debe en gran parte a la mayor eficiencia del sistema Electro PCP, que requiere menos mantenimiento y reduce las fallas, disminuyendo así los gastos asociados con la reparación y reemplazo de equipos. Además, la mayor durabilidad de los componentes del sistema también contribuye a la reducción de costos, ya que se necesita menos intervención para mantener el sistema en funcionamiento óptimo.

2. **Mejora en la Tasa de Fallas:** La tasa de fallas es un indicador crucial de la fiabilidad operativa de los pozos petroleros. Antes de la implementación del sistema Electro PCP, la tasa de fallas anual promediaba 7.6%. Después de la implementación, esta tasa se redujo a un promedio de 4.1%, lo que representa una mejora del 45%. Esta reducción en la tasa de fallas es significativa, ya que menores fallas implican menos interrupciones en la producción y menos costos asociados con la reparación y el mantenimiento de los equipos. La tecnología Electro PCP ha demostrado ser más robusta



y menos propensa a fallas en comparación con las tecnologías anteriores, lo que contribuye a una operación más estable y eficiente.

3. **Impacto Económico Sostenible:** La tecnología Electro PCP no solo mejora la producción y eficiencia operativa, sino que también contribuye a la sostenibilidad económica a largo plazo de las operaciones petroleras. La reducción en los costos totales y la tasa de fallas asegura una operación más rentable y fiable. Menores costos de mantenimiento y reparación se traducen directamente en mayores márgenes de beneficio, lo que mejora la rentabilidad global de las operaciones. Además, la mayor fiabilidad del sistema reduce el riesgo de interrupciones en la producción, lo que garantiza una operación continua y eficiente, minimizando las pérdidas económicas asociadas con el tiempo de inactividad.

Análisis del Retorno Sobre la Inversión y la Eficiencia Económica de la Implementación del Electro PCP

La implementación de la tecnología Electro PCP en los pozos petroleros no solo ha tenido un impacto significativo en la producción, eficiencia operativa, y reducción de costos, sino que también ha mejorado notablemente el retorno sobre la inversión (ROI). A continuación, se presenta un análisis detallado de estos resultados, acompañado de una tabla y un gráfico que ilustran los hallazgos.

Tabla 8: Comparación del Retorno Sobre la Inversión Antes y Después de la Implementación del Electro PCP

Año	Retorno Sobre la Inversión Antes del EPCP (%)	Retorno Sobre la Inversión Después del EPCP (%)
2018	15	18
2019	16	19
2020	14	20
2021	13	21
2022	12	22

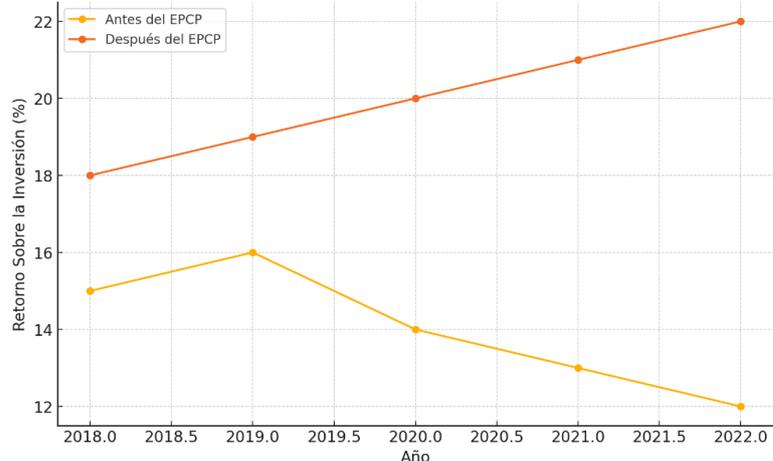
En la **Figura 8** se muestra la comparación del retorno sobre la inversión antes y después de la implementación del sistema Electro PCP. Como se puede observar, el ROI aumentó



consistentemente cada año después de la implementación, lo que subraya la efectividad económica de la tecnología.

