

Metodología para la selección del tratamiento químico en pozos productores de petróleo para un campo ubicado en la Cuenca del Valle Medio del Magdalena con inyección de agua

Nikolas Pineda Ospina

Trabajo de Grado para Optar el Título de Ingeniero de Petróleos

Director

Fernando Enrique Calvete González

Magister en Informática

Codirector

Cristian Fabian Amado Pachón

Especialista en Producción de Hidrocarburos

Universidad Industrial de Santander
Facultad de Ingenierías Fisicoquímicas
Escuela de Ingeniería de Petróleos
Ingeniería de Petróleos
Bucaramanga

2026

Dedicatoria

En primer lugar, dedico este proyecto de grado a Dios, por darme la sabiduría y fuerza para cumplir este gran objetivo de vida que es sacar adelante mi carrera profesional en esta grandiosa universidad.

A mis padres, Mauricio y Gloria Inés:

Quiero dedicar este logro a las dos personas que han sido el pilar fundamental de mi vida. Gracias por su apoyo incondicional durante toda mi etapa como estudiante, por acompañarme en cada paso del camino y por brindarme siempre palabras de aliento en los momentos más difíciles. Su amor, sus consejos y su confianza en mí han sido una guía constante que me permitió seguir adelante y no rendirme.

Papá, Mauricio, gracias por tu ejemplo de trabajo, esfuerzo y sacrificio. Tu dedicación diaria y tu compromiso como padre han sido una inspiración para mí. Cada esfuerzo que hiciste para brindarme oportunidades se convirtió en una motivación para superarme y luchar por mis metas.

Mamá, Gloria Inés, gracias por tu amor infinito, por tu paciencia y por estar siempre a mi lado apoyándome en cada etapa de mi vida y por ser una mujer igualmente trabajadora. Tus palabras, tu comprensión y tu confianza han sido una fuerza que me impulsó a continuar incluso en los momentos de mayor dificultad.

Todo lo que soy y todo lo que he logrado hasta hoy ha sido posible gracias a ustedes, a sus enseñanzas, a sus valores y al amor con el que siempre han guiado mi camino. Este proyecto de grado representa no solo el fruto de mi esfuerzo, sino también el reflejo de todo lo que ustedes han hecho por mí. Con profundo amor, respeto y gratitud, les dedico este logro como una pequeña

muestra de agradecimiento por todo su sacrificio, su apoyo y por darme siempre lo mejor. Gracias, por tanto. Los amo.

A mis abuelos, Luis Alfonso, Beatriz y Martha

Quiero dedicar también unas palabras de agradecimiento, quienes, con su cariño, sus enseñanzas y su presencia han sido una parte muy importante en mi vida. Gracias por su amor, por sus consejos y por los valores que, a lo largo de los años, han sembrado en mí.

A mi hermana, María José

Quiero dedicar también unas palabras especiales a mi hermana, quien ha sido una compañera constante a lo largo de mi vida. Gracias por tu apoyo, por tus palabras de ánimo y por estar siempre presente en los momentos importantes de mi camino.

Y por último dedicar este proyecto de grado a mis amigos de infancia, que durante toda mi vida he compartido mis momentos de felicidad y también de tristeza, quienes siempre me han apoyado en mis objetivos de vida.

Agradecimientos

Yo, Nikolas Pineda, autor del proyecto de grado, agradece a:

Dios, por permitirme culminar con éxito mi vida estudiantil.

Mis Padres, mis abuelos, hermana y amigos por ser pieza fundamental durante mi vida, con su apoyo incondicional.

La Universidad Industrial de Santander, en especial a la Escuela de Ingeniería de Petróleos, a todos los docentes que han compartido sus conocimientos para llevar a cabo la formación de grandes profesionales.

El director del proyecto de grado, Ing. Fernando Calvete, gran ser humano y docente, que, con su gran vocación de guiar, me ha apoyado en la última etapa de mi vida estudiantil.

El Ing. Cristian Amado y el Ing. Edison Odilio, por su paciencia y dedicación de tiempo que me regalaron para que yo pudiera sacar adelante mi proyecto de grado, mis más sinceros agradecimientos y bendiciones.

Tabla de Contenido

Introducción	13
1. Objetivos.....	15
1.1 Objetivo General.....	15
1.2 Objetivos Específicos.....	15
2. Marco teórico	16
2.1 Antecedentes	16
2.2 Inyección de agua.	19
2.2.1 Tipos de inyección de agua.....	20
2.2.1.1 Inyección de agua periférica o externa.	20
2.2.1.2 Inyección de agua en arreglos o dispersa.....	21
2.2.2 Concepto de reinyección.....	22
2.3 Corrosión en pozos petroleros.	23
2.4 Tratamiento químico.....	23
2.5 Índice de falla Run Life.	24
2.6 Concepto de falla	26
2.6.1 Fallas más comunes del sistema de levantamiento Bombeo Mecánico (BM).....	27
2.6.2. Fallas más comunes del sistema de levantamiento Bombeo por cavidades progresivas (BCP)	28
2.6.3. Fallas más comunes del sistema de levantamiento Bombeo Electro sumergible (BES)	29
2.7 Mecanismos de corrosión.	31
2.7.1 Corrosión por CO ₂ (Corrosión dulce)	31
2.7.2 Corrosión por H ₂ S (Corrosión acida).....	32

