

Escuela Superior Politécnica del Litoral

Facultad de Ingeniería en Ciencias de la Tierra

Optimización de la producción del campo Sacha utilizando el principio estadístico de
Pareto

Proyecto Integrador

Previo la obtención del Título de:

Ingeniero en Petróleos

Presentado por:

Joel Ricardo Alcívar Medranda

Guayaquil - Ecuador Año:

2025

Dedicatoria

A mis padres, Benito Joel Alcívar Valencia y Mariana Monserrate Medranda Velásquez, por su amor, sacrificio y apoyo incondicional, quienes siempre han creído en mí y me han formado como persona y futuro profesional; y a mi familia, que en todo momento ha estado a mi lado brindándome fuerza y aliento. Este logro es para ustedes, con toda mi gratitud y cariño.

Agradecimientos

Agradezco a la Escuela Superior Politécnica del Litoral (ESPOL) por brindarme la formación académica y las herramientas necesarias para mi desarrollo profesional.

De manera especial, expreso mi gratitud a mi tutor, PhD. Danilo Arcentales, y a mi profesor de tesis, Msc. Andrés Guzmán, por su guía, paciencia y valiosas orientaciones a lo largo de este proceso de investigación. Su apoyo y acompañamiento han sido fundamentales para la culminación de este proyecto.

Asimismo, agradezco a todas las personas que, de una u otra manera, contribuyeron en mi formación y me motivaron a continuar en este camino académico y profesional.

Declaración Expresa

Yo **Joel Ricardo Alcívar Medranda** acuerdo y reconozco que:

La titularidad de los derechos patrimoniales de autor (derechos de autor) del proyecto de graduación corresponderá al autor, sin perjuicio de lo cual la ESPOL recibe en este acto una licencia gratuita de plazo indefinido para el uso no comercial y comercial de la obra con facultad de sublicenciar, incluyendo la autorización para su divulgación, así como para la creación y uso de obras derivadas. En el caso de usos comerciales se respetará el porcentaje de participación en beneficios que corresponda a favor del autor.

La titularidad total y exclusiva sobre los derechos patrimoniales de patente de invención, modelo de utilidad, diseño industrial, secreto industrial, software o información no divulgada que corresponda o pueda corresponder respecto de cualquier investigación, desarrollo tecnológico o invención realizada por mí durante el desarrollo del proyecto de graduación, pertenecerá de forma total, exclusiva e indivisible a la ESPOL, sin perjuicio del porcentaje que me corresponda de los beneficios económicos que la ESPOL reciba por la explotación de mi innovación, de ser el caso.

En los casos donde la Oficina de Transferencia de Resultados de Investigación (OTRI) de la ESPOL comunique al autor que existe una innovación potencialmente patentable sobre los resultados del proyecto de graduación, no se realizará publicación o divulgación alguna, sin la autorización expresa y previa de la ESPOL.

Guayaquil, mayo 26 del 2025.



Autor

EVALUADORES

MSc. Andrés Guzmán Velasquez

Profesor de Materia

PhD. Danilo Arcentales Bastidas

Tutor de proyecto

Resumen

El campo Sacha, ubicado en la provincia de Orellana, constituye uno de los principales productores de petróleo del Ecuador y enfrenta actualmente problemas propios de su madurez, como altos niveles de corte de agua, declinación natural y envejecimiento de la infraestructura. El objetivo del presente proyecto es aplicar el principio estadístico de Pareto para identificar los pozos más representativos y priorizar intervenciones que maximicen la recuperación de hidrocarburos, bajo la hipótesis de que un reducido número de pozos concentra la mayor parte de la producción, lo que justifica la necesidad de focalizar los esfuerzos técnicos. Para ello se recopilaron y analizaron datos históricos de producción, se clasificaron los pozos por rendimiento acumulado y se construyeron diagramas de Pareto en Microsoft Excel, a partir de los cuales se seleccionaron los pozos de mayor aporte. Los resultados mostraron que cerca del 40 % de los pozos concentran aproximadamente el 80 % de la producción, siendo el cambio de equipos BES la intervención de mayor impacto. Se concluye que la aplicación del principio de Pareto permite priorizar inversiones en los pozos de mayor potencial, optimizar recursos y garantizar la sostenibilidad productiva del campo.

Palabras clave: producción petrolera, campo maduro, bombas BES, indicadores de desempeño.

Abstract

The Sacha Field, located in Orellana province, is one of Ecuador's main oil producers but currently faces challenges typical of mature reservoirs, such as high water cut, natural decline, and aging infrastructure. The objective of this project is to apply the Pareto statistical principle to identify the most representative wells and prioritize interventions that maximize hydrocarbon recovery, under the hypothesis that a reduced number of wells accounts for most of the production, thus justifying the need to focus technical efforts. Historical production data were collected and analyzed, wells were classified by cumulative output, and Pareto charts were developed in Microsoft Excel to determine the most productive wells. Results showed that approximately 40% of the wells concentrate around 80% of total production, with the replacement of ESP systems identified as the most impactful intervention. It is concluded that the application of the Pareto principle allows prioritizing investments in high-potential wells, optimizing resources, and ensuring the productive sustainability of the field.

Keywords: oil production, mature field, ESP systems, performance indicators.

Índice general

Resumen	I
Abstract	II
Abreviaturas	VI
Simbología	VII
Índice de Figuras	VIII
Índice de Tablas	IX
Capítulo 1	1
1.1 Introducción	2
1.2 Descripción del problema	3
1.3 Justificación del Problema	3
1.4 Objetivos	4
1.4.1 Objetivo general	4
1.4.2 Objetivos específicos	4
1.5 Marco Teórico	5
1.5.1 Definición de conceptos claves	5
1.5.2 Antecedentes	6
1.5.3 Geología y características del yacimiento Sacha	7
1.5.4 Campo Sacha: Reservas e Historia de producción	8
1.5.5 Aplicación del Principio de Pareto en la priorización de pozos del Campo Sacha	10
Capítulo 2	2
2 Metodología	15
2.1 FASE 1: Recolección de datos	16
2.1.1 Solicitud de datos históricos a Petroecuador	16
2.1.2 Análisis y organización de información	16
2.2 FASE 2: Clasificación de pozos	17
2.2.1 Orden por producción total	17
2.2.2 Selección de los 20 mejores pozos	19

2.3	FASE 3: Análisis en Excel	21
2.3.1	Gráficos de Pareto	22
2.3.2	Identificación de pozos clave	27
2.4	FASE 4: Propuestas técnicas	27
2.5	FASE 5: Resultados y validación	29
2.5.1	Indicadores de desempeño específicos.....	30
Capítulo 3		2
3	Resultados y Análisis.....	32
3.1	Análisis general de la producción acumulada de todos los pozos.....	32
3.2	Selección y análisis de los 20 pozos más representativos.....	34
3.3	Enfoque en los 5 pozos de mayor producción.....	35
3.4	Análisis de frecuencia de intervenciones técnicas en los pozos seleccionados para propuestas técnicas	37
3.4.1	Propuesta técnica: Optimización en el cambio de equipos BES	38
3.5	Análisis de la producción anual post-intervención.....	39
3.5.1	Análisis del Pozo SCH-099TI	40
3.5.2	Análisis del Pozo SCH-009HI.....	43
3.5.3	Análisis del Pozo SCH-017U	44
3.5.4	Análisis del Pozo SCH-098U	47
3.5.5	Análisis del Pozo SCH-051T.....	51
3.6	Validación de la propuesta mediante indicadores de desempeño (KPI)	55
3.6.1	Incremento promedio de producción	55
3.7	Conclusión de la validación	57
Capítulo 4		32
4	Conclusiones y Recomendaciones	58
4.1	Conclusiones	58
4.2	Recomendaciones	59
5	Bibliografía	61

Abreviaturas

API: American Petroleum Institute

BES: Bombeo Electro-Sumergible

bpd: Barriles por día

bbl: Barril

bbl/d: Barriles de petróleo por día

EP: Empresa Pública

ESP: Electric Submersible Pump

GOR: Relación Gas–Petróleo

KPI: Indicador Clave de Desempeño

Mbbbls: Miles de barriles

SPE: Society of Petroleum Engineers

USD: Dólar estadounidense

WTI: West Texas Intermediate

Simbología

%: Porcentaje

°API: Grados API

bbl: Barril

bbl/d: Barriles por día

bbl/mes: Barriles por mes

bbld: Barriles de petróleo por día

Mbbbls: Miles de barriles

USD: Dólar estadounidense

Índice de Figuras

Figura 1.1 Columna Litoestratigráfica tipo del Campo Sacha	7
Figura 1.2 Producción petrolera del campo Sacha.....	10
Figura 1.3 Clasificación de pozos según pérdidas netas de producción	12
Figura 2.1 Fases del Flujo de trabajo en el proyecto	15
Figura 2.2 Flujograma del proceso para la aplicación del análisis de Pareto en la producción de pozos.	21
Figura 2.3 Principales KPI (Key Performance Indicators).....	29
Figura 2.4 Definiciones de KPI para las intervenciones.	30
Figura 3.1 Diagrama de Pareto por producción acumulada de petróleo de todos los pozos del Campo Sacha.	33
Figura 3.2 Diagrama de Pareto por producción acumulada de los 20 mejores pozos del Campo Sacha.	35
Figura 3.3 Diagrama de Pareto por intervenciones técnicas de los 5 mejores pozos del Campo Sacha ..	37
Figura 3.4 Producción de petróleo en el Pozo SCH-099TI durante el año 2019 (bbls).....	40
Figura 3.5 Producción de petróleo en el Pozo SCH-099TI durante el año 2020 (bbls).....	41
Figura 3.6 Comportamiento mensual de la producción de petróleo del Pozo SCH-009HI durante el año 2019.....	43
Figura 3.7 Producción mensual de petróleo en el Pozo SCH-017U durante el año 2015 (bbls).....	45
Figura 3.8 Producción mensual de petróleo en el Pozo SCH-017U durante el año 2019 (bbls).....	46
Figura 3.9 Incremento en la producción mensual del Pozo Sacha-098 tras el cambio de equipo BES en el 2014.....	47
Figura 3.10 Disminución progresiva de la producción del Pozo Sacha-098 en el 2015 después de la intervención.	48
Figura 3.11 Evolución de la producción mensual del Pozo Sacha-098 en el año 2022.....	49
Figura 3.12 Incremento sostenido de la producción mensual del Pozo Sacha-098 durante el 2023.	50

Figura 3.13 Producción mensual del Pozo Sacha-051 en el año 2016.....	51
Figura 3.14 Producción mensual del Pozo Sacha-051 en el año 2017.....	52
Figura 3.15 Producción mensual del Pozo Sacha-051 en el año 2023.....	53
Figura 3.16 Producción mensual del Pozo Sacha-051 en el año 2024.....	54

Índice de Tablas

Tabla 2.1 Pozos seleccionados del Campo Sacha con alto rendimiento acumulado	18
Tabla 2.2 Los 20 pozos más representativos del Campo Sacha	20
Tabla 2.3 Producción total y porcentajes individuales de los 20 pozos más representativos del Campo Sacha	23
Tabla 2.4 Producción y porcentaje acumulado de los 20 pozos más representativos del Campo Sacha ..	25
Tabla 2.5 Frecuencia de intervenciones técnicas en los 5 pozos más productivos del Campo Sacha	28
Tabla 3.1 Los 5 pozos más productivos del Campo Sacha seleccionados para el análisis de intervenciones	36

Capítulo 1

1.1 Introducción

El campo Sacha (Bloque 60, Orellana) es actualmente el mayor productor de petróleo de Ecuador. Según EP Petroecuador, Sacha produce alrededor de 75–77 mil bpd ($\approx 16\%$ de la producción nacional, con reservas recuperables estimadas en unos 340 a 350 millones de barriles (Cañizares, 2025).

Operado por la estatal Petroamazonas EP desde 2016, Sacha inició producción en 1972 con 29.000 bpd y alcanzó un pico histórico de 117.600 bpd ese año (Mayorga et al., 2022). Tras más de medio siglo de explotación, el campo acumula problemas propios de su madurez: el crudo es de calidad media (24,9° API) y los yacimientos naturales se han agotado, lo que demanda uso intensivo de recuperación secundaria y otras tecnologías (EP Petroecuador, 2023) (EP Petroecuador, 2025).

El descenso sostenido de la producción de Sacha es evidente: de los 117.600 bpd en 1972 se pasó a aproximadamente 69.000 bpd en 2022 (Mayorga et al., 2022). Para contrarrestar esta declinación se han perforado nuevos pozos y recuperado viejos; EP informa que solo en 2019 la perforación y reacondicionamientos permitieron elevar la producción a 70.021 bpd (EP Petroecuador, 2019). Sin embargo, el campo sigue experimentando altos niveles de corte de agua típico de campos maduros, por lo que se practica la inyección continua de agua para mantener la presión y desplazar el petróleo hacia los pozos (Mayorga et al., 2022). Además, la infraestructura y los pozos presentan envejecimiento crítico: tras 50 años de operación, la auditoría estatal detectó extensos daños en equipos y tanques (más del 60 % en condición crítica) y sistemas contra incendios obsoletos (EP Petroecuador, 2025). En consecuencia, existe falta de priorización técnica: sin criterios claros para decidir en qué pozos o instalaciones invertir primero, las intervenciones pueden no enfocarse en los puntos de mayor impacto.

1.2 Descripción del problema

La producción de hidrocarburos en Ecuador ha enfrentado una disminución de su eficiencia debido a factores como el agotamiento natural de los campos, tecnologías obsoletas y una planificación estratégica insuficiente. Aunque ciertos campos contribuyen significativamente a la producción nacional, otros no alcanzan su potencial máximo, lo que genera desigualdades en la utilización de recursos.

El campo Sacha, uno de los principales yacimientos petroleros de Ecuador, con el 16% de la producción nacional, ha experimentado una reducción en su eficiencia operativa. Este problema impacta directamente a EP Petroecuador y otras entidades del sector hidrocarburífero que dependen de la optimización de la extracción para garantizar la rentabilidad y sostenibilidad del recurso (Flores & De la Torre Lascano, 2024). La falta de estrategias técnicas basadas en la priorización efectiva de variables críticas limita la maximización de la producción. Dado que la optimización de producción es un desafío común en la industria, esta problemática no solo afecta a una empresa, sino que tiene implicaciones en todo el sector petrolero del país (Marlene Tatiana Tenecota Quezada, 2024). La aplicación del principio de Pareto permite focalizar esfuerzos en los aspectos más influyentes, mejorando la eficiencia operativa del sector.

1.3 Justificación del Problema

Dada esta problemática, resulta esencial priorizar las intervenciones donde generen el mayor impacto. El principio de Pareto (ley 80-20) postula que aproximadamente el 20 % de las causas produce el 80 % de los efectos (Povedano, 2021). En la práctica, un diagrama de Pareto ayuda a identificar esos pocos factores “vitales” frente a la mayoría “triviales”. Por ejemplo, en control de calidad suele observarse que sólo unos pocos modos de falla concentran casi todo el problema (Povedano, 2021). Aplicado al campo Sacha, el análisis de Pareto permitiría

determinar cuáles son los pozos (o problemas) que explican la mayor parte de la producción total o de las pérdidas. Al enfocarse en ese pequeño subconjunto de pozos críticos se puede corregir, en la práctica, gran parte de las deficiencias operativas (Povedano, 2021). Este enfoque estadístico orienta las decisiones: invertir en los pozos del “20 %” identificados que suman el 80 % de producción incrementa la eficiencia y sostenibilidad del campo, maximizando el retorno por dólar invertido (Povedano, 2021). Por ello, usar el análisis de Pareto se considera una estrategia adecuada para optimizar la producción de Sacha.

1.4 Objetivos

1.4.1 Objetivo general

Evaluar la producción del campo Sacha mediante la aplicación del principio de Pareto, identificando los factores críticos que afectan su rendimiento, para la implementación de estrategias técnicas que maximicen la recuperación de hidrocarburos.

1.4.2 Objetivos específicos

- Analizar la producción histórica del campo Sacha en las últimas dos décadas, identificando tendencias, patrones y factores determinantes en su rendimiento.
- Proponer soluciones técnicas aplicando el principio de Pareto para la optimización de la producción del campo Sacha.
- Evaluar el impacto de estas soluciones mediante indicadores claves de desempeño (KPI), validando su efectividad en la optimización de la producción.

1.5 Marco Teórico

1.5.1 Definición de conceptos claves

Anticlinal: Se le denomina de esta manera a las capas sedimentarias que tienen una estructura geológica convexa, arqueada hacia arriba, lo que da como resultado un domo. El campo Sacha posee un anticlinal asimétrico con unas dimensiones de aproximadamente 33 km de largo y un cierre de 240 pies, lo cual sirve como una especie de trampa que ayuda a almacenar el petróleo para facilitar su extracción. (Baby, Rivadeneira & Barragán, 2004).

Columna estratigráfica: La historia de sedimentación en un área está definida por el registro de la secuencia vertical de unidades rocosas. En el campo Sacha incluye, desde la parte inferior, la formación Tena (areniscas cuarzosas de grano medio-fino), la formación Hollín (miembro superior de areniscas glauconíticas con lutitas e inferior de areniscas cuarzosas) y las areniscas Napo 'T' y 'U'. Todas son indispensables para definir las zonas del yacimiento y propiedades petrofísicas (Loachamín, 2006).

Porosidad y permeabilidad: La porosidad es la fracción de vacíos en la roca que almacena hidrocarburo, mientras que la permeabilidad mide la capacidad de flujo de esos fluidos; La porosidad que encontramos en el campo Sacha varía según la formación en la que estemos ubicados. Por ejemplo, en las areniscas de la formación Hollín, la porosidad ronda entre el 14 y el 20 %, y la permeabilidad depende completamente de la conexión entre los poros, lo cual determina directamente la productividad de cada pozo y el volumen de hidrocarburo explotable (Paccha Toscano & Armijos Quishpe, 2013).