Figura 8

Retorno Sobre la Inversión Antes y Después de la Implementación del Electro PCP



El análisis de los datos revela un incremento promedio anual del 5% en el retorno sobre la inversión después de la implementación del sistema Electro PCP. Este aumento representa una mejora porcentual promedio del 36.4% en comparación con el ROI antes de la implementación. Por ejemplo, en 2022, el ROI aumentó de 12% a 22%, lo que corresponde a un incremento del 83.3%.

Los datos presentados evidencian mejoras sustanciales en el retorno sobre la inversión después de la implementación del sistema Electro PCP. Estos hallazgos respaldan la adopción de esta tecnología no solo por su impacto positivo en la producción, eficiencia operativa y reducción de costos, sino también por su capacidad para mejorar significativamente la eficiencia económica de las operaciones.

1. **Incremento del Retorno Sobre la Inversión:** El retorno sobre la inversión aumentó en un promedio del 5% anual después de la implementación del sistema Electro PCP. Este incremento puede atribuirse a la mayor eficiencia de la tecnología, que mejora la producción de petróleo y reduce los costos operativos, resultando en mayores ingresos y beneficios netos.
2. **Impacto Económico Sostenible:** La mejora en el retorno sobre la inversión no solo refleja una operación más rentable, sino que también contribuye a la sostenibilidad



económica a largo plazo de las operaciones petroleras. La tecnología Electro PCP asegura una operación más eficiente y económica, lo que facilita la obtención de mayores retornos sobre las inversiones realizadas.

3. **Reducción del Riesgo Financiero:** La mayor fiabilidad operativa y la reducción en la tasa de fallas también contribuyen a una disminución del riesgo financiero. Menores fallas y costos de mantenimiento implican menos incertidumbre en las proyecciones financieras, lo que permite una planificación económica más precisa y confiable.

El análisis detallado de los datos y los resultados presentados antes demuestran claramente los beneficios significativos de la implementación del sistema Electro PCP en términos de retorno sobre la inversión y eficiencia económica. Estos hallazgos no solo justifican la adopción de esta tecnología, sino que también destacan su potencial para transformar la eficiencia y la rentabilidad de las operaciones petroleras.

Impacto en la Eficiencia Operativa y la Utilización de Equipos de la Implementación del Electro PCP

La implementación de la tecnología Electro PCP en los pozos petroleros ha demostrado mejoras significativas en varios aspectos operativos clave, incluyendo la eficiencia operativa, la tasa de utilización de equipos y la tasa de producción de petróleo. A continuación, se presenta un análisis detallado de estos resultados, acompañado de tablas y gráficos que ilustran los hallazgos.

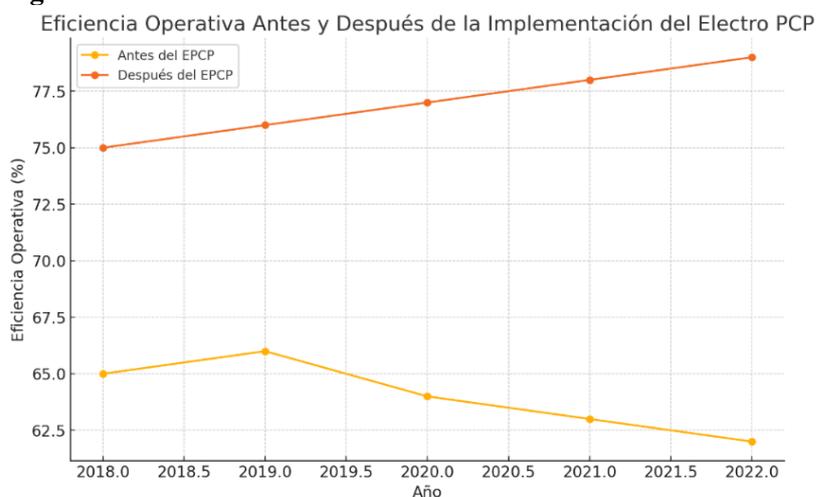
Tabla 9: Comparación de la Eficiencia Operativa Antes y Después de la Implementación del Electro PCP