2.7.3 Corrosión por Oxígeno (O ₂).....	33
2.7.4. Corrosión por bacterias.....	34
2.8. Criterios para la clasificación de corrosividad de un fluido.....	35
2.8.1 Criterios para el H ₂ S y CO ₂	35
2.8.2 Criterios para el BSW.....	36
2.8.3 Criterios para el O ₂	36
2.8.4 Criterios para los cloruros.....	37
2.8.5 Criterios para los sólidos suspendidos y disueltos.....	38
2.8.5.1 Solidos suspendidos.....	38
2.8.5.2 Solidos disueltos.....	38
2.8.6 Criterios para el pH.....	39
2.8.7 Criterios para las Bacterias.....	40
2.8.8 Criterios para la velocidad de corrosión.....	40
2.8.9 Índice de Langelier.....	41
2.9 Incrustaciones.....	42
2.9.1 Principales problemas asociados a la formación de incrustaciones.....	43
2.9.2. Tipos de incrustantes.....	43
2.9.2.1 Carbonato de calcio (CaCO ₃).....	43
2.9.2.2 Sulfato de bario (BaSO ₄).....	44
2.9.2.3 Sulfato de calcio (CaSO ₄).....	45
2.9.3 Inhibidores de incrustaciones.....	46
3. Metodología.....	47
3.1 Selección o identificación de pozos malos actores.....	48

3.2 Descripción de los problemas identificados en los pozos.....	54
3.3 Metodología para la selección del tratamiento químico en pozos productores	55
3.4. Determinación costo/beneficio por la aplicación del tratamiento químico en los pozos productores.....	57
4. Análisis de resultados	62
4.1 Selección o identificación de pozos	62
4.2 Descripción de los problemas en los pozos identificados.....	70
4.3 Planteamiento de la metodología para la selección del tratamiento químico en los pozos productores.....	80
4.4. Análisis de resultado del costo/beneficio por la aplicación del tratamiento químico en los pozos productores	84
5. Conclusiones	93
6. Recomendaciones	94
Referencias bibliograficas.....	96

Lista de Tablas

Tabla 1 Criterios de clasificación de corrosividad del agua.	36
Tabla 2 Criterios de clasificación de corrosividad de un fluido teniendo en cuenta el O ₂	37
Tabla 3 Criterios de clasificación de corrosividad para el contenido de cloruros.	37
Tabla 4 Criterios de clasificación de corrosividad para los sólidos disueltos.....	38
Tabla 5 Criterios de clasificación de corrosividad teniendo en cuenta el pH.	39
Tabla 6 Criterios de clasificación de corrosividad para las velocidades de corrosión.....	40
Tabla 7 Criterio de clasificación del agua, según el índice de Langelier.	41
Tabla 8 Consolidado de pozos malos actores.	51
Tabla 9 Pozos seleccionados cumplimiento del criterio 1.....	63
Tabla 10 Pozos seleccionados cumplimiento del criterio 3.....	65
Tabla 11 Resultados de la selección de los pozos mediante los criterios propuestos.....	67
Tabla 12 Resultados de la descripción de los problemas identificados en los pozos seleccionados.	76
Tabla 13 Resultados de la metodología para la selección del tratamiento químico	81
Tabla 14 Valores técnicos para el análisis económico con respecto a los tratamientos químicos en general del campo.	85
Tabla 15 Supuestos técnicos para el análisis económico.....	86
Tabla 16 Análisis económico de los pozos teniendo en cuenta el escenario sin tratamiento.	88
Tabla 17 Consumo o tasa de inyección de cada tratamiento químico por pozo.	89
Tabla 18 Análisis económico de los pozos teniendo en cuenta el escenario con tratamiento.	90
Tabla 19 Análisis económico del VPN, por pozos, por la aplicación del tratamiento químico. ..	91

Lista de Figuras

Figura 1 Esquema de desplazamiento de inyección de agua en la roca.....	20
Figura 2 Esquemas sobre la inyección de agua periférica o externa.	21
Figura 3 Esquema de inyección de agua con un arreglo de 5 pozos.....	22
Figura 4 Esquema de tiempo de operación para la falla o Run Life.....	25
Figura 5 Otras fallas comunes del Bombeo Electrosumergible.....	30
Figura 6 Esquema químico del proceso de corrosión.	31
Figura 7 Caso agresivo de corrosión por CO ₂ en una línea de flujo de acero al carbono.....	32
Figura 8 Línea de flujo de gas/petróleo bajo corrosión acida.....	33
Figura 9 Daños en tubería 16 in por Bacterias.....	34
Figura 10 Formación de incrustante dentro de una tubería.....	43
Figura 11 Representación de incrustaciones de carbonato de calcio.....	44
Figura 12 Formación de Barita (BaSO ₄).....	45
Figura 13 Formación de incrustantes de Sulfato de calcio en tuberías.....	46
Figura 14 Metodología general de la investigación.....	47
Figura 15 Distribución de los sistemas de levantamiento artificial del Campo.....	48
Figura 16 Distribución de las causas de falla de los pozos.....	49
Figura 17 Metodología para la identificación de pozos.....	53
Figura 18 Metodología para la descripción de los problemas identificados en los pozos.....	54
Figura 19 Diagrama de flujo con la metodología del script de programación.....	57
Figura 20 Pozo seleccionado por su comportamiento decreciente en su indicador Run Life.	62
Figura 21 Sabana de datos fisicoquímicos de los pozos.....	70
Figura 22 Grafica comportamiento de gases, Ion Fe ⁺⁺ y pH, del pozo B1	71

Figura 23 Grafica comportamiento de contenido de Bacterias del Pozo B1.	72
Figura 24 Comportamiento de cloruros SDT y conductividad del pozo B1.....	73
Figura 25 Comportamiento Índice de Langelier del Pozo B1	74
Figura 26 Comportamiento presiones parciales del CO2 y H2S del pozo B1	75
Figura 27 Principales problemas identificados en los fluidos de producción.....	79
Figura 28 Ejecución del script de programación con la metodología para la selección del tratamiento químico en pozos	80
Figura 29 Distribución de tratamientos químicos requeridos en los pozos evaluados	83

Resumen

Título: Metodología para la selección del tratamiento químico en pozos productores de petróleo para un campo ubicado en la cuenca del valle medio del Magdalena con inyección de agua*

Autor: Nikolas Pineda Ospina**

Palabras Clave: Inyección de agua, Corrosión, Tratamiento químico, Incrustación.