Corte de agua: Fracción de agua presente en el crudo. (SLB Glossary)

GOR: Es la proporción entre el volumen de gas producido respecto al volumen de petróleo producido (SLB Glossary).

Producción acumulada: Es la cantidad total de petróleo y gas que se puede recuperar de un yacimiento en un tiempo determinado, durante la vida productiva del campo (SLB Glossary).

Tasa de declinación: Se define como la disminución de la capacidad de producción de un yacimiento, se origina principalmente por el descenso de la presión interna de este, lo que genera una reducción de los niveles energéticos del mismo (Madrid, 2012).

1.5.2 Antecedentes

1.5.2.1 Aplicación del Principio de Pareto en la producción petrolera

El Principio de Pareto (regla 80/20) es utilizado en muchas industrias, incluida la petrolera. Un análisis realizado por McKinsey (Ward, 2016) resalta que, en el entorno de optimización de producción, el potencial de incremento que es aproximadamente el 80 % viene dado por el 20 % de los pozos. Esto señala que hay un grupo reducido de pozos clave que genera la mayor parte de la producción que puede generar un yacimiento. En la práctica, identificar este grupo de pozos que destacan permite centrar las inversiones (por ejemplo, trabajos de mantenimiento o técnicas especiales) donde son más efectivos. La investigación menciona que, al dirigir los esfuerzos hacia ese 20 % de pozos de alto impacto, se puede maximizar la recuperación petrolera global del campo (Ward, 2016), una idea central al aplicar el Principio de Pareto en optimización de campos.

1.5.2.2 Análisis de Pareto en identificación de pozos críticos

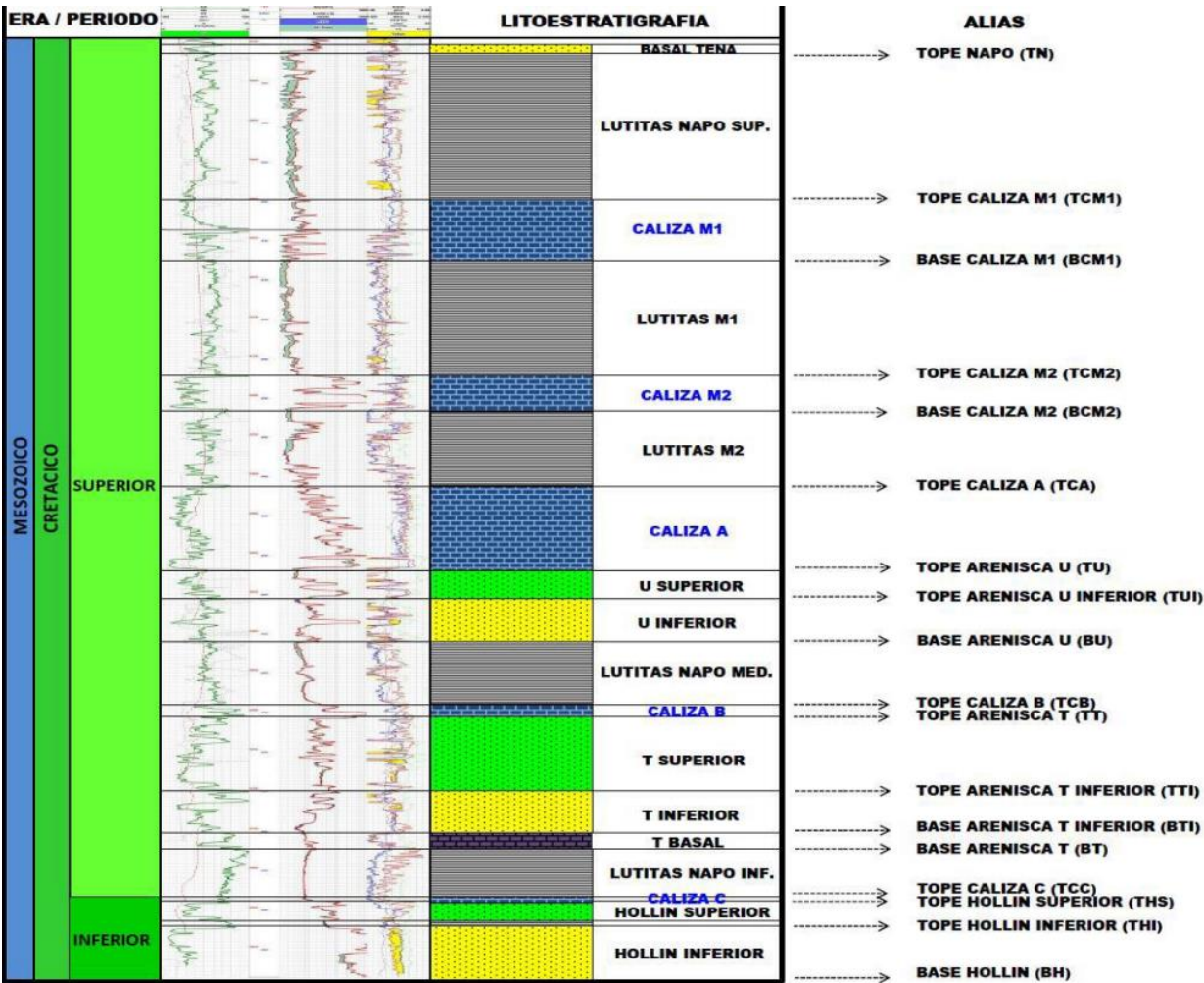
El método estadístico Pareto también es utilizado en la industria petrolera pues nos permite analizar datos operativos de los campos. Gaviria y Riascos-Ochoa (2024) aplicaron un análisis de Pareto para estudiar las pérdidas de producción en un campo colombiano y analizaron que el 48 % de los pozos provocaban el 80 % de las pérdidas de producción (Diana K. Gaviria, 2024). Lo que significa que, un número determinado de pozos explicaba la mayoría de los

incumplimientos productivos. Este resultado empírico confirma la regla 80/20 en un caso práctico: enfocar las intervenciones (mantenimiento, rehabilitación o levantamiento artificial) en ese grupo de pozos de alto impacto resulta más rentable que distribuir esfuerzos uniformemente. El trabajo concluye que priorizar los pozos “más críticos” con base en análisis cuantitativos mejora la eficiencia operativa del campo y la maximiza la producción neta (Diana K. Gaviria, 2024).

1.5.3 Geología y características del yacimiento Sacha

El campo Sacha está formado principalmente por un anticlinal cuya orientación es NNE-SSO. Posee una extensión aproximada de 33 km y un cierre estructural máximo de unos 240 pies sobre la caliza 'A'. (Baby et al., 2004). Esta estructura está formada por un intercepto en su flanco occidental debido a una falla transpresional dextral, ubicado en el borde oeste del corredor petrolero central Sacha-Shushufindi (Baby et al., 2004). El Sacha 'Profundo' es otra estructura anticlinal que se puede encontrar bajo el anticlinal cretácico, de edad Jurásica Superior, el cual fue perforado sin éxito en tiempos de campaña de perforación profunda (Baby et al., 2004). Las fases de inversión tectónica en la cuenca Oriente están ligadas al origen tectónico del campo, en el cual tanto el campo Sushufindi como Sacha surgieron bajo la primera etapa de inversión (Turoniano-Maastrichtiano), sobre estructuras jurásicas previamente deformadas. (Baby et al., 2004).

Columna Litoestratigráfica tipo del Campo Sacha



Nota. Columna litoestratigráfica tipo del Campo Sacha, donde se identifican las principales unidades sedimentarias del Cretácico, incluyendo formaciones productoras como las areniscas U y T, y capas sellantes como calizas y lutitas (MONTESDEOCA, 2024).

1.5.4 Campo Sacha: Reservas e Historia de producción

En el oriente ecuatoriano, dentro de la provincia de Orellana, se encuentra ubicado el campo Sacha, el cual es uno de los principales productores de petróleo del país. Su descubrimiento fue en el año 1969 mediante la perforación del pozo Sacha-1, con una profundidad de 10,160 pies, y obtuvo una producción inicial de 1,328 barriles diarios de crudo con 30° API desde la formación Hollín. La explotación comercial comenzó oficialmente el 6 de julio de 1972, con una producción promedio mensual cercana a los 29 269 barriles por día,

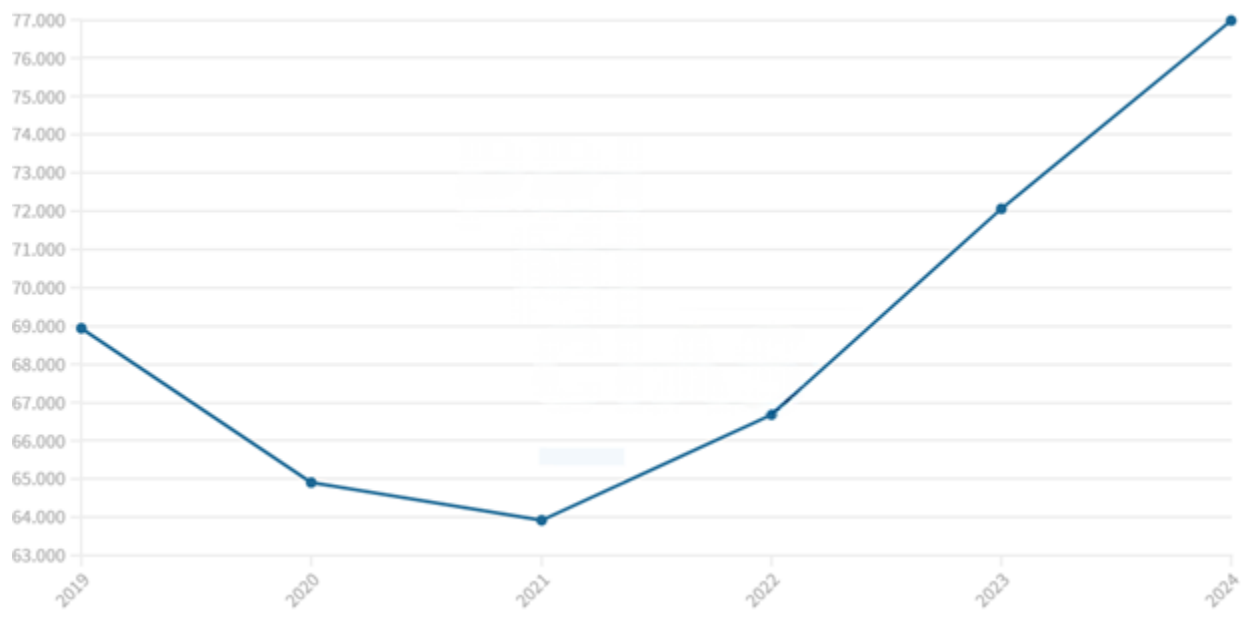
alcanzando un máximo histórico de 117 591 bpd en noviembre de ese mismo año (Baby et al., 2004). Durante las dos primeras décadas, la producción se mantuvo por encima de 60,000 bpd, hasta que en 1994 esta tendencia comenzó a tener una caída progresiva, alcanzando cerca de 40,000 bpd para el 2003. Sin embargo, gracias a las operaciones de Petroamazonas EP, la producción pudo reactivarse, alcanzando una producción de 70,021 bpd en 2019, mediante nuevas perforaciones, reacondicionamiento de pozos y técnicas de reparación mejorada. Las reservas probadas del yacimiento superan los 350 millones de barriles, lo que lo convierte en un campo gigante dentro del país. Los yacimientos que forman el núcleo más productivo de la cuenca Oriente son Sacha y Shushufindi, con alrededor del 54 % del petróleo en sitio de la región.

Desde el punto de vista estratigráfico, Sacha contiene depósitos sedimentarios que abarcan desde el Cretácico medio hasta el superior. Los principales reservorios están compuestos por areniscas intercaladas con lutitas, formadas en ciclos de caída del nivel marino. De acuerdo con estudios regionales, los reservorios clave pertenecen a la Formación Hollín (Aptiano–Albiano) y a los niveles “T” (Albiano superior) y “U” (Cenomaniano) del Grupo Napo (Baby et al., 2004). Estos materiales fueron almacenados en ambientes donde existían mareas altas, sistemas fluviales y de plataforma somera (Baby et al., 2004). La arenisca Hollín principal está compuesta por granos medianos a gruesos, con una porosidad promedio del 18 % (Baby et al., 2004). Encima se encuentra la Hollín superior, la cual está formada por arenisca cuarzosa con glauconita, con una porosidad alrededor de 14 % (Baby et al., 2004). Las areniscas 'T', en particular las principales y superiores, pueden llegar a alcanzar espesores que van desde 20 hasta 100 pies, dependiendo de la zona (Baby et al., 2004). Por otra parte, la arenisca 'U' posee una porosidad intergranular promedio del 17 % (Baby et al., 2004). En términos generales, la calidad

de los reservorios disminuye hacia niveles más altos, como se evidencia en la heterogeneidad y discontinuidad de la “T” superior frente a la “T” principal (Baby et al., 2004). El petróleo producido es liviano (33–34° API) y con bajo contenido de azufre; por ejemplo, el crudo Hollín posee una gravedad API de 34° y niveles de azufre entre 0.32 y 0.44 % (Baby et al., 2004).

Figura 1.2

Producción petrolera del campo Sacha



Nota. Evolución de la producción petrolera del Campo Sacha entre 2019 y 2024. Se observa una caída entre 2019 y 2021, seguida de una recuperación sostenida hasta alcanzar un nuevo máximo en 2024 (Orozco, 2025).

1.5.5 Aplicación del Principio de Pareto en la priorización de pozos del Campo Sacha

En la industria petrolera hay pozos que han logrado mantener una alta producción y ser sostenibles a lo largo del tiempo, y otros en los que su producción se ha visto afectada debido a factores como la caída de presiones, alto corte de agua, daño en las formaciones, entre otros. Es ahí donde entra el principio de Pareto (el 20 % de las causas proviene del 80 % de los efectos), también conocido como la regla 80/20, lo cual se traduce en que una pequeña cantidad de pozos

son los encargados de contribuir con la mayor parte de la producción total (FasterCapital, 2025) (Livingston, 2014). El análisis de Pareto ABC es un recurso clave que sirve para identificar los elementos más importantes en los cuales se deben priorizar los esfuerzos y recursos (FasterCapital, 2025). En numerosos yacimientos no convencionales, se ha evidenciado que el 20 % de los pozos en mejores condiciones produce aproximadamente el 80 % de la producción acumulada (Livingston, 2014). Esta metodología es muy útil debido a que el campo Sacha tiene más de cinco décadas produciendo, y consiste en clasificar los pozos según su producción diaria, tasa de declinación, la eficiencia en el sistema de levantamiento artificial, GOR y corte de agua. De acuerdo con el desempeño relativo, se agrupan en grupos A, B y C.

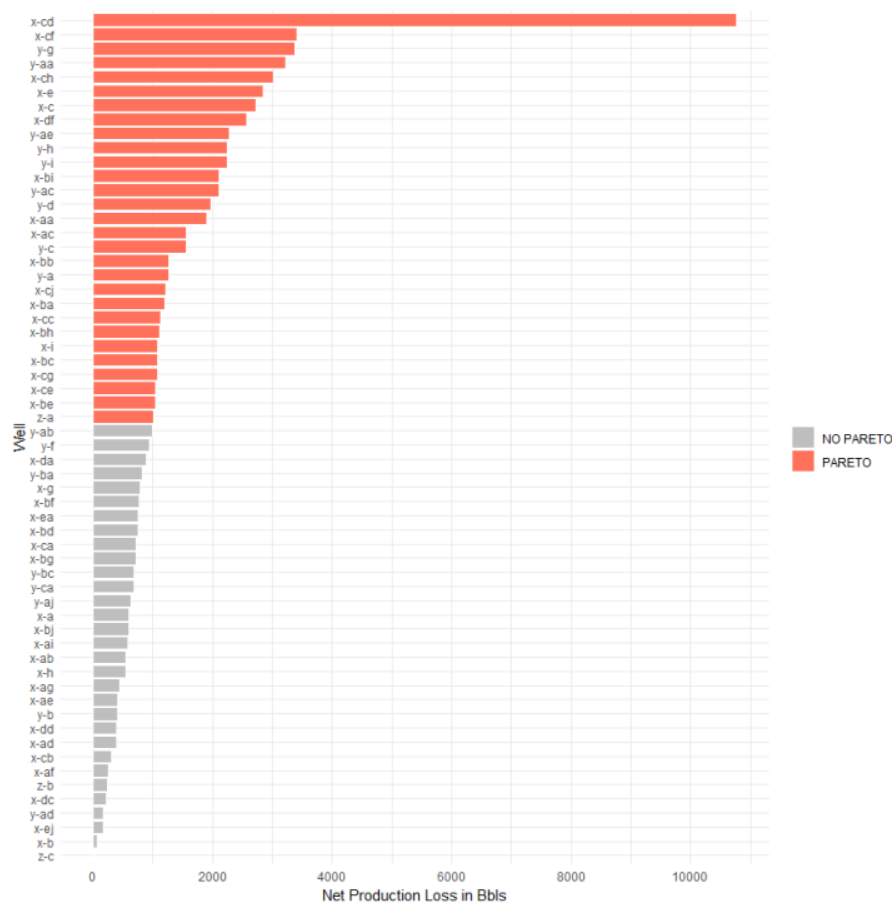
Los pozos “Clase A”, que representan el 20 % superior, son los más eficientes y productivos. Su baja tasa de declinación y su alto rendimiento en el levantamiento artificial los hacen los favoritos para inversiones, mantenimiento y tratamientos de estimulación. Por otro lado, los pozos de 'Clase B' forman un 30 % del total, y lo que la diferencia de la categoría A es que tienden a tener un rendimiento regular y no son tan eficientes como los de Clase A. A pesar de no destacar mucho, cumplen con un porcentaje moderado en la producción y podrían incluso mejorar si se les realiza alguna intervención en el sistema de bombeo o, en algunos casos, estimulaciones, de ser necesario.