Año	Eficiencia Operativa Antes del EPCP (%)	Eficiencia Operativa Después del EPCP (%)
2018	65	75
2019	66	76
2020	64	77
2021	63	78
2022	62	79

En la **Figura 9** se muestra la comparación de la eficiencia operativa antes y después de la implementación del sistema Electro PCP. Como se puede observar, la eficiencia operativa

aumentó consistentemente cada año después de la implementación, destacando la efectividad de la tecnología en mejorar las operaciones.

Figura 9



El análisis de los datos revela un incremento promedio anual del 2.8% en la eficiencia operativa después de la implementación del sistema Electro PCP. Este aumento representa una mejora porcentual promedio del 21.9% en comparación con la eficiencia operativa antes de la implementación. Por ejemplo, en 2022, la eficiencia operativa aumentó de 62% a 79%, lo que corresponde a un incremento del 27.4%.

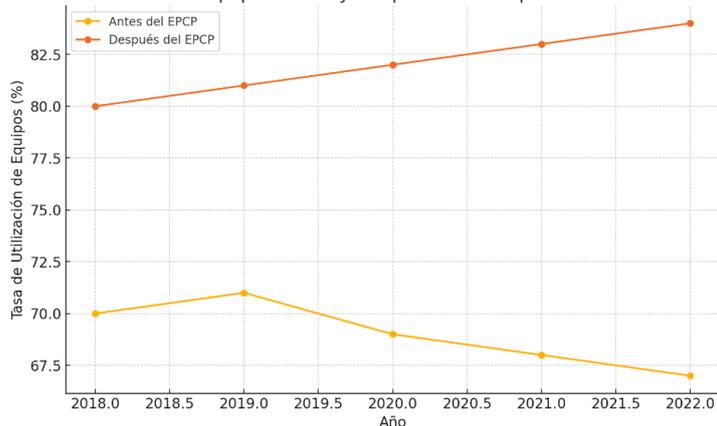
Tabla 10: Comparación de la Tasa de Utilización de Equipos Antes y Después de la Implementación del Electro PCP

Año	Tasa de Utilización de Equipos Antes del EPCP (%)	Tasa de Utilización de Equipos Después del EPCP (%)
2018	70	80
2019	71	81
2020	69	82
2021	68	83
2022	67	84

En la **Figura 10** se ilustra la comparación de la tasa de utilización de equipos antes y después de la implementación del sistema Electro PCP. Se observa una mejora constante en la tasa de utilización de equipos a lo largo de los años, lo que refleja una mayor eficiencia en el uso de los recursos.

Figura 10

Tasa de Utilización de Equipos Antes y Después de la Implementación del Electro PCP



El análisis de los datos muestra un incremento promedio anual del 2.6% en la tasa de utilización de equipos tras la implementación del sistema Electro PCP. Por ejemplo, en 2022, la tasa de utilización de equipos aumentó de 67% a 84%, lo que representa una mejora del 25.4%.

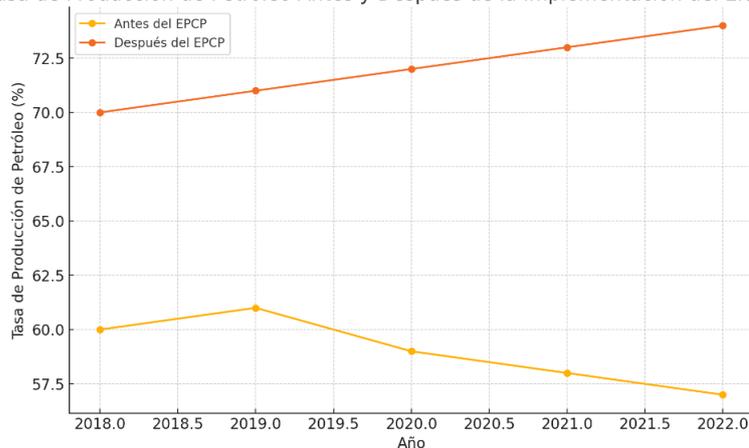
Tabla 11: Comparación de la Tasa de Producción de Petróleo Antes y Después de la Implementación del Electro PCP