Descripción: El presente trabajo de grado propone una metodología para la selección de tratamientos químicos en pozos productores de petróleo de un campo ubicado en la cuenca del Valle Medio del Magdalena con sistema de inyección de agua. Para el desarrollo del estudio se analizaron 25 pozos del campo, identificando que los fluidos de producción, favorece la presencia de fluidos corrosivos que afectan la integridad de los equipos en fondo de pozo. Entre los principales problemas identificados se encuentran la presencia de H₂S, actividad bacteriana, formación de incrustaciones, altas concentraciones de cloruros y sólidos disueltos totales. La metodología desarrollada incluyó la selección de pozos con menor run life respecto al promedio del campo, el análisis gráfico de sus características fisicoquímicas y el diseño de una herramienta en Excel, programada para proponer tratamientos químicos según los parámetros fisicoquímicos del pozo y criterios establecidos en normas técnicas. Como resultado, se plantean tratamientos químicos específicos para cada condición identificada y se evalúa su posible beneficio económico por la aplicación del tratamiento, asociado a la posible reducción de fallas en los equipos de fondo.

*Tesis de Pregrado

** Facultad de Ingenierías Fisicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Ingeniería de petróleo. Director: MSc. Fernando Enrique Calvete González. Codirectores: Ing. Cristian Fabian Amado Pachon

Abstract

Title: Methodology for the selection of chemical treatment in oil Wells for a field located in the Middle Magdalena Valley basin with wáter injection*

Author: Nikolas Pineda Ospina**

Key Words: Water injection, Corrosion, Chemical treatment, Scales.

Description: This thesis proposes a methodology for selecting chemical treatments in oil production wells in a field located in the Middle Magdalena Valley basin with a water injection system. For the study, 25 wells in the field were analyzed, identifying that production fluids favor the presence of corrosive fluids that affect the integrity of downhole equipment. Among the main problems identified are the presence of H₂S, bacterial activity, scale formation, high concentrations of chlorides, and total dissolved solids. The methodology developed included the selection of wells with a shorter run life than the field average, the graphical analysis of their physicochemical characteristics, and the design of an Excel tool programmed to propose chemical treatments based on the physicochemical parameters of the well and criteria established in technical standards. As a result, specific chemical treatments are proposed for each identified condition, and their potential economic benefit is evaluated based on the application of the treatment, associated with the possible reduction of failures in downhole equipment.

* Bachelor's thesis

** Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Ingeniería de petróleo. Director: MSc. Fernando Enrique Calvete González. Codirectores: Ing. Cristian Fabian Amado Pachon

Introducción

La producción de hidrocarburos en Colombia enfrenta importantes desafíos asociados con la gestión del agua producida, especialmente en campos maduros donde la reinyección se ha convertido en una estrategia clave para mantener la presión del yacimiento y optimizar la recuperación secundaria. En el campo ubicado en la Cuenca del Valle Medio del Magdalena, recientemente se ha implementado un esquema de reinyección en el cual no se capta agua de fuentes externas, sino que se reutiliza la misma agua producida. Si bien esta práctica contribuye a la sostenibilidad del recurso y a la reducción de costos operativos, también ha generado múltiples problemáticas técnicas, entre las cuales destaca la corrosión en los sistemas de producción y, en particular, en los componentes del levantamiento artificial en fondo de pozo. La corrosión es reconocida como una de las principales causas de fallas en pozos productores, debido a que compromete la integridad mecánica de tuberías, bombas y accesorios, incrementando la frecuencia de intervenciones y elevando los costos de operación. Diversos estudios han abordado la clasificación de la corrosividad de los fluidos de producción a partir de parámetros como el pH, la concentración de cloruros, la presencia de gases ácidos (CO_2 y H_2S) y el contenido de sólidos suspendidos, entre otros. Asimismo, la literatura reporta experiencias en la aplicación de tratamientos químicos para mitigar estos problemas, que incluyen inhibidores de corrosión, antiincrustantes, los cuales han mostrado resultados variables dependiendo de las condiciones de cada campo.

En el presente trabajo de investigación se presenta el marco teórico, en el cual se abordan los conceptos fundamentales relacionados con los mecanismos de daño en pozos petroleros, tales como la corrosión, las incrustaciones y la actividad bacteriana. Asimismo, se incluyen referencias a normas técnicas como NACE e ISO para la clasificación de la corrosividad de los fluidos, así

como los criterios utilizados en la industria para la selección de tratamientos químicos. Por otro lado, se describe la metodología desarrollada, la cual establece el procedimiento para la identificación de los pozos con mayor número de fallas asociadas a los fluidos de producción y agua de inyección, así como el análisis de parámetros fisicoquímicos que permiten diagnosticar las problemáticas presentes. Adicionalmente, se plantea el uso de una herramienta de software que propone tratamiento químico más adecuado para mitigar la pérdida de integridad en los pozos productores y un análisis económico, que permita entender si es adecuado su aplicación. Y por último, se presentan los resultados obtenidos a partir de la aplicación de la metodología propuesta. En este apartado se identificaron 25 pozos con diferentes problemáticas, predominando fenómenos como la corrosión asociada a H₂S, la corrosión localizada, la presencia de bacterias y la formación de incrustaciones. A partir de estos resultados, la herramienta de software permitió proponer tratamientos químicos específicos para cada caso, evidenciando su utilidad en la toma de decisiones operacionales.

Finalmente, se concluye que la implementación de una metodología basada en el análisis de parámetros fisicoquímicos y apoyada en herramientas de software permite proponer una adecuada selección de tratamientos químicos, que pueden contribuir a la reducción de fallas operacionales y a la mejora de la integridad de los pozos. Se recomienda continuar con la validación de la metodología en otros campos y fortalecer el monitoreo continuo de las variables operacionales, con el fin de optimizar la efectividad de los tratamientos aplicados y maximizar los beneficios económicos asociados.