Y la última categoría, los pozos Clase C, abarca el porcentaje restante, es decir, el 50 %. Estos pozos se caracterizan por tener un bajo rendimiento en su producción acumulativa final; incluso si son sometidos a intervenciones avanzadas para prolongar su vida útil, no resulta muy rentable en muchos casos, por lo que se debería analizar muy a fondo si va a ser productivo a largo plazo (B. Lobut, 2024). Lobut y Artun (2024) ha evidenciado que categorizar a los pozos en estos tres niveles de rendimiento es de mucha ayuda en la toma de decisiones operativas más

eficientes, sobre todo a la hora de elegir cuáles pozos se deben mantener activos, cuáles necesitan mantenimiento y, si es el caso, también suspenderlos, todo con la finalidad de tener una producción en condiciones (B. Lobut, 2024).

Usar este análisis en el campo Sacha nos va a permitir tomar mejores decisiones y priorizar las acciones de manera estratégica. Es decir, los pozos que tienen una producción más alta y están en buenas condiciones reciben una mejor atención, mientras que a los pozos que no mantienen una buena producción o no están en buenas condiciones se les realizaría un monitoreo continuo para determinar si es mejor realizar un mantenimiento o directamente suspenderlos. Los que se encuentran en un punto medio también serían monitoreados para evitar cualquier aumento en el deterioro o disminución del rendimiento (B. Lobut, 2024) (FasterCapital, 2025).

Figura 1.3
Clasificación de pozos según pérdidas netas de producción



Nota. Diagrama de Pareto que identifica los pozos con mayores pérdidas. Un grupo reducido concentra la mayoría del impacto, lo que permite enfocar acciones correctivas de forma eficiente (Diana K. Gaviria, 2024).

Capítulo 2

2 Metodología

La presente metodología es de tipo cuantitativa aplicada, ya que se basa en el análisis estadístico de datos reales obtenidos del Campo Sacha con el fin de proponer mejoras técnicas concretas para optimizar su producción. El enfoque cuantitativo permite interpretar el comportamiento histórico de los pozos mediante herramientas estadísticas, mientras que su carácter aplicado busca

transformar estos hallazgos en recomendaciones prácticas, alineadas con el principio de Pareto.

Aplicando el principio estadístico de Pareto al análisis histórico de producción del Campo Sacha, es posible identificar un conjunto reducido de pozos responsables del mayor rendimiento acumulado, lo que permitirá enfocar recursos técnicos en dichos pozos para optimizar la producción global del campo.

Figura 2.1

Fases del Flujo de trabajo en el proyecto



La figura 2.1 representa el flujo de trabajo que permitirá organizar el proceso desde la obtención y procesamiento de la información hasta la formulación de propuestas técnicas que son fundamentadas según el análisis que se realizará a los gráficos de Pareto. Cada fase incluye puntos claves que guían a la correcta toma de decisiones para optimizar la producción del Campo Sacha.

2.1 FASE 1: Recolección de datos

2.1.1 Solicitud de datos históricos a Petroecuador

En la primera fase, se recopiló y filtró la información histórica de producción del campo Sacha. Se solicitó a la empresa operadora (EP Petroecuador) el acceso a los registros oficiales de producción de petróleo, abarcando varios años de operación del campo. Cabe destacar que Sacha es el campo petrolero más productivo de Ecuador, con más de 50 años de historia productiva y aproximadamente 254 pozos productores activos según reportes recientes (*Petroecuador, 2023*). Esto garantiza la disponibilidad de un volumen considerable de datos para el análisis. La petición de datos incluyó, entre otros, los siguientes campos en la base de datos: identificación del pozo, tiempo de producción, producción de petróleo acumulada (en barriles por día, BPD) y eventualmente otros parámetros relevantes (por ejemplo, producción de agua y gas, tiempo en operación, etc.). Sin embargo, para los fines de esta investigación, el principal indicador analizado fue la producción acumulada de petróleo por pozo.

2.1.2 Análisis y organización de información

Una vez obtenidos los datos, se procedió a estructurarlos en una hoja de cálculo de Microsoft Excel. Se creó una base de datos tabular en Excel donde cada fila correspondió a un registro de producción para un pozo en una fecha dada, y las columnas representaron las variables antes mencionadas.

Adicionalmente, se definió el alcance temporal de los datos a analizar. Considerando que las producciones de pozo varían con el tiempo (por declinación natural, intervenciones, etc.), se decidió utilizar un período suficientemente largo como para capturar tendencias representativas, pero no tan extenso que incluyera información obsoleta. En este estudio se trabajó con datos de producción de los últimos 20 años, abarcando tanto fases de alta producción como eventuales declives. Este período fue elegido para equilibrar cantidad de datos y relevancia actual; según las buenas prácticas, el marco temporal debe ser adecuado para revelar las tendencias significativas sin diluir cambios importantes (TIDJMA, 2023), y para el estudio se filtrará 20 pozos que cumplan con las mejores características. Con el conjunto de datos histórico debidamente consolidado en Excel, la fase de recolección concluyó proporcionando la materia prima necesaria para el análisis cuantitativo.

2.2 FASE 2: Clasificación de pozos

2.2.1 Orden por producción total

En la segunda fase, se clasificaron los pozos del campo Sacha de acuerdo con su nivel de producción, con el objetivo de identificar aquellos que aportan la mayor fracción del petróleo extraído. Utilizando la base de datos consolidada, se calculó la producción total acumulada por pozo en el período de estudio. Esto implicó sumar todos los registros de producción de cada pozo para obtener un único valor representativo de su contribución (por ejemplo, barriles totales producidos por pozo en los últimos 20 años). Dado que los pozos presentan historiales de producción dispares, este cálculo permitió cuantificar la importancia relativa de cada uno en términos de volumen de petróleo producido.

Obtenidos los totales acumulados, se ordenaron los pozos en orden descendente de producción.

Es decir, se listaron del pozo más productivo al menos productivo. Esta ordenación es un paso fundamental para aplicar el principio de Pareto mediante un diagrama de Pareto, ya que dicho diagrama organiza los elementos en orden descendente de magnitud (TIDJMA, 2023) (Santiago, 2016). En este contexto, los “elementos” son los pozos y la “magnitud” es su producción acumulada. La razón de este ordenamiento es resaltar visual y analíticamente cuáles pozos conforman el grupo de mayor aporte (los “pocos vitales” en la terminología de Pareto (Santiago, 2016)).

Tabla 2.1

Pozos seleccionados del Campo Sacha con alto rendimiento acumulado

POZO	Producción acumulada de petróleo (Mbbls)
SCH-099TI	7807.72
SCH-009HI	6823.68
SCH-017U	6229.11
SCH-098U	5886.68
SCH-051T	5815.41
SCH-007U	5555.54
SCH-134U	5415.8
SCH-096BT	5026.86
SCH-031HS	4553.84
SCH-093UI	4509.08
SCH-088T	4415.11
SCH-032T	4222.03
SCH-119HS	3908.41
SCH-056U	3902.79
SCH-019U	3443.22
SCH-130U	3347.33

SCHAO-473HS1UI	2964.98
SCH-161H	2872.29
SCHT-169UI	2850.93
SCH-118UI	2839.89
SCH-127HS	2809.86
SCHW-198HS	2730.97
SCHAB-317HUI	2721.39
SCHAD-365UI	2656.98
SCHAH-406TI	2634.63
SCH-066BUI	2470.95
SCH-025U	2436.78
SCHA-001U	2431.26
SCHAO-475HUI	2391.07
SCH-193HS	2387.52
SCHI-179HUI	2348.6
SCHV-321HS	2327.25
SCH-123UI	2320.67
SCH-139T	2255.76
SCHT-229UI	2225.55
SCH-037T	2160.08
SCH-184UI	2151.57
SCHAI-412HUI	2134.73

Nota. Esta tabla presenta una muestra representativa de los pozos con mayor volumen de producción acumulada en el Campo Sacha. Los datos han sido ordenados de forma descendente, permitiendo visualizar aquellos pozos que, por su rendimiento histórico y trayectoria operativa, destacan frente al resto. Esta información permite contextualizar el comportamiento general del campo antes de aplicar el análisis focalizado.

2.2.2 Selección de los 20 mejores pozos

Una vez ordenados los pozos por producción acumulada, se evidenció una distribución

altamente desigual, en la que unos pocos pozos concentran un volumen significativo de la producción total del campo. Tal como plantea la hipótesis, la mayor parte del petróleo extraído proviene de una minoría de pozos con alto rendimiento. En función de este comportamiento, se seleccionaron los 20 pozos con mayor producción acumulada como base para el análisis posterior. Esta muestra representa una fracción significativa del total de pozos operativos y permite enfocar el estudio en los de mayor aporte. Sobre este grupo se aplicará el análisis de Pareto, con el objetivo de identificar los pocos pozos verdaderamente vitales dentro de estos 20, es decir, aquellos que por sí solos representan el núcleo de la producción total. Esta metodología se sustenta en el principio estadístico de Pareto, el cual establece que “un pequeño número de causas tiene gran efecto (pocos vitales), y muchas causas (muchos triviales) tienen sólo efectos menores” (Santiago, 2016).

Tabla 2.2

Los 20 pozos más representativos del Campo Sacha

POZO	Producción acumulada de petróleo (Mbbls)
SCH-099TI	7807.72
SCH-009HI	6823.68
SCH-017U	6229.11
SCH-098U	5886.68
SCH-051T	5815.41
SCH-007U	5555.54
SCH-134U	5415.8
SCH-096BT	5026.86
SCH-031HS	4553.84
SCH-093UI	4509.08

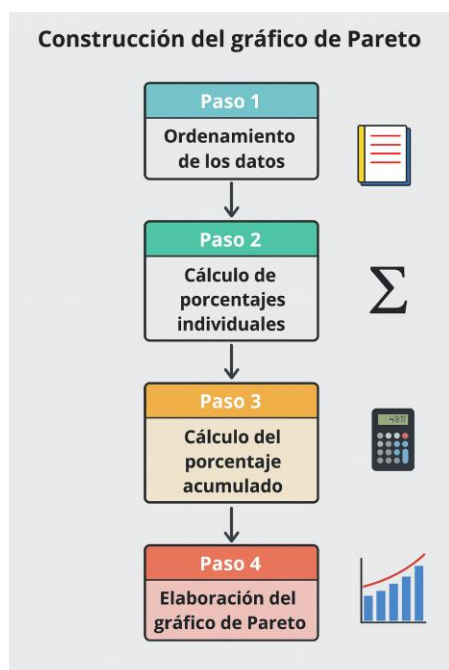
SCH-088T	4415.11
SCH-032T	4222.03
SCH-119HS	3908.41
SCH-056U	3902.79
SCH-019U	3443.22
SCH-130U	3347.33
SCHAO- 473HS1UI	2964.98
SCH-161H	2872.29
SCHT-169UI	2850.93
SCH-118UI	2839.89

Nota. Listado de los 20 pozos con mejor desempeño global del Campo Sacha, seleccionados por su alta producción acumulada y prolongado tiempo de operación. Estos pozos, considerados como los más representativos en términos de eficiencia y aporte histórico al campo, servirán como base para el análisis posterior mediante el principio de Pareto.

2.3 FASE 3: Análisis en Excel

Figura 2.2

Flujograma del proceso para la aplicación del análisis de Pareto en la producción de pozos.



2.3.1 Gráficos de Pareto

En la tercera fase, se llevó a cabo el análisis cuantitativo empleando exclusivamente Microsoft Excel para aplicar el principio de Pareto a los datos ordenados. Esta fase constituyó el núcleo del método, donde se materializó la frase "el 20% de los pozos explican el 80% de la producción". A continuación, se describen con detalle los pasos seguidos en Excel, que se resumen también de forma esquemática en la Figura 2.2, la cual ilustra el procedimiento paso a paso:

2.3.1.1 Paso 1: Ordenamiento de los datos

Partiendo de la lista de pozos ordenada de mayor a menor producción (resultado de la fase 2), se introdujeron estos datos en una hoja de cálculo de Excel. En columnas separadas se dispusieron: el nombre o código del pozo, su producción acumulada (en barriles) y, opcionalmente, el porcentaje que ese pozo representa del total (este porcentaje se calcula más adelante). El orden descendente es esencial, pues el diagrama de Pareto requiere que las categorías (pozos) estén ordenadas de mayor a menor (Santiago, 2016). para visualizar claramente la contribución de cada una.

2.3.1.2 Paso 2: Cálculo de producción total y porcentajes individuales

Se calculó la producción total sumando la columna de producciones acumuladas de todos los pozos considerados. Este valor total sirvió como referencia para determinar qué proporción del total aporta cada pozo. A continuación, para cada pozo se calculó su porcentaje del total, mediante la fórmula:

$$\%individual = \frac{Producción\ del\ pozo}{\sum_{j=1}^n Producción\ total}$$

Donde:

- Producción del pozo es la producción acumulada.

- n es la producción total de los pozos considerados.

Este cálculo permitió cuantificar la importancia relativa de cada pozo en términos porcentuales. Por ejemplo, si el Pozo A produjo 50.000 barriles y el total del campo (en el periodo) fue 500.000 barriles, entonces el Pozo A aporta el 10% del total. Este paso equivale a obtener la frecuencia relativa de cada categoría en terminología de calidad (TIDJMA, 2023), solo que en vez de frecuencia de ocurrencias usamos volumen de producción.

Tabla 2.3

Producción total y porcentajes individuales de los 20 pozos más representativos del Campo Sacha

POZO	Producción	
	acumulada de	% individual
	petróleo (Mbbls)	
SCH-099TI	7807.72	8.451
SCH-009HI	6823.68	7.386
SCH-017U	6229.11	6.742
SCH-098U	5886.68	6.372
SCH-051T	5815.41	6.294
SCH-007U	5555.54	6.013
SCH-134U	5415.8	5.862
SCH-096BT	5026.86	5.441
SCH-031HS	4553.84	4.929
SCH-093UI	4509.08	4.880
SCH-088T	4415.11	4.779
SCH-032T	4222.03	4.570
SCH-119HS	3908.41	4.230
SCH-056U	3902.79	4.224
\SCH-019U	3443.22	3.727
SCH-130U	3347.33	3.623

SCHAO-473HS1UI	2964.98	3.209
SCH-161H	2872.29	3.109
SCHT-169UI	2850.93	3.086
SCH-118UI	2839.89	3.074
Total=	92390.7	

2.3.1.3 Paso 3: Cálculo de la producción y porcentaje acumulados

Seguidamente, se añadió una columna para la producción acumulada que va sumando las producciones pozo por pozo en el orden descendente. En Excel, esto se implementó utilizando una fórmula que suma la producción del pozo actual con la suma acumulada de los pozos anteriores. Se calculó el porcentaje acumulado que representa esa producción acumulada respecto al total general. Por ejemplo, después de listar los pozos en orden, el porcentaje se calcula de la siguiente manera:

$$\%acumulado = \sum_{k=1}^i \%individual$$

Es decir, el porcentaje acumulado del pozo se obtiene sumando los porcentajes individuales desde el primer pozo hasta el último pozo.

De esta forma, la última entrada (incluyendo todos los pozos) llega al 100%. Este cálculo permite identificar en qué punto se supera el umbral del 80%. Este procedimiento corresponde conceptualmente a determinar la frecuencia y porcentaje acumulados en un análisis de Pareto tradicional (TIDJMA, 2023), adaptado aquí a volúmenes de producción.

Tabla 2.4*Producción y porcentaje acumulado de los 20 pozos más representativos del Campo Sacha*

POZO	Producción		
	acumulada de petróleo (Mbbls)	% individual	% acumulado
SCH-099TI	7807.72	8.451	8.451
SCH-009HI	6823.68	7.386	15.836
SCH-017U	6229.11	6.742	22.579
SCH-098U	5886.68	6.372	28.950
SCH-051T	5815.41	6.294	35.244
SCH-007U	5555.54	6.013	41.258
SCH-134U	5415.8	5.862	47.119
SCH-096BT	5026.86	5.441	52.560
SCH-031HS	4553.84	4.929	57.489
SCH-093UI	4509.08	4.880	62.370
SCH-088T	4415.11	4.779	67.148
SCH-032T	4222.03	4.570	71.718
SCH-119HS	3908.41	4.230	75.948
SCH-056U	3902.79	4.224	80.173
SCH-019U	3443.22	3.727	83.899
SCH-130U	3347.33	3.623	87.522
SCHAO- 473HS1UI	2964.98	3.209	90.732
SCH-161H	2872.29	3.109	93.840
SCHT-169UI	2850.93	3.086	96.926
SCH-118UI	2839.89	3.074	100.000
Total=	92390.7		

2.3.1.4 Paso 4: Construcción del diagrama de Pareto

Con las columnas listas (Pozos ordenados, Producción de cada uno, % individual, %

acumulado), se procedió a elaborar el gráfico de Pareto en Excel. Para ello, se utilizó una combinación de gráficas:

- Se insertó un gráfico de columnas donde en el eje horizontal (X) se colocaron los pozos (categorías) y en el eje vertical primario (Y izquierda) los valores de producción. Cada columna representa la producción acumulada de un pozo, ordenadas de mayor a menor altura de izquierda a derecha (TIDJMA, 2023).
- Sobre el mismo gráfico, se añadió una línea de porcentaje acumulado, utilizando un eje vertical secundario (Y derecha) en porcentaje. Excel permite crear este tipo de gráfico combinado (columna + línea) seleccionando la serie de porcentaje acumulado y asignándole el tipo de gráfico “Línea” con marcadores, y vinculándola al eje secundario. De esta manera, se obtuvo una curva ascendente que inicia en el porcentaje del primer pozo y termina en 100% en el último, representando la suma acumulada de la producción.
- Se configuraron adecuadamente los ejes del gráfico: el eje primario (izquierdo) muestra la producción individual en barriles, mientras que el eje secundario (derecho) representa el porcentaje acumulado. Para una correcta visualización de la línea de Pareto, se ajustó el límite del eje secundario de 0 % a 100 %, permitiendo que la curva llegue exactamente hasta el tope del gráfico.