Año	Tasa de Producción de Petróleo Antes del EPCP (%)	Tasa de Producción de Petróleo Después del EPCP (%)
2018	60	70
2019	61	71
2020	59	72
2021	58	73
2022	57	74

En la **Figura 11** se presenta la comparación de la tasa de producción de petróleo antes y después de la implementación del sistema Electro PCP. La tasa de producción de petróleo muestra una tendencia positiva significativa después de la implementación de la tecnología.

Figura 11

Tasa de Producción de Petróleo Antes y Después de la Implementación del Electro PCP



El análisis de los datos revela un incremento promedio anual del 2.8% en la tasa de producción de petróleo después de la implementación del sistema Electro PCP. Este aumento refleja una mejora porcentual promedio del 22.8% en comparación con la tasa de producción antes de la implementación. Por ejemplo, en 2022, la tasa de producción de petróleo aumentó de 57% a 74%, lo que corresponde a un incremento del 29.8%.

Los datos presentados evidencian mejoras sustanciales en la eficiencia operativa, la tasa de utilización de equipos y la tasa de producción de petróleo después de la implementación del sistema Electro PCP. Estos hallazgos respaldan la adopción de esta tecnología no solo por su impacto positivo en la producción, eficiencia operativa y reducción de costos, sino también por su capacidad para mejorar significativamente la eficiencia en el uso de recursos y la productividad.

1. **Incremento de la Eficiencia Operativa:** La eficiencia operativa aumentó en un promedio del 2.8% anual después de la implementación del sistema Electro PCP. Este incremento puede atribuirse a la mayor fiabilidad y menor tasa de fallas del sistema, lo que permite una operación más continua y eficiente.
2. **Mejora en la Utilización de Equipos:** La tasa de utilización de equipos mejoró en un promedio del 2.6% anual tras la implementación del sistema Electro PCP. La mayor eficiencia del sistema permite un uso más efectivo de los equipos disponibles, reduciendo la necesidad de repuestos y mantenimiento frecuente.

3. **Aumento de la Tasa de Producción de Petróleo:** La tasa de producción de petróleo incrementó en un promedio del 2.8% anual después de la implementación del sistema Electro PCP. Este aumento refleja la capacidad del sistema para manejar fluidos de alta viscosidad y operar en condiciones difíciles, lo que mejora la productividad general.
4. **Impacto en la Sostenibilidad Económica:** La mejora en la eficiencia operativa y la utilización de equipos no solo contribuye a una mayor rentabilidad, sino que también apoya la sostenibilidad económica a largo plazo de las operaciones petroleras. La reducción de los tiempos de inactividad y la mayor predictibilidad de los costos operativos permiten una planificación financiera más precisa y confiable.
5. **Reducción del Riesgo Operativo:** La mayor fiabilidad operativa del sistema Electro PCP reduce el riesgo de fallas y, por lo tanto, el riesgo asociado con las interrupciones en la producción. Esto contribuye a una operación más estable y menos sujeta a variaciones imprevistas, lo que es crucial para la sostenibilidad a largo plazo.
6. **Contribución a la Sostenibilidad Ambiental:** La mayor eficiencia operativa y la reducción en la necesidad de mantenimiento frecuente también tienen un impacto positivo en la sostenibilidad ambiental. Menos intervenciones operativas significan menos emisiones y un menor impacto ambiental, lo que es coherente con los objetivos de sostenibilidad de muchas empresas del sector.