1. Objetivos

1.1 Objetivo General

Diseñar una metodología para la selección del tratamiento químico en pozos productores de petróleo para un campo ubicado en la Cuenca del Valle Medio del Magdalena con inyección de agua.

1.2 Objetivos Específicos

Identificar los pozos productores de petróleo con mayor número de fallas asociadas a los fluidos de producción y agua de inyección.

Describir los principales problemas identificados en los pozos seleccionados asociados al daño por integridad y aseguramiento de flujo

Plantear una metodología para la selección del tipo de tratamiento químico que permita mitigar la pérdida de integridad en pozos productores, mediante el uso de una herramienta software.

Determinar el costo/beneficio por la aplicación del tratamiento químico en los pozos productores del campo.

2. Marco teórico

2.1 Antecedentes.

En el desarrollo de campos petroleros con procesos de reinyección de agua, la interacción entre los fluidos de producción y el agua inyectada genera diversos retos operativos, entre ellos la corrosión, incrustaciones y formación de emulsiones. Estos fenómenos han sido ampliamente estudiados en la industria, ya que afectan directamente la integridad de los pozos y la eficiencia en la producción. (Ayoub & Esmaili, 2013). Por esta razón, a continuación, podemos revisar los antecedentes técnicos y científicos relacionados con el uso de tratamientos químicos en condiciones similares, lo que permitirá establecer una base sólida para la metodología propuesta. Se presentan los principales antecedentes del tema.

Peralta, Bryan (2020) “Desarrollo de una red neuronal artificial para la predicción de la tendencia corrosiva e incrustante en tuberías de producción de petróleo” El proyecto tuvo como objetivo diseñar una red neuronal artificial para predecir la tendencia incrustante en fondo y la tendencia corrosiva en cabeza de tuberías de extracción de petróleo en la región amazónica del Ecuador, utilizando datos fisicoquímicos del petróleo y gas, junto con las condiciones de operación de los pozos. Se construyó una base de datos con variables fisicoquímicas y operacionales para entrenar una red neuronal basada en árbol de decisión. El modelo obtuvo una precisión del 83,45 % para predecir tendencia incrustante y 63,97 % para tendencia corrosiva, validado externamente con diferencias de 10 % y 4,5 %, respectivamente.

Benavides, Oscar. (2021) "Diseño e implementación de un programa de tratamiento químico para el control de la corrosión interna en pozos productores de crudo." Esta tesis de especialización propone el diseño e implementación de un programa de tratamiento químico orientado al control de la corrosión interna en pozos productores de petróleo. Se enfoca en el uso de inhibidores filmicos aplicados bajo criterios ya previamente definidos. El autor desarrolla una herramienta operativa basada en parámetros como presión, temperatura, y análisis de laboratorio, mediante la metodología de Batch, además propone el monitoreo y una evaluación de la efectividad del tratamiento químico aplicado.

Monroy, Manuel., Gutiérrez, Jahir., Prada, Jesús., Martín, José Luis., Rubiano, Edward., Labrador, Soraya., Celis, Jonathan., and Paola de Sales. (2015) "Failure Index Reduction Strategy for Artificial Lift Systems in Cira Infantas Field." El Campo Cira Infantas, ubicado en la Cuenca del Valle Medio del Magdalena, es el primer campo petrolero de Colombia, descubierto en 1918. Alcanzó su producción máxima de 53,000 BOPD en 1939 y ha implementado técnicas de recuperación secundaria como inyección de gas y agua. En 2006, una remodelación del sistema de inyección de agua incrementó la producción de petróleo de 4,500 a 9,800 BOPD y la inyección de agua de 12,000 a 36,000 BWIPD en un año. En 2012, tras un aumento en las fallas, se diseñó una estrategia basada en mejoras de procesos para reducir el índice de fallas. A diciembre de 2014, el campo contaba con 1,000 pozos productores y 408 inyectores. Los sistemas de levantamiento artificial más utilizados eran Beam Pump (760 pozos), seguido de PCP (135 pozos), ESP (99 pozos) y ESPCP (6 pozos). Las principales fallas se debían a arena, corrosión y malas prácticas operativas. El análisis de causa raíz permitió redefinir rangos de producción para los sistemas ALS, demostrando que no todos los problemas estaban relacionados con los fluidos del

yacimiento. La estrategia implementada redujo el índice de fallas de 0.67 a 0.47 en 24 meses, generando ahorros que facilitaron trabajos adicionales sin necesidad de financiamiento extra.

Palma, Yudy. (2019) “Control de corrosión en un pozo con alta tendencia de daño por mecanismos combinados de daño interno”. El trabajo presenta la implementación de un sistema de tratamiento químico efectivo a fin de controlar las velocidades de corrosión del sistema de la línea de flujo de un pozo productor, mediante el seguimiento e instalación de una probeta en tiempo real, que valide el momento en que se pierda la película protectora a fin de tomar las acciones necesarias para incrementar o realizar nuevamente el bache de dosificación. El trabajo de investigación incluye parámetros de clasificación de corrosividad de un fluido, como presiones parciales, contenido de CO₂, H₂S, que se guían con las normas estándar de la industria (NACE) y de algunos artículos científicos. La implementación de esta tecnología permitió ser mas asertivo con la corrosividad del fluido y verificar su afectación directa a las líneas de producción del pozo estudiado, esto logro reducir las fallas asociadas y mejorando la efectividad de los tratamientos químicos relacionados con disminuir la velocidad de corrosión.