Vale la pena mencionar que Microsoft Excel fue una herramienta adecuada para este análisis por su facilidad para manejar cálculos y gráficos sencillos. Su metodología reconoce que las hojas de cálculo, como Excel, son suficientes para generar diagramas de Pareto básicos de manera eficiente (TIDJMA, 2023). Se optó por Excel exclusivamente, evitando softwares estadísticos más complejos, para demostrar que incluso con herramientas convencionales de oficina se puede aplicar el principio de Pareto a problemas de ingeniería de petróleos y obtener

conclusiones valiosas.

2.3.2 Identificación de pozos clave

La producción acumulada del Campo Sacha está distribuida de forma uniforme entre los pozos analizados. Se observa que una mayoría de pozos, ubicados a la izquierda del gráfico, concentra una gran parte del total de producción. El punto de intersección marcado señala el momento en que la línea de porcentaje acumulado alcanza el 80%, aproximadamente al catorceavo pozo.

Este comportamiento refleja el principio de Pareto, que establece que proporción de causas (en este caso, pozos) genera la mayoría de los efectos (producción). Sin embargo, no siempre se cumple el 80/20 de forma exacta: en este caso, se requeriría alrededor del 70% de los pozos (14 de 20) para alcanzar el 80% de la producción acumulada. Esto sigue siendo coherente con el enfoque de Pareto, ya que la idea central del principio no está en los valores exactos, sino en el reconocimiento de que unos elementos clave generan la mayoría del impacto (Juran, 1951).

Por tanto, se justifica enfocar el análisis técnico y las estrategias de optimización sobre este subconjunto de pozos de alto rendimiento, ya que representan los elementos más influyentes en el comportamiento productivo del campo.

2.4 FASE 4: Propuestas técnicas

Propuestas técnicas basadas en el análisis de Pareto de la producción acumulada. El diagrama de Pareto ayudó a determinar cuáles son los pozos vitales o prioritarios que generan una mayor producción. Se debe resaltar que el campo Sacha posee una excelente producción en la mayoría de sus pozos, ya que cuentan con una distribución de la producción uniforme. Una vez realizado el análisis, tendremos varios para escoger, y al determinar estos pozos podemos continuar con el avance y priorizarlos como los de interés (en este caso, 5 pozos). Una vez

determinados los pozos de mayor producción y en mejores condiciones operativas, se procedió a realizar un análisis de las intervenciones que han tenido y observar cuál es la que mayor incidencia tiene, para de esta manera generar una propuesta técnica óptima que ayude a la toma de decisiones.

Para sustentar técnicamente las propuestas, se analizó la frecuencia de intervenciones realizadas en los pozos más productivos:

Tabla 2.5

Frecuencia de intervenciones técnicas en los 5 pozos más productivos del Campo Sacha

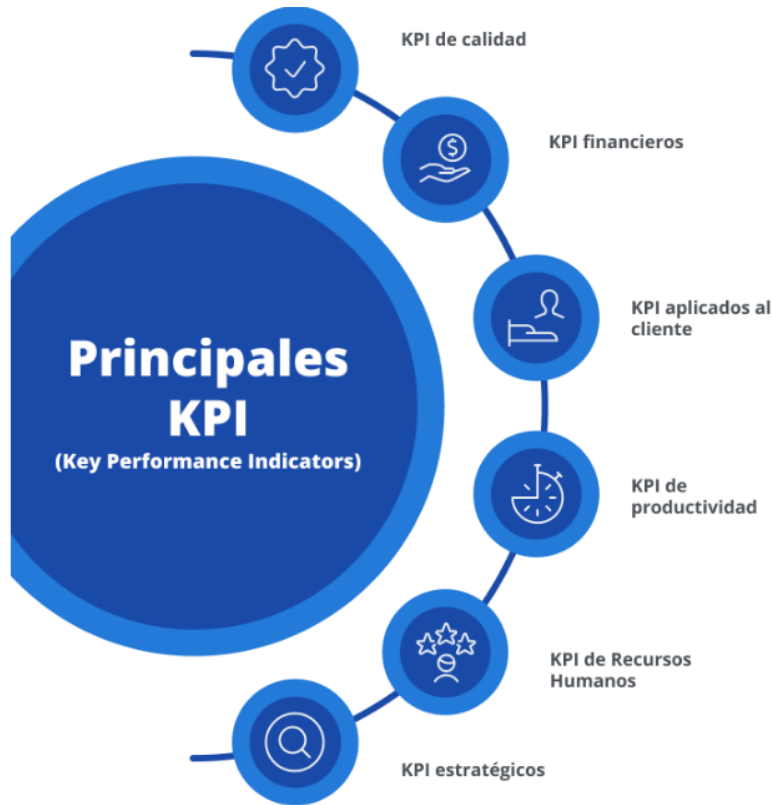
Tipo de intervención	Frecuencia
Cambio de BES	5
Pulling BES simple	3
Redisparo de Arenas	2
Fractura hidráulica	2
Otros trabajos de intervención	1
total=	13

La tabla indica que el cambio de BES es la intervención más recurrente, representando casi la mitad de las actuaciones (5 de 13). De acuerdo con el principio de Pareto, concentrar esfuerzos en optimizar esta intervención puede generar el mayor impacto en la producción (Juran, 1951).

2.5 FASE 5: Resultados y validación

Figura 2.3

Principales KPI (Key Performance Indicators).



La figura 2.3 muestra las categorías básicas de indicadores clave de desempeño que se emplean para analizar los resultados y validar la eficiencia de las operaciones en el campo Sacha. Cada KPI agrupa métricas relacionadas con la calidad, las finanzas, los clientes, la productividad, los recursos humanos y las estrategias corporativas. Estos indicadores permiten comparar de forma integral el rendimiento de los pozos y priorizar acciones de mejora en función de su contribución a la producción total (Sydle, 2025).

2.5.1 Indicadores de desempeño específicos

Figura 2.4

Definiciones de KPI para las intervenciones.

KPI		Definición
Producción incremental		Aumento de producción tras la intervención realizada.
Costo por barril adicional		Costo de la intervención dividido por el incremento de producción (rentabilidad)

2.5.1.1 Producción incremental

Se define como el aumento de producción logrado después del tratamiento. Para calcularla se compara la tasa de producción antes de la intervención con la registrada. Un incremento positivo indica que la intervención fue efectiva, mientras que valores nulos o negativos sugieren que no hubo mejora o que ésta fue temporal.

2.5.1.2 Costo por barril adicional

Mide la relación entre el coste total de la intervención y el incremento de producción obtenido:

$$\text{Costo por barril adicional} = \frac{\text{Costo de intervencion}}{\text{Producción adicional}}$$

Este indicador refleja la rentabilidad de la operación; cuanto menor sea su valor, más eficiente económicamente resulta el tratamiento.

Estos KPI, combinados con otros indicadores generales (como los financieros, de calidad, productividad, etc.) permiten validar los resultados de cada intervención y priorizar las estrategias que aportan mayor valor.

Capítulo 3

3 Resultados y Análisis

En este capítulo se va a mostrar todo el análisis que se realizó con los datos reales del Campo Sacha, específicamente sobre la producción acumulada de sus pozos. Lo que se busca aquí es entender cómo está distribuida esa producción y ver si realmente se cumple eso que dice el principio de Pareto: que unos pocos pozos generan la mayor parte del petróleo.

En primer lugar, se trabajó con los datos en Excel, organizándolos y haciendo los cálculos necesarios para obtener el porcentaje que aporta cada pozo. Luego se armó el diagrama de Pareto, que básicamente nos permite ver de forma clara qué pozos son los que más están aportando y cuáles no tanto.

Con esa información en mano, se van a plantear algunas propuestas técnicas enfocadas en los pozos que más producen, y más adelante se evaluará si esas propuestas tienen sentido usando unos indicadores llamados KPI. El objetivo es evaluar si la inversión los pozos realmente contribuye a mejorar la producción, o si, por el contrario, representa un gasto sin un impacto significativo.

3.1 Análisis general de la producción acumulada de todos los pozos

Antes de seleccionar los pozos más importantes, se hizo un análisis con todos los datos disponibles del Campo Sacha. La producción acumulada de cada pozo fue recopilada y ordenada de forma descendente, priorizando aquellos con mayor rendimiento. Esta organización era clave porque así se podía construir el diagrama de Pareto, que es una herramienta muy útil para evaluar si realmente se cumple la proporción 80/20, es decir, si unos pocos pozos generan la mayor parte del petróleo.

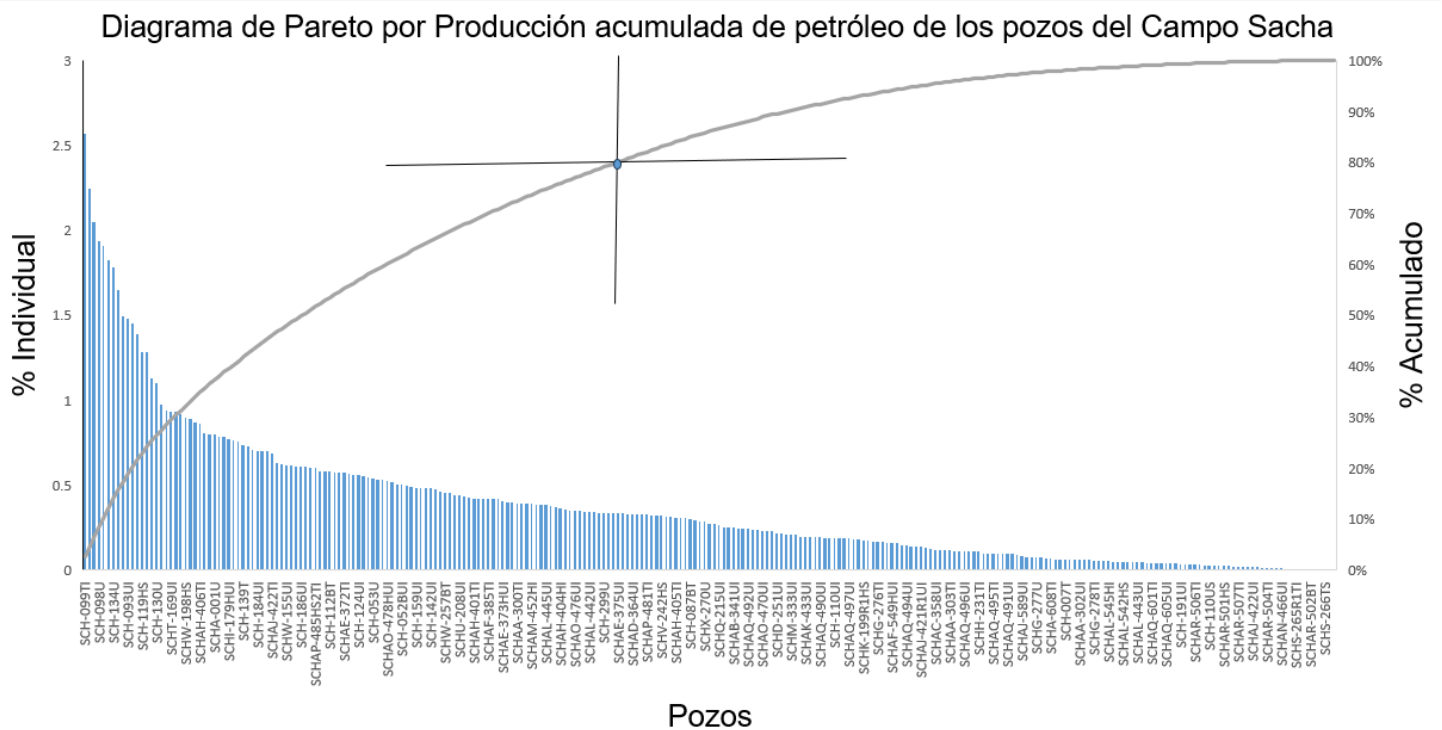
Al graficar todos los pozos, se pudo observar una curva bastante pronunciada al principio, lo que ya indicaba que sí había una concentración importante de la producción en unos cuantos pozos. Aunque no se puede decir que exactamente el 20 % de los pozos aportan el 80 %

de la producción, sí se vio que alrededor del 40 % de los pozos explicaban aproximadamente ese 80 %, lo cual sigue siendo totalmente válido bajo el enfoque de Pareto, que no exige exactitud matemática, sino una tendencia.

Este primer análisis permitió tener una idea clara del panorama general del campo. No todos los pozos tienen el mismo peso en la producción, algunos destacan claramente algunos pozos por su alto rendimiento en comparación con el resto.

Figura 3.1

Diagrama de Pareto por producción acumulada de petróleo de todos los pozos del Campo Sacha.



3.2 Selección y análisis de los 20 pozos más representativos

Después de haber visto cómo estaba distribuida toda la producción del Campo Sacha, se procedió a filtrar los 20 pozos que más petróleo han producido en los últimos 20 años. Esta selección se hizo tomando los que tenían el mayor volumen acumulado según los datos ordenados en Excel.

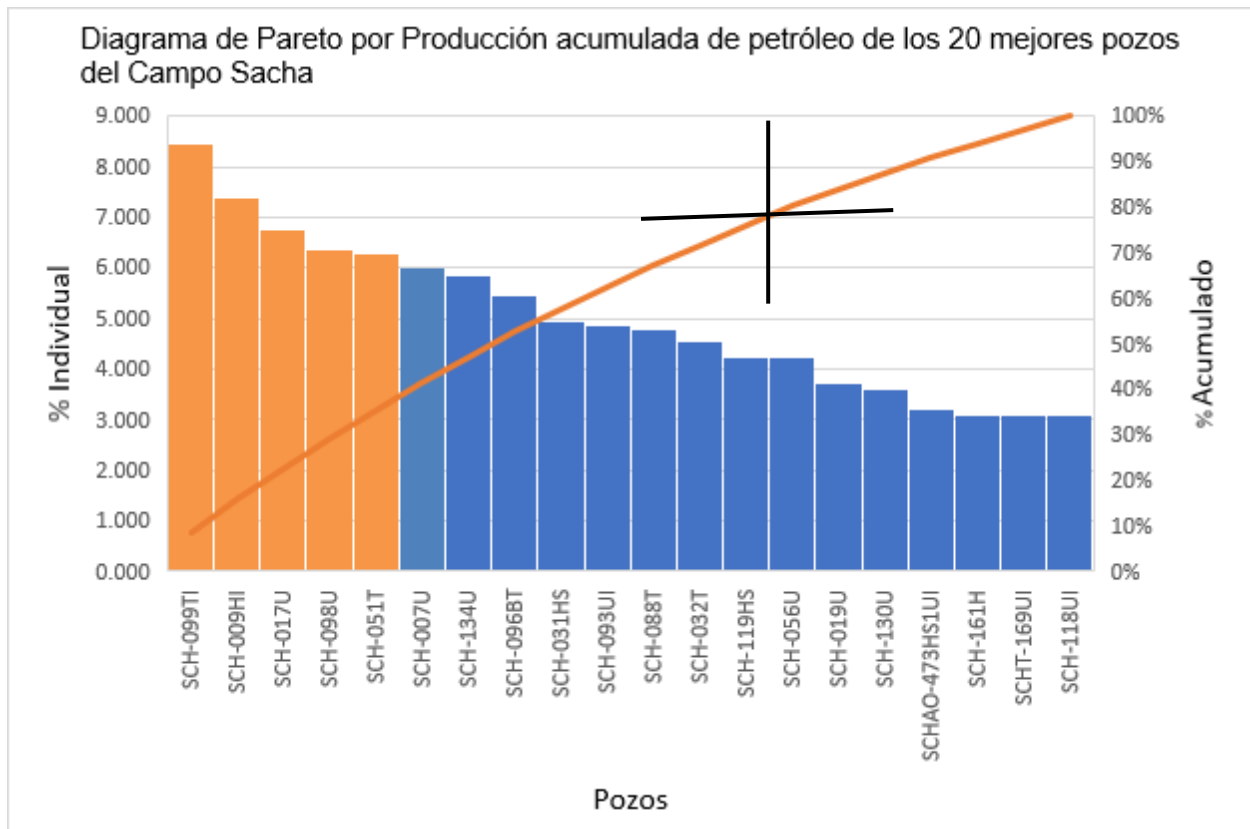
Al ver todos los datos del campo, se notaba que había muchos pozos, pero no todos aportaban lo mismo. Entonces, para no trabajar con una base de datos tan grande y enfocarse en los que realmente están moviendo la producción, se decidió tomar solo los 20 que más acumulado presentan. Esta cantidad no se escogió al azar: es más o menos ese 20 % que se menciona en el principio de Pareto, que dice que una minoría de causas genera la mayoría de los efectos. Al quedarnos con los 20 más altos, seguimos teniendo una visión general del campo, pero sin orientar los esfuerzos en pozos que aportan poco.

Con este grupo reducido, se volvió a aplicar el análisis de Pareto, pero esta vez dentro de los 20. El gráfico mostró algo interesante: incluso entre estos, había unos pocos que sobresalían con muchísima más producción. Específicamente, los cinco primeros pozos ya acumulaban casi la mitad de la producción de todo ese grupo, lo que reforzó la idea de que vale la pena enfocar esfuerzos técnicos en ellos.

Esta etapa fue clave para el enfoque del análisis, pero sin perder calidad en los datos. Gracias a este filtro, las siguientes etapas del proyecto se concentrarán en intervenciones más precisas, dirigidas y con mayor potencial de impacto.

Figura 3.2

Diagrama de Pareto por producción acumulada de los 20 mejores pozos del Campo Sacha.



3.3 Enfoque en los 5 pozos de mayor producción

Luego de aplicar el principio de Pareto dentro del grupo de los 20 pozos más productivos, se decidió tomar únicamente los cinco primeros. Estos pozos no solo tienen el mayor volumen de petróleo acumulado, sino que también tienen una historia operativa larga y constante. Sin embargo, su diferencia con respecto a los otros 15 no es tan marcada, pero si es sobresaliente lo que hace que cualquier mejora aplicada en ellos tenga más peso a nivel de campo.