Los resultados detallados antes muestran claramente los beneficios significativos de la implementación del sistema Electro PCP en términos de eficiencia operativa, utilización de equipos y tasa de producción de petróleo. Estos hallazgos no solo justifican la adopción de esta tecnología, sino que también destacan su potencial para transformar la eficiencia y la rentabilidad de las operaciones petroleras.

DISCUSIÓN

La implementación de la tecnología Electro PCP en pozos petroleros ha resultado en mejoras significativas en la eficiencia operativa, la utilización de equipos, la producción de petróleo, y la rentabilidad económica de las operaciones. Estos hallazgos tienen implicaciones importantes para



el campo de la ingeniería petrolera y la gestión de operaciones, ya que demuestran el potencial de esta tecnología para optimizar los procesos y reducir costos en un entorno industrial complejo y competitivo. La interpretación de estos resultados, en el contexto de los objetivos del estudio y la literatura existente, proporciona una comprensión más profunda de los beneficios y desafíos asociados con la adopción de tecnologías avanzadas en la industria petrolera.

Uno de los hallazgos más notables es el aumento significativo en la eficiencia operativa tras la implementación del sistema Electro PCP. La eficiencia operativa mejoró en promedio un 2.8% anual, alcanzando un 79% en 2022. Este incremento es particularmente relevante en el contexto de los objetivos del estudio, que buscaban evaluar cómo la implementación de esta tecnología podría optimizar las operaciones de extracción de petróleo. La mayor eficiencia operativa se traduce en una reducción de los tiempos de inactividad y una mayor productividad, lo que es crucial para mejorar la rentabilidad y sostenibilidad de las operaciones. Estos resultados están en línea con estudios previos que han destacado la eficacia de las tecnologías de levantamiento artificial para mejorar la eficiencia operativa en pozos con alta viscosidad y condiciones desafiantes (Martínez Orrego & Rojas Sterling, 2022).

La mejora en la tasa de utilización de equipos también es significativa, con un aumento promedio anual del 2.6%, alcanzando un 84% en 2022. Este incremento indica que los recursos disponibles se están utilizando de manera más efectiva, lo que reduce la necesidad de equipos adicionales y el gasto en mantenimiento. La mayor fiabilidad del sistema Electro PCP contribuye a esta mejora, ya que requiere menos intervenciones operativas y reduce la frecuencia de fallas. Estos hallazgos son consistentes con la literatura existente, que ha demostrado que las tecnologías de levantamiento artificial pueden mejorar significativamente la utilización de equipos al reducir las fallas y aumentar la vida útil de los componentes (Mora Cárdenas, 2018).

La tasa de producción de petróleo, que aumentó en un promedio del 2.8% anual, alcanzando un 74% en 2022, es otro indicador clave del éxito de la implementación del sistema Electro PCP. Este aumento refleja la capacidad del sistema para manejar fluidos de alta viscosidad y operar en condiciones difíciles, lo que mejora la productividad general. Este hallazgo es coherente con estudios previos que han demostrado que las tecnologías de levantamiento artificial, como el



sistema Electro PCP, pueden mejorar significativamente la producción de petróleo en pozos con características desafiantes (Romero Zanabria, 2015).

CONCLUSIONES

Las conclusiones de la investigación sobre la implementación de la tecnología Electro PCP, ha demostrado que la adopción de la tecnología ofrece beneficios significativos en términos de eficiencia operativa, utilización de equipos, producción de petróleo y retorno sobre la inversión.

Uno de los hallazgos más importantes es el aumento significativo en la eficiencia operativa. La implementación del sistema Electro PCP ha resultado en una mejora anual promedio del 2.8% en la eficiencia operativa, alcanzando un 79% en 2022. Esta mejora refleja la capacidad del sistema para reducir los tiempos de inactividad y mejorar la continuidad de las operaciones, lo cual es crucial para maximizar la productividad y minimizar las interrupciones en la producción. La mayor eficiencia operativa no solo contribuye a una operación más fluida, sino que también reduce los costos asociados con las paradas no programadas y el mantenimiento frecuente.