Seifi, F., Haghghat, F., Nikraves, H., Kazemzadeh, Y., Azin, R., & Osfouri, S. (2024). “Using new chemical methods to control water production in oil reservoirs: comparison of mechanical and chemical methods”. La corrosión es un factor crítico en la producción y transporte de petróleo y gas, ya que puede degradar tuberías y componentes, afectando la continuidad del suministro. (Seifi et al., 2024). Este documento tecnico revisa los mecanismos químicos de la corrosión, sus tipos, agentes causantes y factores que los intensifican. También analiza métodos de mitigación de bajo costo, destacando la importancia de comprender los

principios de la corrosión para seleccionar materiales adecuados y diseñar instalaciones seguras y duraderas. Se resalta que el uso combinado de inhibidores y recubrimientos, prolonga más la vida útil de los equipos que la inhibición por lotes. Finalmente, se recomienda la asesoría de especialistas en procesos, materiales y corrosión para asegurar la efectividad de las medidas y reducir las pérdidas económicas asociadas.

2.2 Inyección de agua.

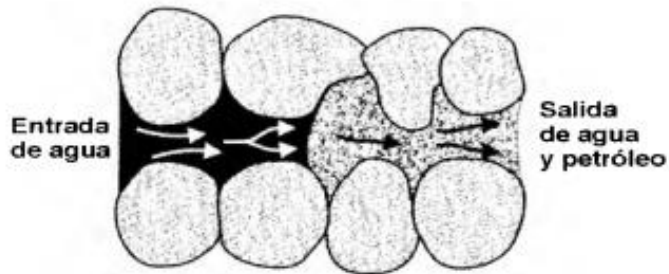
La inyección de agua es el método más utilizado entre los sistemas de inyección de fluidos y es fundamental para el alto nivel de producción y reservas en Estados Unidos y Canadá. Su popularidad se debe a varios factores: la abundancia de agua disponible, la facilidad con la que se puede inyectar gracias a la presión hidrostática en el pozo de inyección, la capacidad del agua para moverse eficazmente a través de las formaciones petrolíferas y su eficiencia en el desplazamiento de hidrocarburos (Craig Jr. 1971).

Esta técnica ha demostrado ser efectiva para mantener la presión del yacimiento y mejorar la recuperación de petróleo, contribuyendo significativamente a la producción sostenida en estos países.

Cuando el agua se abre paso en el pozo desde capas de arena poco profundas, se desplaza a través de la arena petrolífera, lo que contribuye a aumentar la recuperación del petróleo. Este movimiento del agua ayuda a liberar el crudo atrapado en la formación, mejorando así la eficiencia de la producción (Carll, 1880).

Figura 1

Esquema de desplazamiento de inyección de agua en la roca.



Nota: Figura obtenida de (Magdalena, 2001).

2.2.1 Tipos de inyección de agua.

Según la localización de los pozos productores e inyectores, la inyección de agua se puede realizar de dos maneras.

2.2.1.1 Inyección de agua periférica o externa.

La inyección periférica de agua consiste en introducir agua en los flancos del yacimiento, fuera de la zona de petróleo, generalmente cerca del contacto agua-petróleo. Se usa cuando no se tiene una buena descripción del yacimiento o cuando la estructura geológica favorece esta técnica. Los pozos inyectores se ubican en el acuífero y pueden reutilizarse pozos productores viejos (Magdalena, 2001).

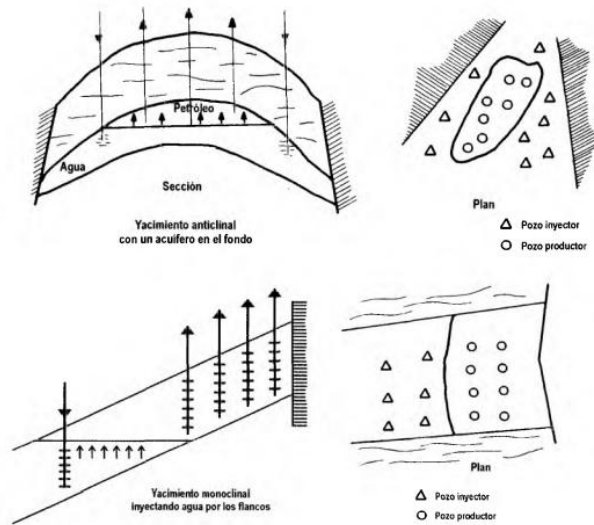
Entre sus ventajas, requiere pocos pozos, reduce costos al reutilizar pozos existentes, no necesita una caracterización detallada del yacimiento y permite obtener altos recobros con mínima producción temprana de agua (Magdalena, 2001).

Sus desventajas incluyen que parte del agua no contribuye al desplazamiento del petróleo, dificultad para monitorear el frente de invasión, posible incapacidad para mantener la presión

central del yacimiento, dependencia de buena comunicación hidráulica y un proceso de desplazamiento lento que alarga el retorno de la inversión. (F, Magdalena. 2001)

Figura 2

Esquemas sobre la inyección de agua periférica o externa.



Nota: Figura obtenida de (Magdalena, 2001).

2.2.1.2 Inyección de agua en arreglos o dispersa.

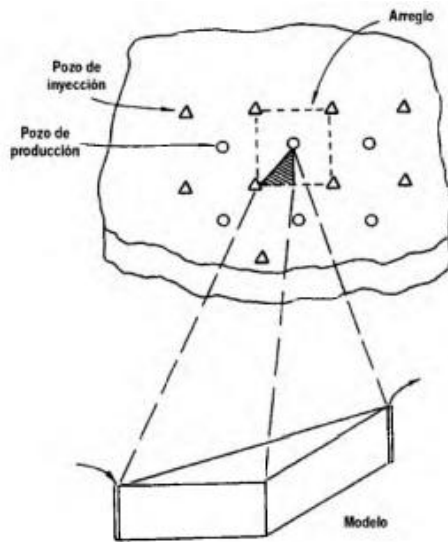
La inyección interna de agua consiste en introducir agua directamente dentro de la zona de petróleo para desplazar los fluidos hacia los pozos productores. Para ello se utilizan múltiples pozos inyector distribuidos en patrones geométricos junto a los productores. Es adecuada para yacimientos de gran extensión, poco buzamiento y arenas continuas. (F, Magdalena. 2001)

Entre sus ventajas, ofrece una invasión rápida, alta eficiencia de barrido, buena respuesta en presión, mejor control del frente de agua y menor impacto de las heterogeneidades. (F, Magdalena. 2001)

Entre sus desventajas, requiere una mayor inversión por el número de pozos inyectoros, demanda una descripción más detallada del yacimiento y necesita un control operacional más riguroso, lo que la hace un método más complejo y riesgoso (Magdalena, 2001).