Tabla 3.1

Los 5 pozos más productivos del Campo Sacha seleccionados para el análisis de intervenciones

POZO	Producción acumulada de petróleo (Mbbls)
SCH-099TI	7807.72
SCH-009HI	6823.68
SCH-017U	6229.11
SCH-098U	5886.68
SCH-051T	5815.41

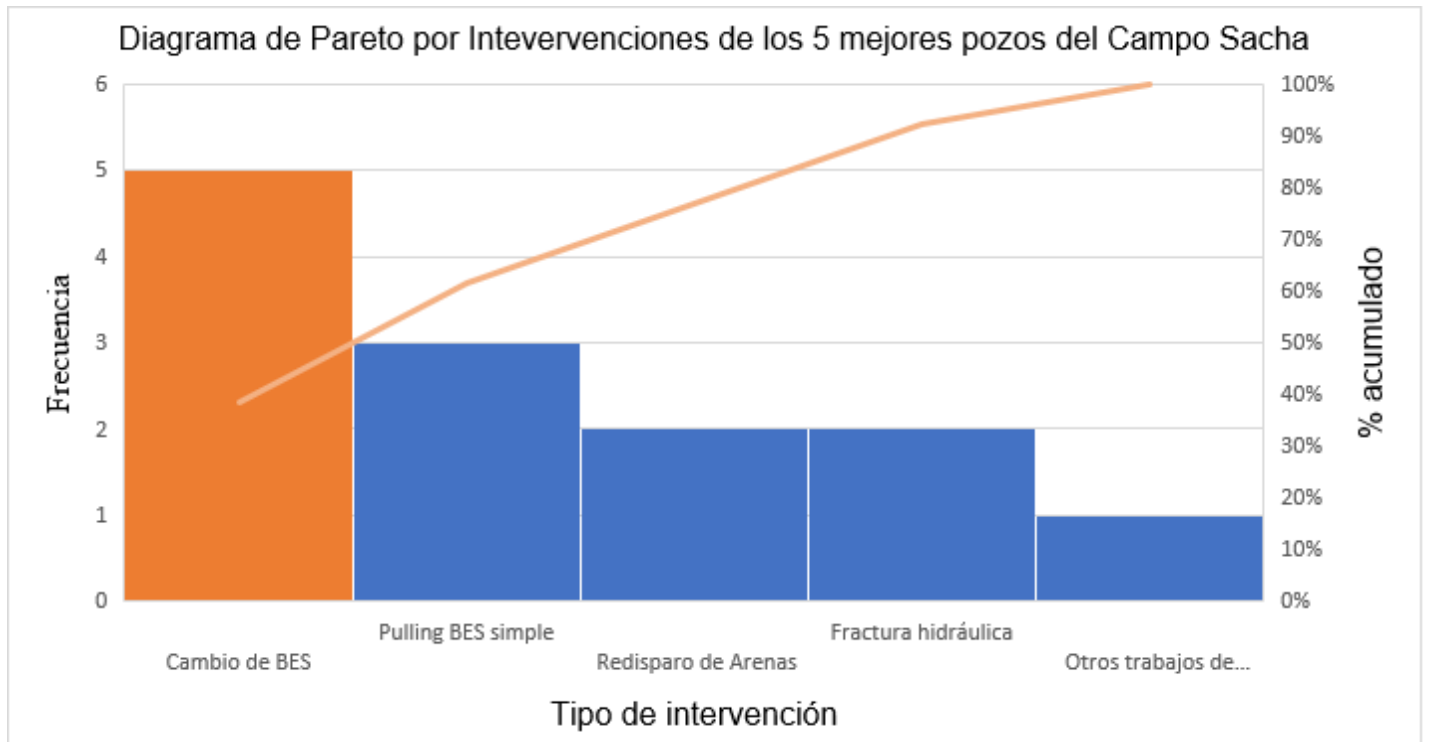
El análisis de estos cinco pozos servirá como base para estudiar las intervenciones técnicas que se les han hecho, y así proponer mejoras que realmente tengan sentido. Al centrarse en los pozos que más aportan, se puede lograr un mayor impacto con menos recursos, alineándose perfectamente con el principio de Pareto.

En los siguientes apartados se revisará qué tipo de intervenciones se han realizado en estos pozos, cuál ha sido su frecuencia, y qué oportunidades existen para mejorar esas prácticas. Esa información, cruzada con los indicadores de desempeño (KPI), permitirá más adelante evaluar si las propuestas que se planteen realmente podrían ayudar a optimizar la producción.

3.4 Análisis de frecuencia de intervenciones técnicas en los pozos seleccionados para propuestas técnicas

Figura 3.3

Diagrama de Pareto por intervenciones técnicas de los 5 mejores pozos del Campo Sacha



Como se muestra en la Figura 3.3, se realizó el diagrama de Pareto con las intervenciones técnicas aplicadas a los cinco pozos más productivos del Campo Sacha. Este gráfico permite visualizar cuáles son las acciones más comunes que se han realizado a lo largo del tiempo en estos pozos clave.

Se observa que la intervención con mayor frecuencia es el Cambio de bomba BES, lo que indica que es una técnica que suele aplicarse mucho en las operaciones del campo. Su alta incidencia sugiere que, aunque se utiliza bastante, posiblemente aún existen oportunidades de mejora. Por eso, se ha decidido tomarla como la principal causa de interés técnico para este análisis.

La lógica detrás de esta elección está basada en si la intervención más aplicada, optimizarla

puede traer un impacto más grande en la producción, en comparación con otras menos frecuentes. Además, al ser una técnica ya usada, existe historial para analizar si realmente genera aumentos de producción y si vale la pena seguir apostando por ella o mejorarla.

En este punto, el objetivo no es solo identificar la intervención más común, sino también plantear una propuesta concreta para optimizarla, y luego evaluar si esa propuesta es válida o rentable en base al comportamiento productivo que se ha observado en los pozos después de su aplicación.

3.4.1 Propuesta técnica: Optimización en el cambio de equipos BES

El análisis de la frecuencia de intervenciones realizadas en los cinco pozos más productivos del Campo Sacha revela que el cambio de equipos BES es una de las operaciones de mayor recurrencia, representando una parte significativa de las estrategias de mantenimiento y reacondicionamiento. Sin embargo, aunque estas intervenciones son frecuentes, los resultados productivos no siempre son consistentes, lo que evidencia la necesidad de evaluar su efectividad de forma sistemática. Por ello, se propone realizar un análisis comparativo del comportamiento productivo antes y después de cada cambio de equipo, identificando patrones que permitan determinar en qué casos la instalación de un nuevo BES ha generado un incremento significativo de producción y en cuáles los resultados han sido limitados.

Propuesta técnica:

"Implementar o mejorar los procesos de cambio de equipos BES en los pozos seleccionados y analizar si esta intervención realmente genera un beneficio productivo y económico.

Este enfoque permitirá establecer criterios técnicos de optimización, como la selección adecuada de la capacidad de bombeo, el dimensionamiento del equipo y la programación de mantenimientos preventivos, con el fin de reducir fallas prematuras y costos asociados. Además,

se plantea simular escenarios utilizando los resultados históricos para proyectar el impacto potencial de implementar cambios de BES en otros pozos que presentan problemas similares, evaluando la viabilidad técnica y económica de dichas intervenciones. De esta manera, la propuesta busca maximizar el retorno de inversión, priorizando los pozos con mayor potencial productivo y utilizando como KPI clave el costo por barril adicional producido. Este análisis no solo permitirá optimizar la vida útil de los equipos, sino también diseñar estrategias más eficientes para la gestión de recursos, contribuyendo a un modelo de mantenimiento más predictivo y rentable que incremente la producción global del campo.

3.5 Análisis de la producción anual post-intervención

Ya con la propuesta técnica definida, en este apartado se empieza a revisar qué tanto impacto han tenido los cambios de equipos BES en la producción de los pozos seleccionados. Para eso, se tomará cada pozo de forma individual y se analizarán los datos históricos de producción anual, comparando el comportamiento antes y después de la intervención. La idea es identificar si, tras realizar el reemplazo del equipo BES, hubo un incremento real y significativo en la producción o si, por el contrario, el impacto ha sido limitado. Para eso, se emplearán gráficos que mostrarán claramente tres momentos clave:

- El año con mayor producción.
- El año en que se realizó el cambio del equipo BES.
- El año posterior a la intervención.

Este procedimiento se repetirá para cada uno de los cinco pozos seleccionados. Además, en los pozos donde aún no se han realizado cambios de BES, se desarrollará una simulación proyectando el comportamiento esperado, utilizando como referencia los resultados observados en los pozos intervenidos, con el fin de estimar si sería técnica y económicamente viable aplicar la

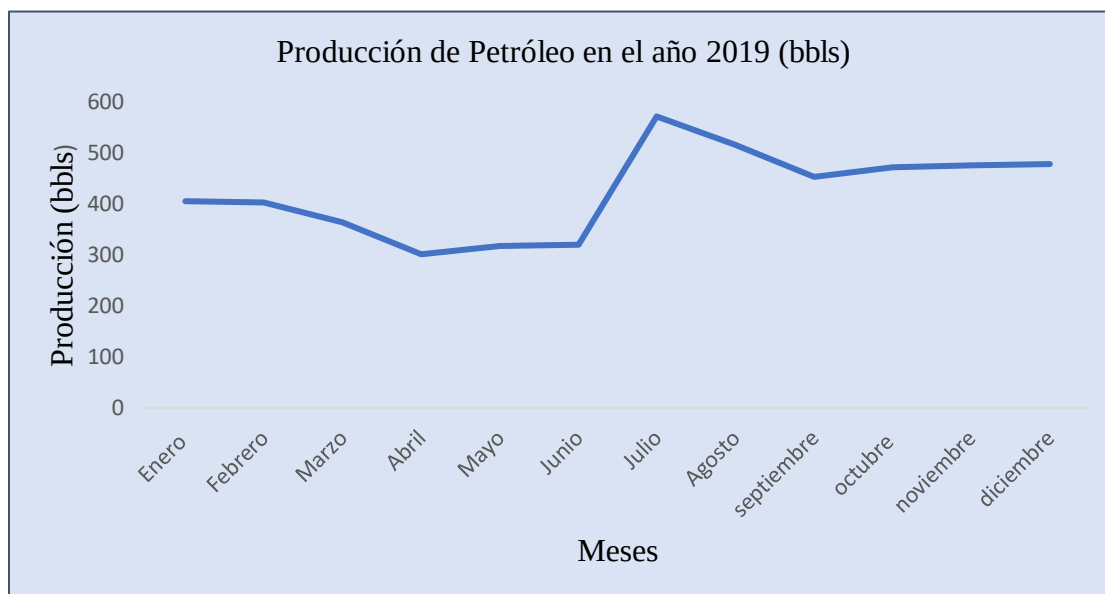
misma estrategia. Este análisis no solo permitirá validar la propuesta de optimización de cambios de BES, sino que también servirá como base para calcular indicadores clave de rentabilidad, como el costo por barril adicional producido, lo que facilitará priorizar los pozos con mayor potencial productivo y tomar decisiones más informadas sobre futuras intervenciones

3.5.1 Análisis del Pozo SCH-099TI

Una vez identificado el cambio de equipos BES como una de las intervenciones más recurrentes entre los pozos analizados, se procedió a evaluar si esta práctica realmente genera un impacto positivo en la producción. Para ello, se seleccionó el Pozo SCH-099TI, ya que presenta un historial con la implementación de esta intervención y cuenta con registros de producción anual antes y después del reemplazo del equipo, lo que permite analizar de forma detallada su efectividad.

Figura 3.4

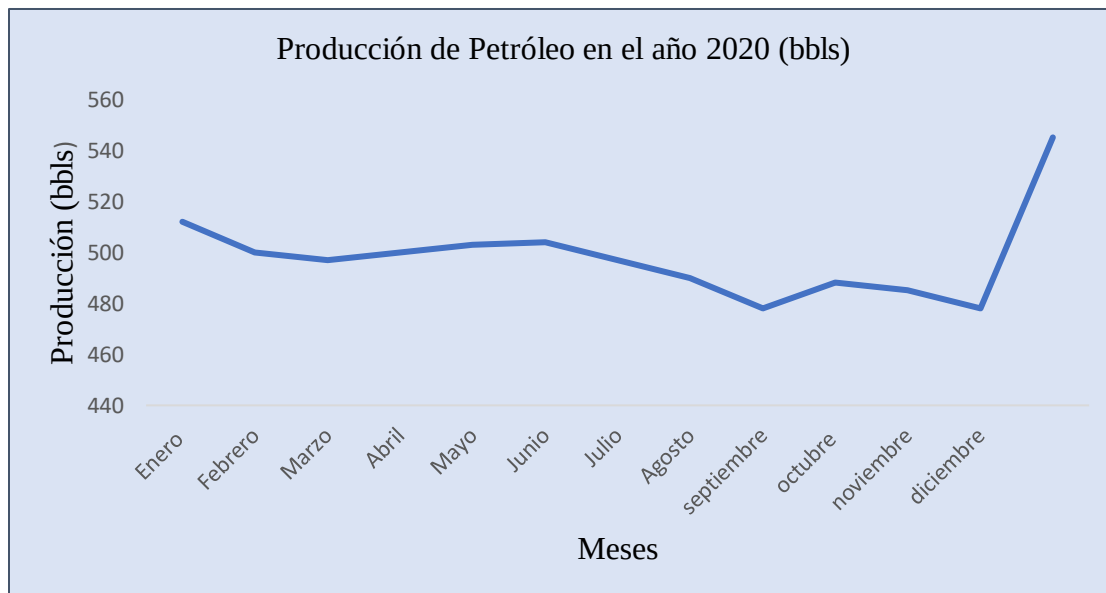
Producción de petróleo en el Pozo SCH-099TI durante el año 2019 (bbls)



En la Figura 3.4 se presenta el comportamiento histórico de la producción de petróleo en el Pozo SCH-099TI durante el año 2019, correspondiente al período durante la intervención. Durante este año, la producción mensual se mantuvo relativamente estable, con valores que oscilaron entre 480 y 510 barriles por mes (bbls/mes). El promedio anual de producción fue de aproximadamente 495 bbls/mes, evidenciando un desempeño sostenido del pozo, pero sin incrementos significativos. Este comportamiento estable refleja que, antes de la intervención, el pozo operaba bajo condiciones normales, con una ligera tendencia a la disminución hacia finales de año, lo que comenzaba a mostrar signos de declive natural debido al desgaste de los equipos y al agotamiento progresivo de la zona productiva.

Figura 3.5

Producción de petróleo en el Pozo SCH-099TI durante el año 2020 (bbls)



En la Figura 3.5 muestra la evolución de la producción del mismo pozo durante el año 2020, periodo en el que se llevó a cabo la intervención asociada al reemplazo del equipo BES y trabajos de reacondicionamiento. Durante los primeros diez meses del año, la producción se mantuvo dentro de rangos similares a los registrados en 2019, oscilando entre 480 y 510 bbls/mes.

Sin embargo, a partir de noviembre, y especialmente en diciembre, se observa un incremento abrupto y significativo, alcanzando un pico de producción cercano a los 545 bbls/mes. Este aumento representa un incremento aproximado del 10% respecto al promedio histórico anterior, evidenciando un impacto positivo directo de la intervención.

El análisis de los resultados permite inferir que el cambio de equipo BES fue determinante para mejorar la eficiencia productiva del pozo. Aunque el efecto no se reflejó inmediatamente después de la intervención, el comportamiento observado indica que fue necesario un período de estabilización de la operación, probablemente asociado al asentamiento de las condiciones de flujo, limpieza de la formación y ajustes operativos posteriores al reacondicionamiento. El incremento sostenido hacia finales de 2020 confirma que la intervención permitió optimizar la extracción de hidrocarburos, reduciendo las pérdidas de presión y mejorando el rendimiento del sistema de levantamiento artificial.

Desde un punto de vista técnico, este comportamiento es consistente con lo esperado tras una intervención de mantenimiento mayor. La sustitución del equipo BES permitió reducir las restricciones en la columna de producción, mejorar la eficiencia en la inyección y extracción, y disminuir los problemas asociados a la acumulación de sólidos o desgaste de componentes. Además, al tratarse de un pozo de alta productividad dentro del Campo Sacha, el beneficio obtenido tiene un impacto considerable en la producción acumulada total.