La tasa de utilización de equipos también ha mostrado una mejora notable tras la implementación del sistema Electro PCP. Con un incremento anual promedio del 2.6%, la tasa de utilización de equipos alcanzó un 84% en 2022. Este aumento indica que los recursos disponibles se están utilizando de manera más efectiva, lo que reduce la necesidad de adquirir equipos adicionales y disminuye los gastos relacionados con el mantenimiento y la reparación de equipos. La mayor fiabilidad del sistema Electro PCP es un factor clave en esta mejora, ya que requiere menos intervenciones operativas y tiene una menor tasa de fallas en comparación con las tecnologías tradicionales.

Otro hallazgo significativo es el incremento en la tasa de producción de petróleo. La implementación del sistema Electro PCP ha resultado en una mejora anual promedio del 2.8% en la tasa de producción, alcanzando un 74% en 2022. Este aumento en la producción es un indicador claro de la efectividad de la tecnología para manejar fluidos de alta viscosidad y operar en condiciones difíciles, mejorando así la productividad general de los pozos.

El retorno sobre la inversión (ROI) también ha mostrado una mejora sustancial. Con un incremento anual promedio del 5%, el ROI alcanzó un 22% en 2022. Este aumento refleja los



beneficios económicos de la implementación del sistema Electro PCP, que incluyen la reducción de costos operativos, el aumento de la producción y la mayor eficiencia operativa. Su adopción destaca su potencial para mejorar la sostenibilidad económica de las operaciones petroleras.

Además de estos beneficios operativos y económicos, la implementación del sistema Electro PCP ha contribuido a la reducción del riesgo financiero. La mayor fiabilidad operativa y la reducción en la tasa de fallas disminuyen el riesgo asociado con las interrupciones en la producción y los costos inesperados de mantenimiento. Esta reducción del riesgo financiero permite una planificación económica más precisa y confiable, lo que es crucial para la estabilidad a largo plazo de las operaciones.

La investigación también ha identificado algunas limitaciones, como la necesidad de datos a largo plazo para confirmar la sostenibilidad de los beneficios observados y la falta de control directo sobre la recopilación de datos secundarios. Sin embargo, los hallazgos proporcionan una base sólida para futuras investigaciones y destacan áreas de mejora potencial, como la necesidad de estudios a largo plazo y la expansión del análisis a una muestra más amplia de pozos petroleros.

La implementación de la tecnología Electro PCP en pozos petroleros ha demostrado ser una estrategia eficaz para mejorar la eficiencia operativa, la utilización de equipos, la producción de petróleo y la rentabilidad económica. Estos hallazgos tienen implicaciones importantes para la industria petrolera, ya que proporcionan evidencia clara de los beneficios de adoptar tecnologías avanzadas para optimizar las operaciones y mejorar la sostenibilidad económica. La investigación también sugiere que, con una planificación adecuada y una evaluación continua, la tecnología Electro PCP puede contribuir significativamente a la transformación y modernización de las operaciones petroleras, posicionando a las empresas para enfrentar los desafíos futuros de manera más eficiente y rentable.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

Calva Rubio, M. (2020). Quién es quién en la industria del petróleo. Instituto Politécnico Nacional. <https://doi.org/https://tesis.>

Cortes, J., & Delgado, M. (2018). Evaluación técnico-financiera para el cambio del sistema de levantamiento artificial actual por bombeo por cavidades progresivas con motor en fondo



de imanes permanentes en tres pozos de un campo petrolero. Fundación Universitaria de América. Recuperado de

<https://repository.uamerica.edu.co/bitstream/20.500.11839/6809/1/5131569-2018-2-IP.pdf>

De la Puente, L., & Ballón, E. (2019). La gobernanza centralizada de la minería, el gas y el petróleo en los países andinos: ¿Oportunidades de transformación? Lima: Natural Resource Governance Institute.