Figura 3

Esquema de inyección de agua con un arreglo de 5 pozos.



Nota: Figura obtenida de (Magdalena, 2001).

2.2.2 Concepto de reinyección.

La reinyección de agua producida o también conocido por sus siglas en inglés PWRI (produced wáter reinyección) es un método para mantener la presión del yacimiento y transportar el petróleo hacia los pozos de producción, utilizando agua separada de los fluidos producidos en las facilidades de superficie, que luego se re inyecta dentro de las formaciones que contienen el hidrocarburo. El PWI tiene varios beneficios, entre ellos está el tema ambiental, ahorro de costos, ahorro de espacio mediante la optimización en los equipos de tratamiento del agua y los sistemas de reinyección (Jordan et al., 2023).

2.3 Corrosión en pozos petroleros.

La corrosión es el desgaste que sufre un material metálico debido a una reacción química o electroquímica entre el material y el ambiente en el que se rodea. El termino oxidación se aplica al termino de corrosión del metal o aleaciones, dando a entender que los productos de la corrosión que se pueden formar son óxidos de hierro (Revie & Uhlig, 2008).

La corrosión en pozos productores de petróleo es un proceso de deterioro que afecta los equipos metálicos utilizados en la extracción de hidrocarburos, como tuberías, revestimientos y equipos de superficie. Este fenómeno ocurre principalmente por la presencia de agua, gases como el dióxido de carbono (CO₂) y el ácido sulfhídrico (H₂S), y otros compuestos corrosivos en el entorno del pozo (Heidersbach, 2011).

La corrosión puede provocar fallas estructurales, fugas, disminución de la eficiencia operativa y altos costos de mantenimiento. Para mitigarla, se implementan diversas estrategias como el uso de recubrimientos, inhibidores químicos, materiales resistentes a la corrosión y un monitoreo constante de las condiciones del pozo. Una gestión adecuada de la corrosión es esencial para garantizar la integridad de los pozos y extender su vida útil.

2.4 Tratamiento químico.

Consiste en inyectar o bombear una mezcla con sustancias químicas con el propósito de remediar daños en la cara de la formación, líneas de flujo, cabezal, tuberías de producción, entre

otros, que son causados por fenómenos interfaciales tales como la formación de parafinas, asfáltenos emulsiones y carbonatos de calcio (Juan et al., 2012).

Después de haber realizado caracterizaciones e interpretado resultados, se pueden seleccionar tratamientos químicos adecuados para mitigar las problemáticas que afectan la operación e integridad de los equipos de subsuelo de los pozos (Carreras, 2024)

2.5 Índice de falla Run Life.

ECP (2020) afirma que el run life representa el tiempo promedio de vida de los sistemas de levantamiento artificial de un monto de pozos desde en el momento que se realiza su instalación y arranque, hasta el momento en que se presenta una falla. Matemáticamente este indicador corresponde al tiempo promedio para fallar al valor esperado del tiempo para la falla de un pozo o historial. En el área de ingeniería de confiabilidad es un valor que ofrece información sobre el intervalo de tiempo libre donde no se presentan fallas (Es proporcional a la confiabilidad), además permite realizar pronósticos y establecer acciones dinámicas que van dirigidas para evitar o mitigar las fallas.

La siguiente formula se usa para calcular el indicador run life, su medida es en días.

$$RL = \frac{\sum T_i}{n}$$

Donde:

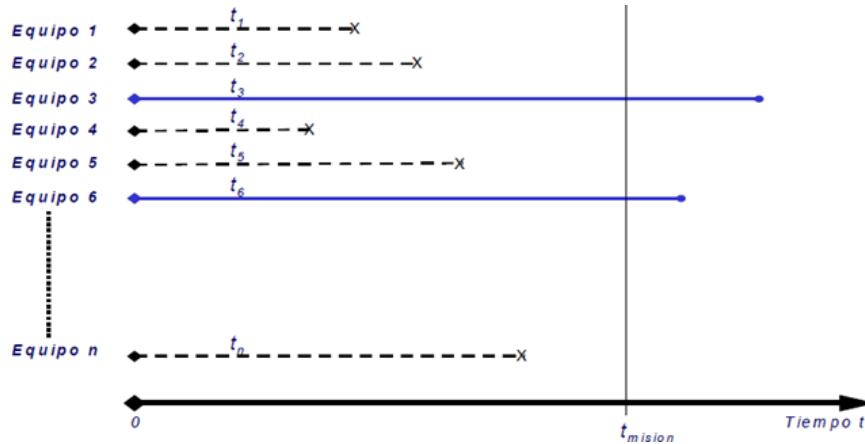
RL: Run Life

Ti: Número de días en operación de un SLA en pozo (tiempo de vida de equipos fallados), desde el arranque de un sistema o instalación hasta la falla

n: Número de fallas de pozos de un SLA, durante el periodo evaluado (tiempo misión) o valores del Ti de la muestra (población “n” de equipos)

Figura 4

Esquema de tiempo de operación para la falla o Run Life.