Finalmente, los hallazgos obtenidos del Pozo SCH-099TI aportan información clave para la toma de decisiones estratégicas. El patrón identificado en las Figuras 11 y 12 permite establecer que el reemplazo oportuno de los equipos de bombeo, acompañado de ajustes de completación y limpieza de zonas productivas, puede extender la vida útil del pozo y maximizar su rendimiento. Este análisis servirá como base de referencia para la simulación de escenarios en otros pozos del

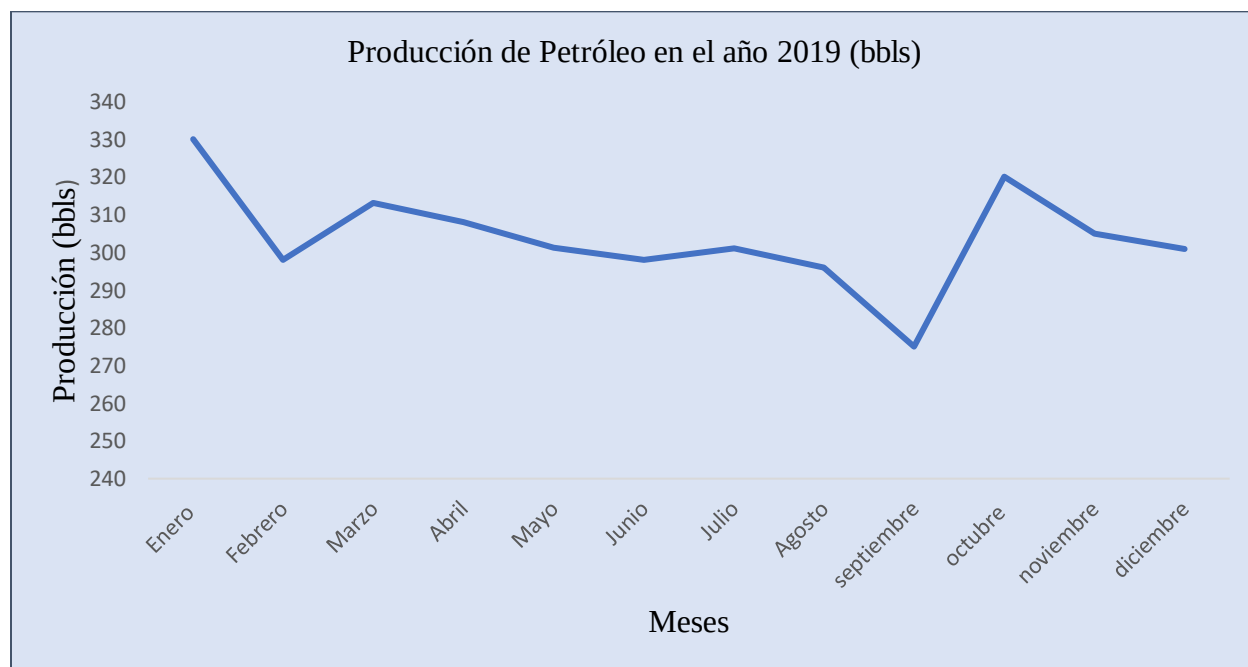
Campo Sacha, evaluando la viabilidad de aplicar la misma estrategia en aquellos que aún no han sido intervenidos.

3.5.2 Análisis del Pozo SCH-009HI

El Pozo SCH-009HI forma parte del grupo de los cinco pozos seleccionados para evaluar el impacto de las intervenciones en la producción del Campo Sacha. Sin embargo, a diferencia de otros pozos analizados, en este caso no se han registrado eventos relacionadas con cambios de equipo BES en los últimos años. Por este motivo, no es posible realizar una comparación directa entre periodos previos y posteriores a una intervención específica, como se hizo en el análisis del Pozo SCH-099TI.

Figura 3.6

Comportamiento mensual de la producción de petróleo del Pozo SCH-009HI durante el año 2019.



En la Figura 3.6 se presenta el comportamiento histórico de la producción mensual del pozo durante el año 2019, año que registra el mayor nivel promedio de producción dentro de la serie histórica analizada, alcanzando un máximo aproximado de 330 bbls en el mes de enero. A lo

largo de ese año, se observa una tendencia ligeramente descendente, con variaciones puntuales en meses como octubre, donde se evidencia un repunte cercano a 320 bbls, pero sin alcanzar nuevamente los niveles iniciales.

Este patrón de comportamiento, caracterizado por una estabilidad relativa pero con tendencia gradual a la disminución, podría estar asociado al desgaste natural de los equipos actualmente instalados y a posibles limitaciones en la eficiencia del sistema de levantamiento artificial. Esta condición convierte al pozo en un candidato ideal para evaluar la viabilidad de aplicar estrategias de optimización orientadas a recuperar su potencial productivo.

En el marco de la propuesta técnica, se plantea simular el impacto potencial de implementar un cambio de equipo BES en el Pozo SCH-009HI, tomando como referencia los resultados obtenidos en pozos del mismo campo que sí han sido intervenidos, como el caso del SCH-099TI. En dicho pozo, posterior al reemplazo del sistema de bombeo, la producción aumentó aproximadamente un 10%, lo que representó un aporte adicional cercano a 50 bbls/mes.

Si se replicara un escenario similar en este pozo, la producción podría experimentar un incremento estimado de entre 8% y 12%, dependiendo de factores como las condiciones de factores como las condiciones específicas del reservorio, el diseño de la completación y la eficiencia del nuevo equipo BES instalado. Este tipo de análisis predictivo permite anticipar escenarios de mejora y estimar de forma preliminar el retorno potencial de la inversión, integrando la recomendación dentro de la estrategia global de optimización de la producción.

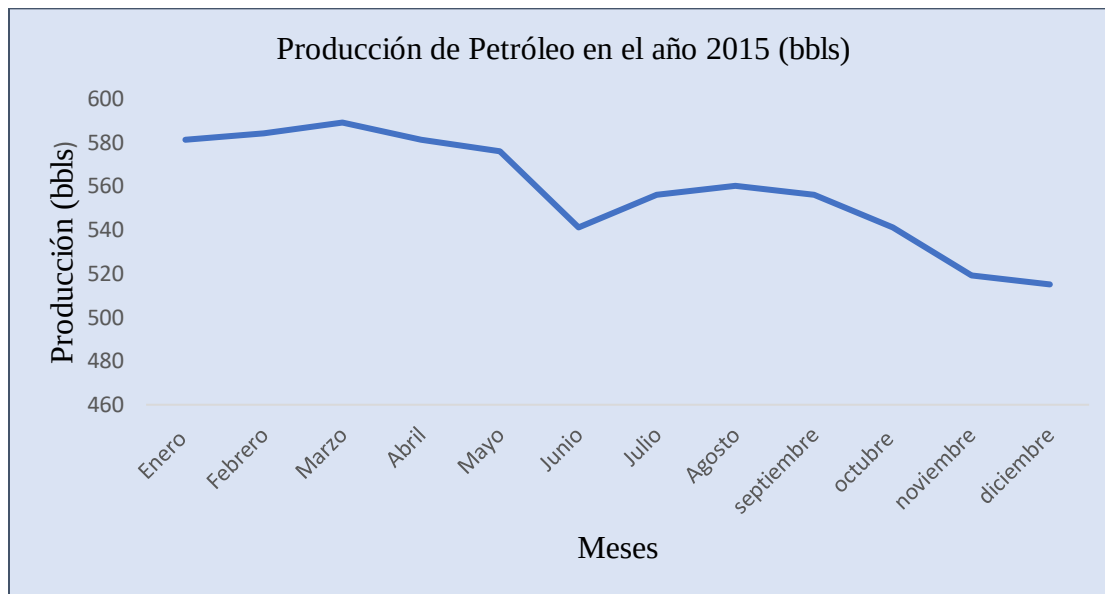
3.5.3 Análisis del Pozo SCH-017U

El Pozo SCH-017U se incluye dentro del grupo de los cinco pozos más representativos seleccionados para evaluar el impacto de diferentes intervenciones en la producción del Campo Sacha. Sin embargo, a diferencia de otros pozos analizados, este pozo no registra eventos recientes

de equipos BES, lo que impide realizar una comparación directa entre periodos antes y después de una intervención específica. Aun así, su comportamiento histórico de producción ofrece información relevante para proyectar escenarios de optimización dentro de la propuesta técnica planteada.

Figura 3.7

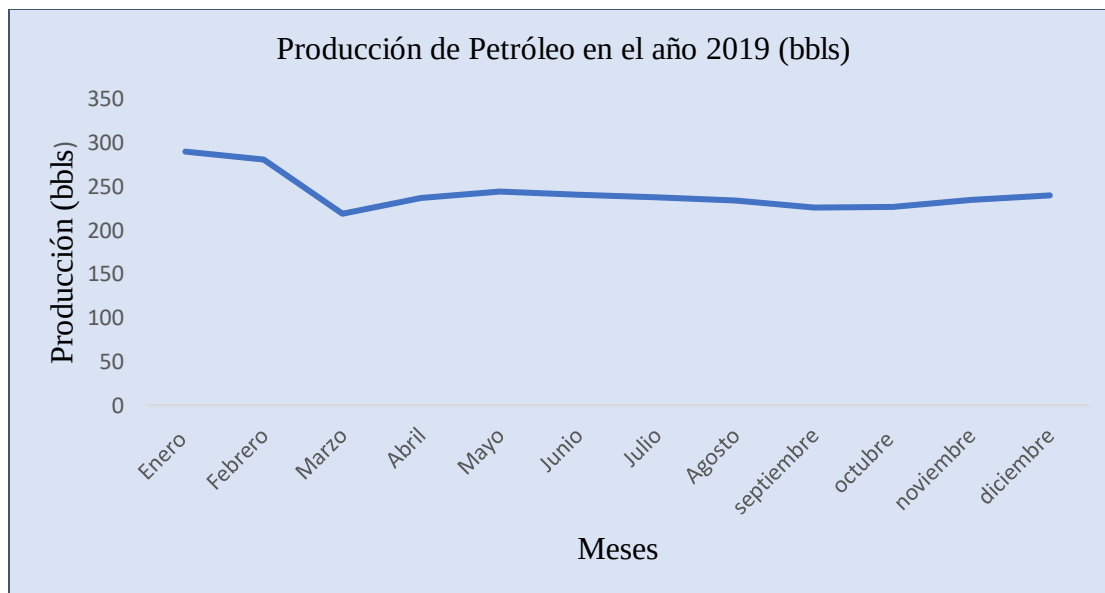
Producción mensual de petróleo en el Pozo SCH-017U durante el año 2015 (bbls).



En la Figura 3.7 se presenta la producción mensual correspondiente al año 2015, donde el pozo alcanzó su máximo nivel de producción, registrando un promedio cercano a 580 barriles por mes (bbls/mes). Este año representa un punto de referencia importante, ya que refleja el rendimiento óptimo del pozo bajo las condiciones originales del equipo de levantamiento artificial instalado.

Figura 3.8

Producción mensual de petróleo en el Pozo SCH-017U durante el año 2019 (bbls).



Al observar los datos correspondientes al año 2019, mostrados en la Figura 3.8, se evidencia una caída considerable en la producción, llegando a promediar alrededor de 240 bbls/mes. Este descenso representa una disminución de aproximadamente 58,6% en un periodo de cuatro años, lo que indica una pérdida significativa de eficiencia productiva. La marcada caída sugiere posibles problemas asociados con el desgaste progresivo del equipo BES actual, limitaciones en la capacidad de bombeo o incluso cambios en la dinámica del reservorio que afectan la extracción.

Este comportamiento decreciente convierte al Pozo SCH-017U en un candidato prioritario para la implementación de estrategias de reacondicionamiento. Con base en los resultados obtenidos en otros pozos del campo, como el SCH-099TI, donde la instalación de un nuevo sistema BES generó un aumento aproximado del 10% en la producción mensual, se propone simular un escenario similar para el SCH-017U. Según los datos históricos y las características operativas actuales, la producción podría incrementarse entre un 8% y un 12% tras la instalación de un equipo

de bombeo eléctrico sumergible optimizado, especialmente si se ajusta el dimensionamiento del sistema a las condiciones actuales del pozo.

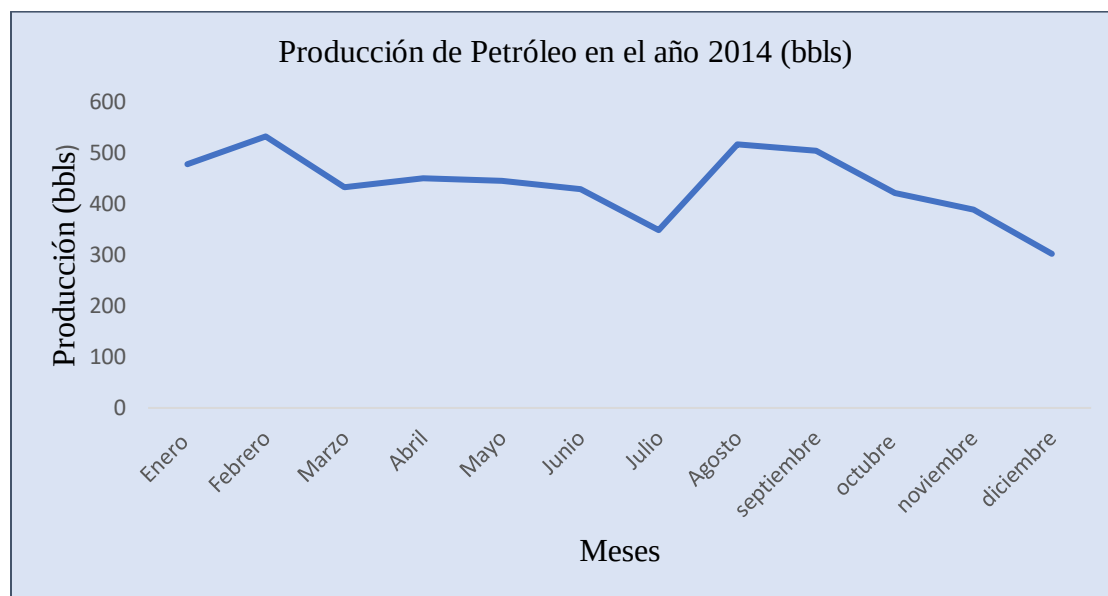
Además, aplicar esta intervención permitiría reducir la probabilidad de fallas recurrentes, mejorar la confiabilidad operativa y prolongar la vida útil de los componentes, lo que repercute directamente en la eficiencia económica del proyecto. Desde la perspectiva de la propuesta técnica global, se busca "optimizar la estrategia de reemplazo de equipos BES, priorizando los pozos con mayor potencial productivo, evaluando su viabilidad técnica y económica, y midiendo los beneficios mediante indicadores como el costo por barril adicional producido".

3.5.4 Análisis del Pozo SCH-098U

3.5.4.1 Primera Intervención (2014)

Figura 3.9

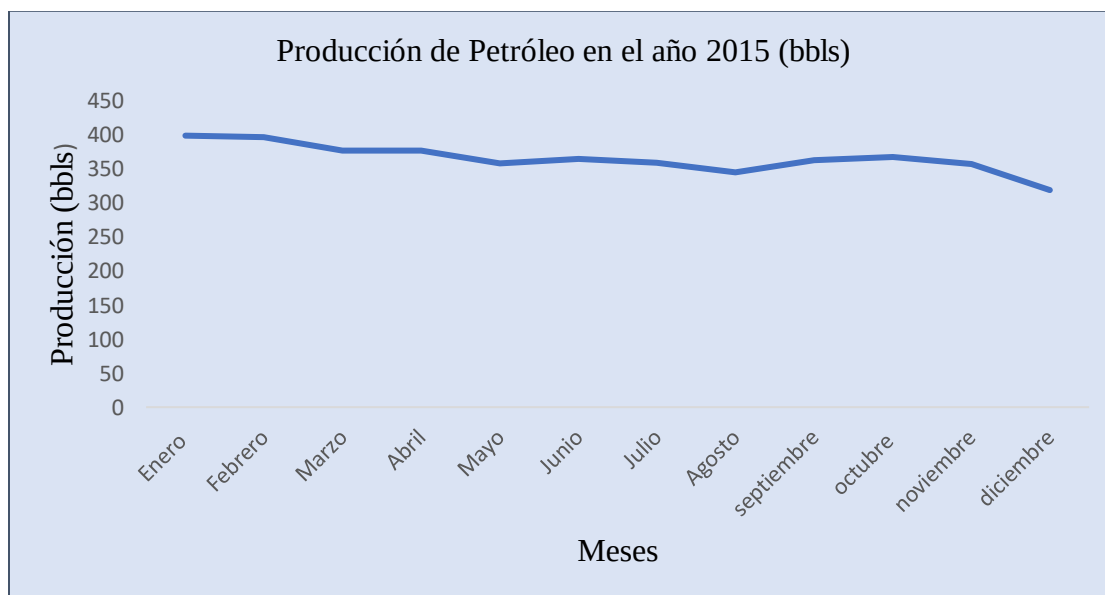
Incremento en la producción mensual del Pozo Sacha-098 tras el cambio de equipo BES en el 2014.



La Figura 3.9 muestra el comportamiento de la producción mensual de petróleo para el Pozo Sacha-098 durante el año 2014, año en el que se ejecutó la primera intervención mediante el cambio del equipo BES. Antes de esta intervención, el pozo presentaba una tendencia ligeramente decreciente, con valores promedio en torno a 450 bbld. Tras la instalación del nuevo sistema, se observa un repunte importante en la producción durante los meses posteriores, alcanzando picos cercanos a los 520 bbld, reflejando un aumento significativo respecto a los niveles previos.

Figura 3.10

Disminución progresiva de la producción del Pozo Sacha-098 en el 2015 después de la intervención.



Al analizar la Figura 3.10, correspondiente al año 2015, se evidencia que el incremento en la producción no se mantuvo de forma sostenida. Aunque la producción promedio permaneció en niveles relativamente altos comparados con los anteriores al cambio de equipo, se aprecia una tendencia de disminución progresiva, cerrando el año con valores en torno a 350–360 bbld. Esta reducción puede estar asociada a factores como desgaste del nuevo equipo, variaciones en la

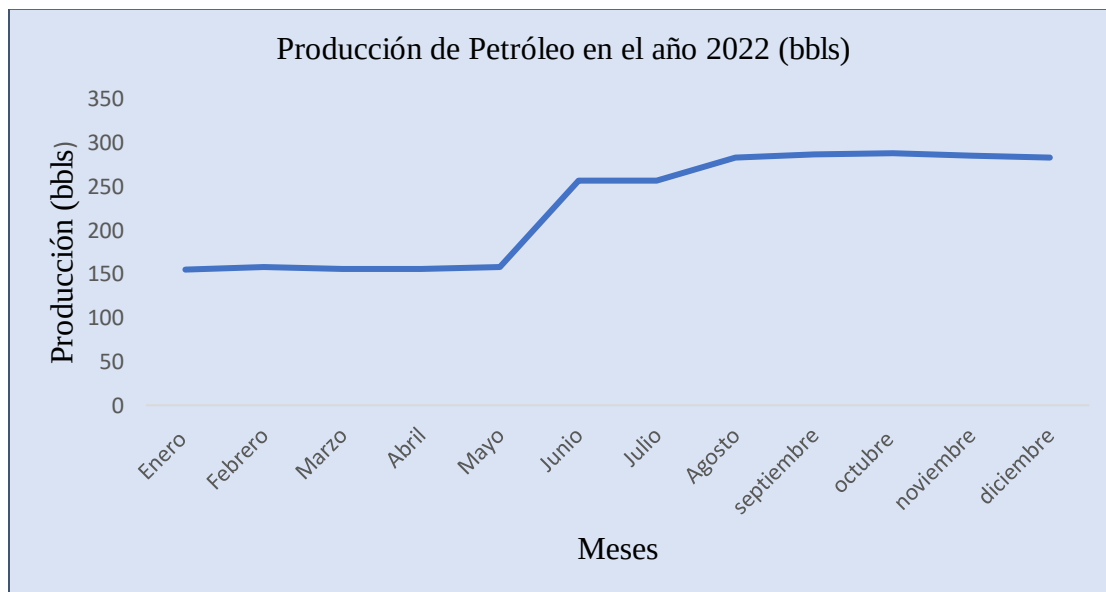
presión del yacimiento o posibles limitaciones operativas en el sistema de levantamiento artificial.