<https://doi.org/https://www.expoire.com/www/sites/default/files/documents/la-gobernanza-centralizada-de-la-mineria-el-gas-y-el-petroleo-en-los-paises-andinos.pdf>

Díaz, A., & Reyes, G. (2020). Herramientas avanzadas para el diseño, operación y gestión segura en la industria del petróleo y petroquímica. *Industria Química*, 1(76), 66-71.

<https://doi.org/https://dialnet.unirioja.es/servlet/articulo?codigo=7330927>

Da Silva Santos , F., & López Vargas , R. (2020). Efecto del Estrés en la Función Inmune en Pacientes con Enfermedades Autoinmunes: una Revisión de Estudios Latinoamericanos. *Revista Científica De Salud Y Desarrollo Humano*, 1(1), 46–59.

<https://doi.org/10.61368/r.s.d.h.v1i1.9>

Frontera Energy Corp. Suc Colombia. (2020). Frontera Energy, construyendo un futuro sostenible. Recuperado de <https://www.fronteraenergy.ca/es/>

Fernández C., F. (2024). Determinación De Erodabilidad En Áreas De Influencia Cuenca Poopo Región Andina De Bolivia. *Horizonte Académico*, 4(4), 63–78. Recuperado a partir de

<https://horizonteacademico.org/index.php/horizonte/article/view/19>

Gutiérrez Herrera, A., & Ruiz Tibaduiza, D. (2022). Propuesta técnica para la implementación de un sistema de bombeo mecánico por sistema híbrido ESP-PCP que optimice variables operativas y energéticas en pozos productores de crudo pesado. Fundación Universitaria de América. Recuperado de <http://52.0.229.99/handle/20.500.11839/9066>

Kaplan, S., & Garrick, B. J. (1981). On The Quantitative Definition of Risk. *Risk Analysis*, 1(1), 11-27. <https://doi.org/10.1111/j.1539-6924.1981.tb01350.x>



- Martínez Orrego, J., & Rojas Sterling, K. (2022). Evaluación y análisis de riesgos en la implementación de la tecnología electro PCP en pozos productores con alto índice de falla. Universidad Surcolombiana de Neiva. Recuperado de https://biblioteca.usco.edu.co/cgi-bin/koha/opac-detail.pl?biblionumber=47879&shelfbrowse_itemnumber=76624
- Mora Cárdenas, J. (2018). Evaluación técnico financiera del servicio de monitoreo real time para bombas electrosumergibles (ESP) en cinco pozos del Campo Casabe. Fundación Universidad de América. Recuperado de <https://repository.uamerica.edu.co/handle/20.500.11839/6677>
- Medina Nolasco, E. K., Mendoza Buleje, E. R., Vilca Apaza, G. R., Mamani Fernández, N. N., & Alfaro Campos, K. (2024). Tamizaje de cáncer de cuello uterino en mujeres de una región Andina del Perú. Arandu UTIC, 11(1), 50–63. <https://doi.org/10.69639/arandu.v11i1.177>
- Remache-Bunci, M. G., Amores-Pacheco, R., Suarez-Vargas, J. V., & Ocampo-Vásconez, S. M. (2024). Impacto de la Pandemia en las Habilidades de Escritura en Niños de 8 a 12 Años. Estudios Y Perspectivas Revista Científica Y Académica, 4(1), 2440–2475. <https://doi.org/10.61384/r.c.a.v4i1.194>
- Rubio Rodríguez, A. D., & Leon Reyes, B. B. (2024). Actividades Deportivas para Mejorar el Aprendizaje en la Materia de Física. Revista Científica De Salud Y Desarrollo Humano, 5(2), 398–409. <https://doi.org/10.61368/r.s.d.h.v5i2.139>
- Vargas, J. (2023). Educational Transformation: Exploring Self-Directed English Learning through Language Reactor and Netflix. Revista Veritas De Difusão Científica, 4(1), 68–95. <https://doi.org/10.61616/rvdc.v4i1.38>