Nota: Figura obtenida de hoja de vida del indicador de falla Run Life, ECP (2020)

La siguiente fórmula se usa para calcular el cumplimiento del indicador.

$$\%Cumplimiento = \frac{RL \text{ Real por SLA y gerencia}}{RL \text{ Meta por SLA y gerencia}} * 100$$

Definiciones, notas y supuestos:

- ✓ La unidad mínima para el cálculo del run life es por falla por pozo del sistema de levantamiento artificial.
- ✓ Al igual que el índice de falla este indicador se diferencia por sistema de levantamiento artificial (SLA para cada gerencia).

- ✓ El periodo de cálculo o tiempo misión (Ilustración) para liquidación del run life se inicia con 3.5 años (42 mese) al inicio de liquidación del indicador y se prolonga hasta alcanzar un tope de 5 años (60 meses). Luego se mantendrá constante un período de cálculo de 5 años por gerencia y/o SLA.

Elementos y fuentes de la información:

- ✓ El numerador y denominador de la formula del cálculo del run life, se extraen del software Open Wells (Reporte de registro y control de fallas en pozos), tomando exactamente la “fecha de parada” y la “fecha de arranque” (La visualización de esta data se puede consultar en Spotfire, “Análisis de Pozos Críticos” y “Reportes de Índice de Fallas Equipos”)
- ✓ El número de días de rendimiento (RL) de un sistema de levantamiento artificial de un pozo se calcula tomando la fecha y hora de parada del pozo y se comprueba con fecha y hora de arranque del pozo desde su última intervención desde el reporte de registro y control de fallas de Open Wells.
- ✓ Se debe hacer una sumatoria de los resultados de run life de todos los pozos que presentan falla (equipos) por SLA, en un tiempo misión por gerencia, y se divide por el conteo del número de registros obtenidos.

2.6 Concepto de falla

Una falla ocurre cuando un componente o equipo deja de funcionar según lo establecido en su diseño, afectando el desempeño del sistema bajo ciertas condiciones (Núñez, 2019). A continuación, una breve explicación de como las condiciones que generan las fallas pueden generar complicaciones en la operación del sistema:

Inoperable: Se presenta principalmente cuando un componente del equipo deja de funcionar, provocando daños y desgaste en la maquinaria (Núñez, 2019).

Operable pero no efectivamente: Es una falla común en equipos, ya que suele presentar señales antes de una avería total (Núñez, 2019).

Deterioro drástico: Se presenta cuando el daño en un equipo o componente es tan severo que se vuelve de mayor riesgo seguir operándolo, por lo que se detiene la producción para evaluar el deterioro del componente del sistema y decidir su reparación o reemplazo, evitando fallas mayores a futuro (Núñez, 2019).

2.6.1 Fallas más comunes del sistema de levantamiento Bombeo Mecánico (BM)

Este sistema de levantamiento artificial es el más utilizado a nivel mundial gracias a su fácil operación y optimización. Por otra parte, su versatilidad en la explotación de los pozos, como su geometría, fluido, manejo de sólidos, etc. Este método de producción consiste en la succión y transferencia continua de hidrocarburos, desde la formación productora hasta la superficie. (Calderin, 2022)

Dentro de las fallas más comunes del bombeo mecánico en equipos de subsuelo se destacan las siguientes:

Rotura o desgaste de la varilla: Se da principalmente por la fatiga de los ciclos, por presencia de agentes corrosivos (H₂S, CO₂) y abrasión por sólidos (limos, arena)

Desgaste o rotura de la bomba: Se da principalmente por pérdidas de sello en el embolo, obstrucción por incrustantes (carbonatos) o arenamiento o taponamiento de las válvulas (fija, viajera)

Desgaste de la tubería de producción: Se da principalmente por el contacto (fricción) que hay entre la varilla y la tubería de producción y desgaste acelerado por la desalineación o gas libre.

Problemas con gas libre: Entrada excesiva de gas a la bomba que reduce la eficiencia volumétrica de producción (gas lock), golpe de ariete por gas atrapado (fluido de producción se detiene bruscamente y produce una onda de presión que genera daños en tubería).

2.6.2. Fallas más comunes del sistema de levantamiento Bombeo por cavidades progresivas (BCP)

El bombeo por cavidades progresivas es reconocido por que es un sistema de levantamiento artificial con desplazamiento positivo que tiene un cabezal de accionamiento en superficie y una bomba en fondo de pozo que se compone de un rotor de acero el cual gira dentro de un estator con presencia de elastómero sintético en la tubería de producción (Molinares et al., 2024).

Cuando el rotor gira dentro del estator presenta un movimiento axial que genera un efecto de succión en el fondo del estator, logrando impulsar el fluido de producción desde fondo hasta superficie (Molinares et al., 2024).

Dentro de las fallas más comunes del bombeo por cavidades progresivas en subsuelo se destacan las siguientes;

Desgaste o hinchamiento del revestimiento elastomérico (elastomero): Se da por incompatibilidad química con los fluidos de producción (aromáticos, H₂S, CO₂)

Rotura o desgaste del rotor: Abrasión por alta producción de sólidos (arena, limos), corrosión por agua con cloruros, agentes corrosivos en presencia de fluidos (H₂S, CO₂) y daño por mal alineamiento o sobrecarga de torque.

Problemas con la sarta de varillas de transmisión: Se da por la fatiga mecánica por torsión, desgaste por el contacto entre la varilla y la tubería de producción.

Cambios en variables operativas de producción tales como velocidad y torque de la sarta.

2.6.3. Fallas más comunes del sistema de levantamiento Bombeo Electro sumergible (BES)

El sistema BES se ha convertido en uno de los sistemas de levantamiento artificial, más adecuado en la industria de los hidrocarburos debido a su alta capacidad de producir grandes volúmenes de hidrocarburos. Este sistema consiste en una bomba centrífuga con múltiples etapas que convierte la energía de un motor eléctrico en energía de presión, esta energía contenida en el fluido permite que salga el fluido del yacimiento a superficie (Cardozo & Pabón, 2009).