El análisis de estos datos confirma que la intervención generó un impacto positivo inmediato en la producción, aunque no garantizó un beneficio prolongado. Este comportamiento refuerza la necesidad de evaluar la efectividad de cada cambio de equipo BES y establecer criterios técnicos más robustos para optimizar la selección y operación de los sistemas de bombeo. Además, estos resultados serán fundamentales para la propuesta técnica planteada, ya que se propone: “Incrementar o mejorar las estrategias de reemplazo de equipos BES en los pozos seleccionados y analizar si estos cambios generan un beneficio real en la producción y la rentabilidad del campo.

3.5.4.2 Segunda Intervención (2022)

Figura 3.11

Evolución de la producción mensual del Pozo Sacha-098 en el año 2022.

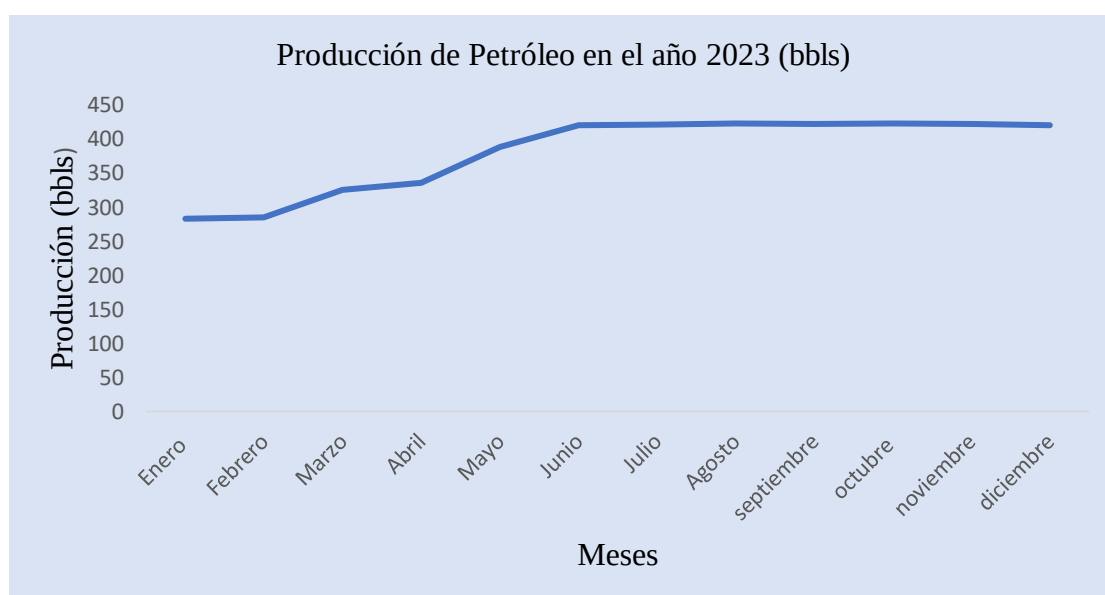


La Figura 3.11 muestra el comportamiento de la producción mensual del Pozo Sacha-098

durante el año 2022, previo a la segunda intervención. Se observa que la producción se mantuvo en niveles bajos y estables, iniciando en aproximadamente 290 bbls/mes y alcanzando un ligero incremento hacia finales del año, cerrando alrededor de 320 bbls/mes. Esta tendencia revela un agotamiento progresivo de la capacidad productiva del pozo, posiblemente asociado con la disminución en la eficiencia del equipo BES instalado tras la primera intervención.

Figura 3.12

Incremento sostenido de la producción mensual del Pozo Sacha-098 durante el 2023.



En la Figura 3.12, correspondiente al año 2023, se evidencia un cambio significativo tras la ejecución de la segunda intervención, que consistió en la instalación de un nuevo sistema de bombeo BES. A partir de marzo, la producción muestra un incremento sostenido, alcanzando un valor cercano a los 420 bbls/mes a partir de junio y manteniéndose estable hasta finales del año. Este comportamiento confirma que la intervención tuvo un impacto positivo inmediato sobre la capacidad de extracción, permitiendo recuperar niveles de producción similares a los observados después de la primera intervención en 2014, pero con mayor estabilidad operativa.

El contraste entre ambos periodos evidencia la efectividad de esta segunda intervención.

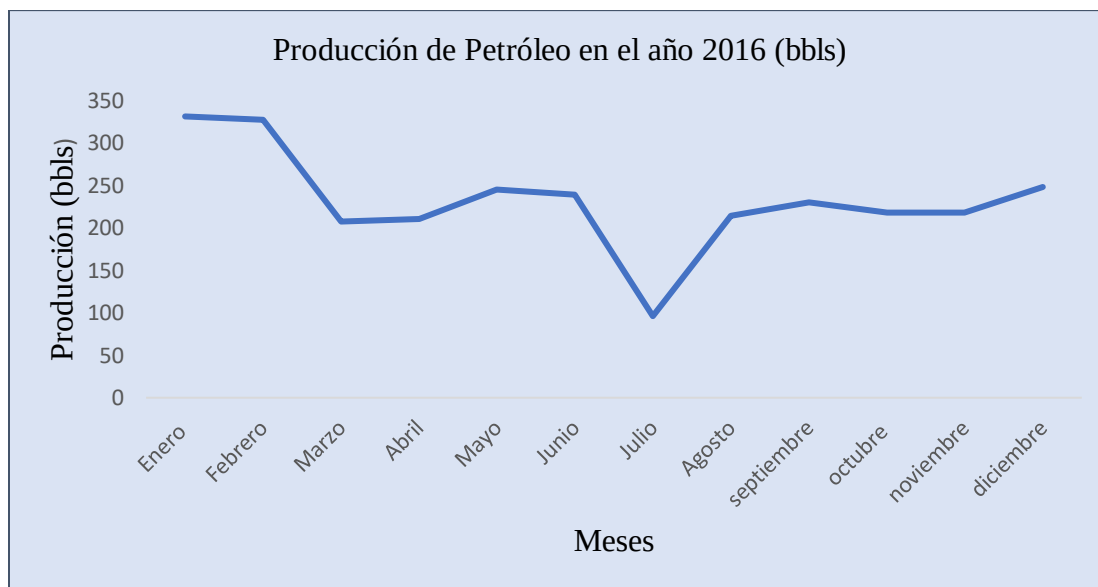
Sin embargo, también resalta la necesidad de establecer estrategias de mantenimiento preventivo y una programación más eficiente de los cambios de equipos BES para evitar caídas prolongadas en la producción, como ocurrió durante 2022. Además, estos resultados respaldan la propuesta técnica planteada para el Campo Sacha, orientada a optimizar el uso de equipos de levantamiento artificial y priorizar intervenciones en pozos con potencial de mejora significativo

3.5.5 Análisis del Pozo SCH-051T

3.5.5.1 Primera Intervención (2016)

Figura 3.13

Producción mensual del Pozo Sacha-051 en el año 2016.

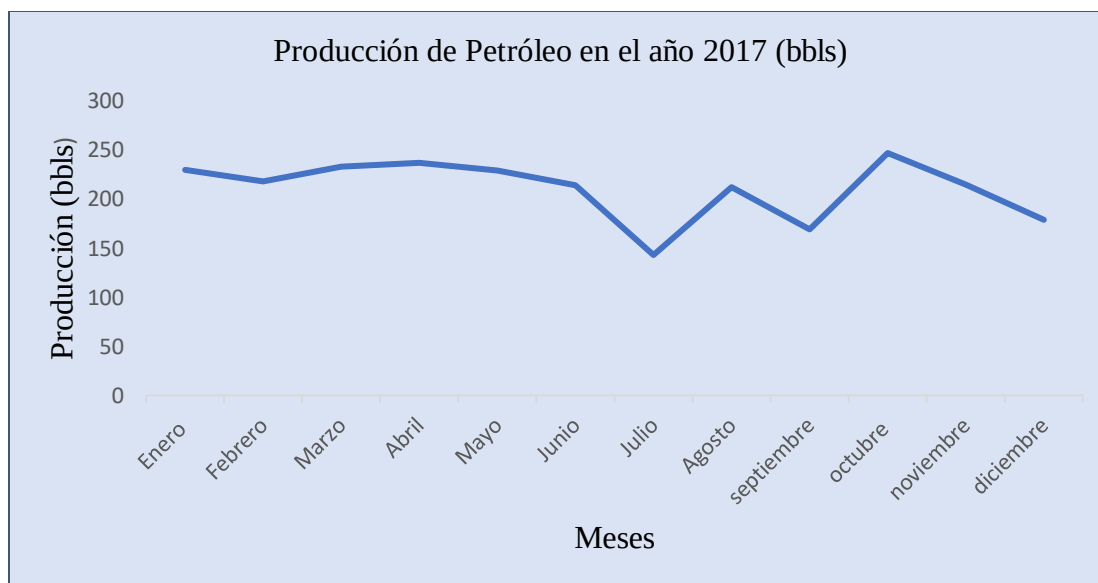


En el caso del Pozo Sacha-051, la primera intervención de cambio de equipo BES se realizó en el año 2016. Tal como se muestra en la Figura 3.13, antes de la intervención, la producción mensual se mantenía en niveles relativamente estables, con valores iniciales cercanos a los 340 bbls en enero y febrero. Sin embargo, tras el reemplazo del equipo, en lugar de observar un incremento sostenido de la producción, se presentó una disminución considerable, alcanzando un mínimo cercano a los 100 bbls en julio.

Esta caída abrupta indica que el nuevo sistema de bombeo no generó el efecto esperado. Es posible que factores externos, como condiciones del reservorio, fallas en el dimensionamiento del equipo o problemas de instalación, hayan limitado el potencial de recuperación de la producción. Hacia finales del año, se evidencia una ligera estabilización en torno a los 240–250 bbld, pero sin alcanzar nuevamente los niveles previos a la intervención.

Figura 3.14

Producción mensual del Pozo Sacha-051 en el año 2017.



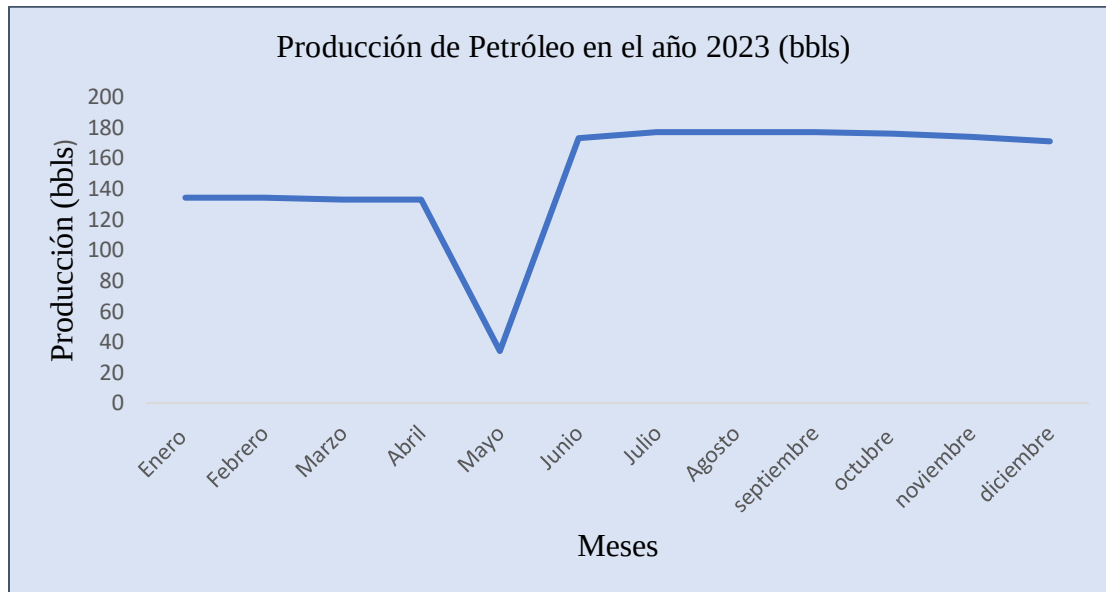
La Figura 3.14 muestra el comportamiento durante el año 2017, posterior a la intervención. Se observa que la producción se mantuvo en niveles relativamente bajos, con un promedio mensual cercano a 210–220 bbld. Si bien existieron incrementos puntuales en abril (240 bbld) y octubre (245 bbld), la tendencia general se mantuvo estable pero baja, confirmando que la intervención realizada en 2016 no logró revertir la pérdida productiva. Este comportamiento evidencia que la simple sustitución del equipo BES no fue suficiente para recuperar el potencial productivo del pozo, lo que sugiere la necesidad de evaluar parámetros operativos adicionales y considerar otras estrategias complementarias, como redimensionamiento

del equipo, optimización de los parámetros de bombeo o incluso estudios de presión y daño en la formación.

3.5.5.2 Segunda Intervención (2023)

Figura 3.15

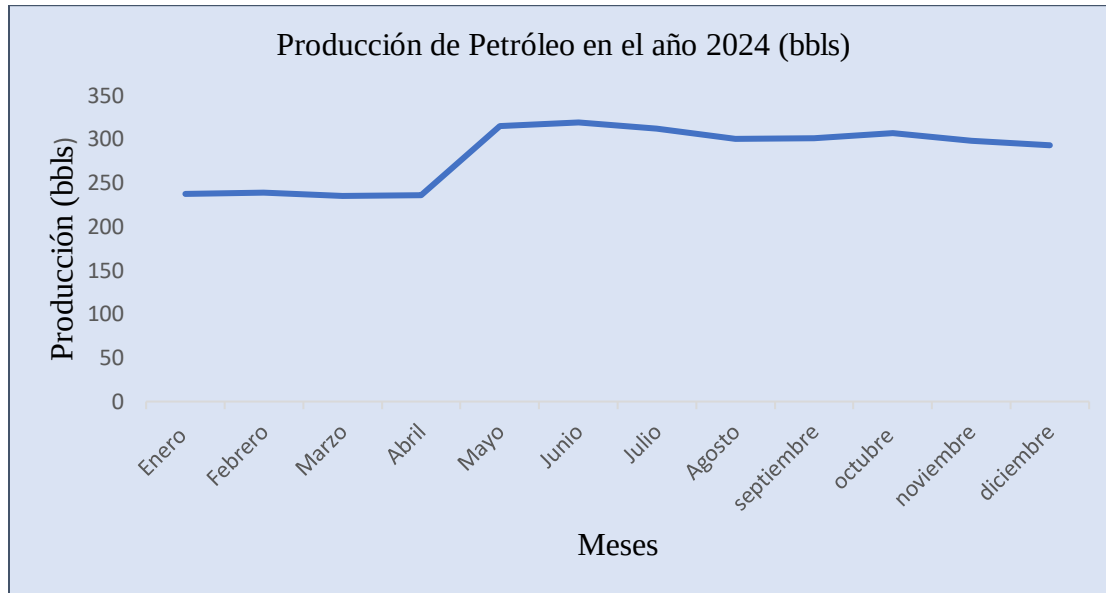
Producción mensual del Pozo Sacha-051 en el año 2023.



La Figura 3.15 muestra el comportamiento productivo durante el año 2023, previo a la intervención. En este periodo, la producción se mantuvo en niveles bajos, con un promedio mensual aproximado de 155 bbl/d durante los primeros cinco meses del año. Sin embargo, a partir de junio, se registra un ligero incremento, alcanzando valores cercanos a los 260 bbl/d, estabilizándose hacia finales del año alrededor de los 290 bbl/d. Este comportamiento evidencia que, antes del cambio de equipo, el pozo operaba con limitaciones claras en la eficiencia de levantamiento artificial.

Figura 3.16

Producción mensual del Pozo Sacha-051 en el año 2024.



Por otro lado, en la Figura 3.16 se observa la evolución de la producción en 2024, posterior a la instalación del nuevo equipo BES. El impacto de la intervención es notable: la producción se incrementa progresivamente desde 280 bbld en enero hasta estabilizarse en torno a los 420 bbld a partir de junio, manteniéndose en estos niveles durante el resto del año. Este aumento representa una mejora aproximada del 45% en comparación con los niveles previos, demostrando que la intervención tuvo un efecto positivo y sostenido sobre la capacidad de extracción del pozo.

El contraste entre ambos periodos permite concluir que la segunda intervención fue altamente efectiva, a diferencia de la primera realizada en 2016. El éxito puede atribuirse a una mejor selección del equipo, un dimensionamiento más adecuado del sistema de bombeo y posiblemente mejoras en los parámetros operativos asociados al BES.

3.6 Validación de la propuesta mediante indicadores de desempeño (KPI)

Para comprobar si la propuesta de incrementar o mejorar los tratamientos de cambio de bomba BES es económicamente viable, se calculó el incremento medio de producción generado por las intervenciones y se evaluó su rentabilidad. Se tomaron como referencia los cuatro pozos donde ya se ha aplicado este tipo de tratamiento (Pozo SCH-099TI, Pozo SCH-009HI, Pozo SCH-017U y Pozo SCH-098U). El objetivo es estimar un aumento promedio y determinar el costo por barril adicional recuperado, para comparar este valor con el precio de venta del crudo.

Dado que los datos de producción disponibles representan valores promedio diarios por mes (no volúmenes mensuales), fue necesario ajustar el análisis. En particular, el incremento de producción calculado para cada pozo debe multiplicarse por el número de días de un mes para estimar el volumen adicional real. Así se obtiene un valor más realista del petróleo recuperado gracias a los cambios de BES y se puede comparar con el costo de la intervención.

3.6.1 Incremento promedio de producción

3.6.1.1 Pozo SCH-099TI

La primera intervención de cambio de bomba suma 5 932 (suma de promedios diarios), mientras que el mejor año sin intervención suma 5 072. La diferencia es 860. Al ajustar este valor a un mes (30 días), se obtiene:

$$860 \times 30 \approx 25800 \text{ bbls}$$

3.6.1.2 Pozo SCH-098U

En la primera intervención la suma de promedios diarios aumenta de 5 246 a 4 384 , diferencia -862. Ajustado a un mes:

$$-862 \times 30 \approx -25860 \text{ bbl}$$

En la segunda intervención la suma de promedios diarios aumenta de 2 723 a 4 568, diferencia 1 845. Ajustado a un mes:

$$1845 \times 30 \approx 55350 \text{ bbl}$$

3.6.1.3 Pozo SCH-051

La primera intervención redujo la producción: la suma de promedios diarios pasa de 5 859 a 4 213, es decir, una diferencia de $-1\,646$. Para que el promedio refleje todas las intervenciones, incluimos este valor negativo. Ajustado a un mes:

$$-1646 \times 30 \approx -49380 \text{ bbl}$$

En la segunda intervención la suma de promedios diarios aumenta de 1793 a 3392, diferencia 1599. Ajustado a un mes:

$$1599 \times 30 \approx 47970 \text{ bbl}$$

El incremento medio mensual de producción por cambio de bomba BES se calcula promediando estos valores:

$$\text{Producción} = \frac{25800 - 25860 + 55350 - 49380 + 47970}{5} \approx 10776 \text{ bbl}$$

3.6.1.4 Costo por barril adicional

Si cada cambio de equipo BES cuesta alrededor de **100 000 USD**, el costo de inversión por barril adicional se calcula de la siguiente manera:

$$\text{Costo por barril adicional} = \frac{100000 \text{ USD}}{10776 \text{ bbl}} = 10.77 \text{ USD/bbl}$$

El valor calculado implica que cada barril adicional producido gracias a la intervención costaría alrededor de 10.7 USD, lo cual sigue siendo competitivo frente al precio del mercado.

3.6.1.5 Comparación con el precio del crudo

Según EBC Según un análisis reciente de EBC Financial Group, los analistas prevén que el precio del petróleo WTI se mantenga entre 60 y 70 USD por barril en el corto plazo (EBC Financial Group, 2025). Comparado con esta banda de precios, un coste de inversión de ≈ 10.77 USD/bbl deja un margen muy amplio: incluso tomando el valor más bajo (60 USD/bbl), el

margen por barril se sitúa por encima de 49.23 USD/bbl. Esto sugiere que la intervención es económica en relación con el valor del crudo; el coste del cambio de bomba se amortiza rápidamente y queda espacio de sobra para cubrir otros gastos operativos.

3.7 Conclusión de la validación

Considerando que los datos de producción utilizados son promedios diarios y no volúmenes mensuales, el incremento real de producción asociado al cambio de equipos BES se estima en aproximadamente 10 776 barriles adicionales en el mes de la intervención. Con un coste estimado de 100 000 USD por cambio de bomba (información proporcionada por el cliente), el costo por barril adicional (≈ 10.77 USD) se mantiene muy por debajo del valor de mercado del crudo. Esto permite concluir que la propuesta de optimizar o incrementar los reemplazos de equipos BES es económicamente viable y que, a pesar de las variaciones entre pozos (incluyendo una intervención con resultado negativo), el promedio general respalda la inversión: el beneficio adicional compensa con creces el coste y ofrece un retorno atractivo.

Capítulo 4

4 Conclusiones y Recomendaciones

4.1 Conclusiones

- El estudio de la producción de los cinco pozos más importantes del campo Sacha durante las últimas dos décadas permitió reconocer que el campo ha transitado por una fase inicial de alta productividad seguida de un declive marcado. Este descenso se atribuye a la madurez del yacimiento y al envejecimiento de los sistemas de levantamiento artificial, pero también a la discontinuidad en las intervenciones de mantenimiento. El análisis mostró que una proporción reducida de pozos ($\approx 20\%$) concentra la mayor parte del crudo extraído, confirmando la validez del principio de Pareto para priorizar acciones. Además, se encontraron correlaciones entre periodos de mayor producción y la aplicación de cambios de bombas, lo que evidencia la influencia directa de las intervenciones en la performance de los pozos. Este conocimiento histórico sitúa los resultados del proyecto en el contexto de otros trabajos de campo y resalta la importancia de disponer de registros completos y consistentes para fundamentar decisiones futuras.
- A partir del diagnóstico inicial se aplicó el principio de Pareto para centrar los esfuerzos en los pozos que ofrecen el mayor potencial de incremento productivo. Entre las soluciones técnicas propuestas, el cambio de equipo BES resultó ser la intervención de mayor impacto. Los reemplazos de bombas BES, por su parte, aportaron alrededor de 10 776 barriles mensuales adicionales (incluyendo una intervención sin mejora) y un coste de inversión de 10.77 USD por barril recuperado. Estas intervenciones explican la mayor parte de las variaciones positivas en la producción, lo que justifica su priorización. No obstante, el análisis también reveló limitaciones: no todas las intervenciones generaron mejoras (como la primera sustitución de bomba en el pozo SCH-051) y la

efectividad depende del estado del pozo y del diseño de la operación, lo que subraya la necesidad de diagnósticos más precisos y de una planificación individualizada.

- La aplicación de indicadores clave permitió validar la rentabilidad de las técnicas propuestas. El incremento medio mensual de 10 776 bbl para los cambios de bomba se traduce en un coste de inversión de 10.77 USD/bbl, respectivamente. Estos valores están muy por debajo del rango de precios previsto para el crudo WTI (60–70 USD por barril) (EBC Financial Group, 2025), lo que confirma que las soluciones planteadas no sólo son técnicamente eficaces sino también económicamente viables. Los KPI también evidencian diferencias en eficiencia: los cambios de bombas, aunque implican mayores costos, permiten prolongar la vida productiva de los pozos. Este balance ofrece un marco cuantitativo para priorizar futuras inversiones y alinea las conclusiones con los objetivos iniciales de analizar, proponer y validar soluciones para la optimización del campo Sacha.

4.2 Recomendaciones

- Concentrar los reemplazos de Bomba BES en pozos con claras señales de degradación del equipo o con potencial de incremento alto. Complementar el cambio de bomba con diagnósticos de daño mecánico y control de arenas para asegurar el óptimo rendimiento del nuevo equipo.
- Es fundamental establecer registros de producción y de actividades de workover con periodicidad uniforme (por ejemplo, mensual) y documentar de manera estandarizada los parámetros operativos y los resultados de cada intervención. Esto permitirá reducir incertidumbres, caracterizar con mayor precisión la estacionalidad y aumentar la fiabilidad de los modelos predictivos.

- Complementar los cambios de bomba con análisis de daño mecánico y control de arena para maximizar la vida útil de los equipos.

5 Bibliografía

- Arps, J. J. (1945). Analysis of decline curves. *Transactions of the AIME*, 160(1), 228–247.
- Baby, P., Rivadeneira, M., Barragán, R., & Rochat, P. (Eds.). (2004). *Características geológicas generales de los principales campos petroleros de petroproducción*. En P. Baby, M. Rivadeneira, R. Barragán, & P. Rochat (Eds.), *La Cuenca Oriente: Geología y petróleo* (pp. 229-295). Institut français d'études andines. <https://books.openedition.org/ifea/3020?lang=en>
- B. Lobut, E. A. (Diciembre de 2024). *Enhancing economic sustainability in mature oil fields: Insights from the clustering approach to select candidate wells for extended shut-in*. Obtenido de ScienceDirect: Lobut, B., & Artun, E. (2024). Enhancing economic sustainability in mature oil fields: Insights from the clustering approach to select candidate wells for extended shut-in. *Artificial Intelligence in Geosciences*, 5, Article 100082. <https://doi.org/10.1016>
- Cañizares, A. M. (11 de Marzo de 2025). *Campo Sacha, la “joya de la corona” del petróleo de Ecuador. ¿Por qué es tan importante?* Obtenido de CNN en Español: <https://cnnespanol.cnn.com/2025/03/11/latinoamerica/campo-sacha-petroleo-ecuador-#:~:text=Petroecuador%20estima%20que%20las%20reservas,16%25%20de%20la%20producci%C3%B3n%20nacional>.
- Cherokee Measurement & Control*. (2024). Obtenido de What is a Water Cut Meter in the Oil Industry?: <https://cherokeetulsa.com/what-is-a-water-cut-meter/#:~:text=The%20expression%20of%20water%20cut,the%20water%20cut%20is%2010%25>.
- Delgado Ortega, B. A., & Vega Lesano, G. J. (2022). *Proyecto de recuperación secundaria por inyección de agua al reservorio T sector sur del campo Sacha* (Tesis de Maestría). Universidad Estatal Península de Santa Elena, Ecuador.
- Diana K. Gaviria, J. R.-O. (Octubre de 2024). *A Markovian Model for Oil Wells Failure and Production*. Obtenido de https://ceur-ws.org/Vol-3795/icaiw_wdea_1.pdf#:~:text=loss,Figure%203%20depicts%20a%20binary
- EBC Financial Group. (2025, 7 agosto). *Crude Oil Price Today: Brent and WTI Bounce on Demand Surge*. <https://www.ebc.com/forex/crude-oil-price-today-brent-and-wti-bounce-on-demand-surge#:~:text=%2A%20Short>
- EFE. (4 de Marzo de 2025). *Campo Sacha: ¿joya brillante u oxidada de la industria petrolera de Ecuador?* Obtenido de SWI swissinfo.ch: <https://www.swissinfo.ch/spa/campo-sacha%3A-joya-brillante-u-oxidada-de-la-industria-petrolera-de-ecuador%3F/88963241#:~:text=Ubicado%20en%20la%20provincia%20amaz%C3%B3nica,del%20crudo%20producido%20por%20Petroecuador>

- EP Petroecuador*. (2019). Obtenido de La producción del campo Sacha, operado por Petroamazonas, supera los 70 mil barriles diarios de petróleo: <https://www.eppetroecuador.ec/?p=12777>
- EP Petroecuador*. (14 de Junio de 2023). Obtenido de Sacha se posiciona como el mayor campo productivo del país con 72.606 barriles de petróleo por día: <https://www.eppetroecuador.ec/?p=17964>
- EP Petroecuador*. (03 de Marzo de 2025). Obtenido de Con la suscripción del contrato del campo Sacha, Ecuador recibirá USD 1 500 millones que serán destinados para inversión social: <https://www.recursoyenergia.gob.ec/con-la-suscripcion-del-contrato-del-campo-sacha-ecuador-recibira-usd-1-500-millones-que-seran-destinados-para-inversion-social/#:~:text=Por%20este%20motivo%20es%20fundamental,de%20recuperaci%C3%B3n%20secundaria%20y%20me>
- FasterCapital*. (14 de Mayo de 2025). Obtenido de Crónicas de agujeros secos la ciencia detrás del análisis de yacimientos: <https://fastercapital.com/es/contenido/Cronicas-de-agujeros-secos--la-ciencia-detras-del-analisis-de-yacimientos.html#Herramientas-y-t-cnicas-para-el-an-lisis-de-yacimientos.html>
- Flores, V. M. C., & De la Torre Lascano, C. M. (2024). IMPACTO DEL CONTROL INTERNO EN LAS EMPRESAS ECUATORIANAS DE SERVICIOS PETROLEROS. *Investigación & Negocios*, 17(30), 113. <https://doi.org/10.38147/invneg.v17i30.298>
- Gaviria, D. K., & Riascos-Ochoa, J. (2024). A Markovian model for oil wells failure and production losses prediction in an oil field in Colombia. *CEUR Workshop Proceedings*, 3795, 138–149.
- Juran, J. M. (1951). *Quality Control Handbook*. McGraw-Hill.
- La producción del campo Sacha, operado por Petroamazonas, supera los 70 mil barriles diarios de petróleo*. (s.f.). Obtenido de EP PETROECUADOR: <https://www.eppetroecuador.ec/?p=12777#:~:text=Sacha%20es%20considerado%20uno%20de,millones%20de%20barriles%20de%20petr%C3%B3leo>
- Livingston, D. (1 de Noviembre de 2014). *Tight Oil in the United States: Recent Developments and Future Financial Sustainability*. Obtenido de Carnegie Endowment For International Peace: <https://carnegieendowment.org/posts/2014/11/tight-oil-in-the-united-states-recent-developments-and-future-financial-sustainability?lang=en>
- Loachamín, M. (2006). *Columna estratigráfica generalizada del campo Sacha* (Tesis de grado). Universidad Central del Ecuador.
- Madrid, M. (15 de Julio de 2012). *Curvas de Declinación de Producción: Introducción*. Obtenido de portal del petróleo: <https://portaldelpetroleo.com/bpd-curvas-de-declinacion-de-produccion-parte-i-introduccion/>

- Marlene Tatiana Tenecota Quezada, C. J. (2024). *Análisis de la dependencia petrolera en Ecuador periodo 2018-2022*. Obtenido de Dialnet: <https://dialnet.unirioja.es/servlet/articulo?codigo=9721524>
- Mayorga, C., Paucar, M. & Padilla, W. (2022). Realidad, desafíos y perspectiva de la recuperación secundaria del reservorio “U Inferior” en el campo Sacha – bloque 60, Ecuador. Fuentes, El Reventón Energético, 20(2), 23-41. <https://doi.org/10.18273/revfue.v20n2-2022003>
- MONTESDEOCA, J. A. (Febrero de 2024). *CONSTRUCCIÓN DEL MAPA DE PRESIONES PARA LA ARENA U*. Obtenido de <https://bibdigital.epn.edu.ec/bitstream/15000/25345/1/CD%2013980.pdf>
- Orozco, M. (15 de Enero de 2025). *Sacha, el campo petrolero que cuatro gobiernos han intentado concesionar a petroleras extranjeras*. Obtenido de Primicias: <https://www.primicias.ec/economia/sacha-campo-petrolero-gobiernos-oncesionar-petrolera-privada-87375/>
- Paccha Toscano, J. P., & Armijos Quishpe, H. E. (2013). *Estudio para la optimización de la producción mediante un análisis del comportamiento de los equipos BES en los pozos del campo Sacha* (Tesis de licenciatura). Operaciones Río Napo Cía. de Economía Mixta.
- Petroecuador, E. (22 de Octubre de 20223). Obtenido de El Campo Sacha logra un nuevo hito histórico con 76.005 barriles de petróleo por día: <https://www.eppetroecuador.ec/?p=19539#:~:text=,superficie>
- Povedano, G. D. (30 de Marzo de 2021). *El diagrama de Pareto|Terotecnic Ingeniería*. Obtenido de Terotecnic Ingeniería: <https://terotecnic.com/formacion-industrial/el-diagrama-de-pareto/#:~:text=El%C2%A0diagrama%20de%20Pareto%2C%20tambi%C3%A9n%20llamado,en%20el%20mantenimiento%20industrial%20habiendo>
- Santiago. (2016, 17 marzo). Precusores de la calidad - Oposinet. *Oposinet*. <https://www.oposinet.com/temario-de-formacion-y-orientacion-laboral/otros-documentos-formacion-y-orientacion-laboral/precusores-de-la-calidad/#:~:text=En%20esta%20grafica%20se%20organizan,importantes%20que%20originan%20un%20problema>
- SLB. (15 de Abril de 2021). *Shell extends ESP run life by 35% while reducing solids-related shutdowns and improving restarts, Texas*. Obtenido de <https://www.slb.com/resource-library/case-study-with-navigation/al/pumpguard-shell-wolfcamp-shale-cs#:~:text=Shell%20ran%20these%20pump%20protection,unplanned%20shutdowns%20also%20improved%E2%80%94by%2032>
- Society of Petroleum Engineers. (2023). *Machine learning applications in production optimization* (SPE Paper SPE-205678-MS). SPE International Technical Conference and Exhibition.
- Sydle. (2025, 20 enero). *KPIs: ¿Qué son, cuál es su importancia y cómo utilizarlos? Ve ejemplos*. Blog SYDLE. <https://www.sydle.com/es/blog/kpi-615de90225ce5d3ef29a5570>

- Stefanie Eschenbacher, A. B. (5 de Mayo de 2025). *Mexicana Pemex planea reabrir pozos para impulsar producción en declive, según documentos y fuentes*. Obtenido de Reuters: <https://www.reuters.com/latam/negocio/22IFBN6SB5O25GZCFJ6JX24C7Q-2025-05-08/#:~:text=trabajos%20y%20postergando%20para%202025,la%20adquisici%C3%B3n%20de%20s%C3%ADmica>
- Team, I. (2024, 28 noviembre). Estadísticas y tendencias de mantenimiento 2025. Infrasppeak Blog. <https://blog.infraspeak.com/es/mantenimiento-estadisticas-desafios-tendencias/#:~:text=,calidad%20en%20un%2014>
- TIDJMA. (2023). *PM: Pareto diagram*. Recuperado el 23 de junio de 2025, de <https://www.tidjma.tn/en/glossary/pm-pareto-diagram-3783/>
- Ward, R. (24 de Marzo de 2016). *A billion-dollar digital opportunity for oil companies*. Obtenido de McKinsey & Company: Ward, R. (2016, 24 marzo). A billion-dollar digital opportunity for oil companies. McKinsey & Company. <https://www.mckinsey.com/industries/oil-and-gas/our-insights/a-billion-dollar-digital-opportunity-for-oil-companies#/>