Dentro de las fallas más comunes del bombeo por bombeo electro sumergible en subsuelo se destacan los siguientes:

Fallas en la bomba centrífuga (etapas o impulsadores): Se da gracias a la abrasión por producción de sólidos (arena), erosión por altas velocidades, corrosión por presencia de agentes como el H₂S y el CO₂, incrustantes de carbonatos o sulfatos que taponan las etapas.

Fallas en el motor electrosumergible: Se da por el sobrecalentamiento debido a su baja refrigeración (flujo inadecuado o alto corte de gas), corto circuito en el bobinado por ingreso de fluidos, degradación de sellos, por temperatura y fluidos corrosivos

Fallas en el sistema de sellos: Se da por ingreso de fluidos al motor, pérdida de aceite dieléctrico y falla por presión diferencial.

Problemas del cable: Se da por daños de abrasión, cortocircuitos y altas temperaturas.

Figura 5

Otras fallas comunes del Bombeo Electrosumergible.



Nota: Figura obtenida de Zambrano, 2020.

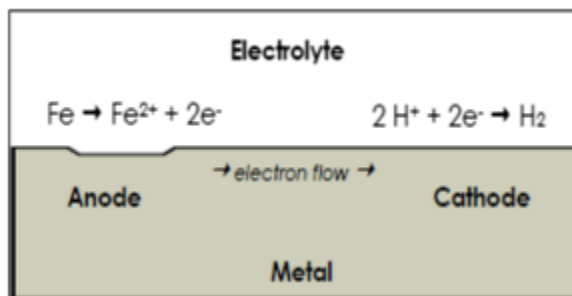
2.7 Mecanismos de corrosión.

2.7.1 Corrosión por CO₂ (Corrosión dulce)

La corrosión inducida por CO₂ es un problema ampliamente conocido en las instalaciones de producción y transporte de petróleo y gas. Aunque el CO₂ seco no es corrosivo a las temperaturas típicas de estos sistemas, sí se vuelve agresivo cuando se disuelve en agua, ya que forma ácido carbónico, lo que acidifica el fluido y permite reacciones electroquímicas con el acero (Popoola et al., 2013).

Figura 6

Esquema químico del proceso de corrosión.



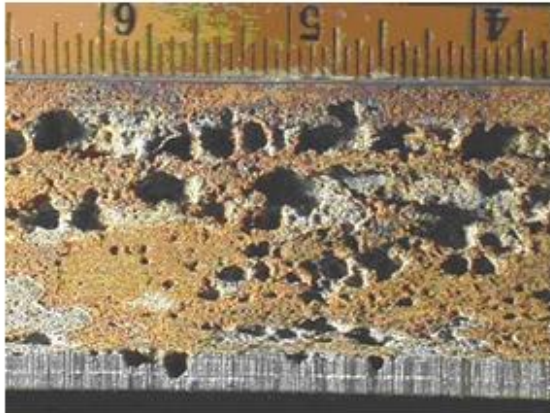
Nota: Figura obtenida de Popoola et al., (2013)

Este tipo de corrosión depende de factores como la temperatura, el pH, la composición del agua, la presencia de otras fases, las condiciones de flujo y las propiedades del metal, siendo una de las formas de deterioro más comunes en la industria. A altas temperaturas, puede formarse una capa protectora de carburo de hierro, aunque aun así ocurre corrosión. (L, Popoola. Et al)

La corrosión por CO₂ suele manifestarse principalmente de dos maneras: picaduras, que son ataques muy localizados y profundos, y ataque de mesa, una forma de corrosión localizada que aparece bajo condiciones de flujo moderado (Popoola et al., 2013).

Figura 7

Caso agresivo de corrosión por CO₂ en una línea de flujo de acero al carbono.



Nota: Figura obtenida de Yudy, 2019.

2.7.2 Corrosión por H₂S (Corrosión acida)

La corrosión ácida ocurre cuando el metal entra en contacto con sulfuro de hidrógeno (H₂S) y humedad, siendo uno de los daños más severos para las tuberías de perforación. Aunque el H₂S por sí solo no es corrosivo, al disolverse en agua se convierte en un ácido débil que libera iones de hidrógeno y genera un ambiente altamente corrosivo que puede fragilizar el metal. (Popoola et al., 2013)

Figura 8

Línea de flujo de gas/petróleo bajo corrosión acida.



Nota: Figura obtenida de Popoola et al., (2013)

Durante este proceso se forman sulfuros de hierro (FeS_x) e hidrógeno. La capa de sulfuro de hierro puede ofrecer cierta protección a baja temperatura al actuar como barrera. La corrosión ácida puede manifestarse de manera uniforme, en forma de picaduras, o mediante fisuras escalonadas

2.7.3 Corrosión por Oxígeno (O_2)

La presencia de oxígeno en un sistema operativo representa una de las mayores dificultades para estudiar la corrosión por CO_2 en condiciones controladas. Según la normativa NACE, concentraciones cercanas a 50 ppb pueden causar daños severos, por lo que es indispensable mantener este valor por debajo del límite recomendado. La combinación de O_2 , CO_2 y H_2S acelera significativamente la corrosión, sobre todo en medios turbulentos donde las burbujas de oxígeno generan picaduras severas. Este tipo de corrosión puede manifestarse de forma uniforme o localizada, y se caracteriza por presentar bordes lisos, inclinados y poco profundos en comparación

con el ancho de la cavidad, asociándose a la presencia de compuestos como magnetita, hematita, goetita e hidróxidos ferrosos. (Castilla, 2021)

2.7.4. Corrosión por bacterias.

La corrosión inducida microbiológicamente (MIC) se produce por la actividad bacteriana, ya que los microorganismos generan compuestos como CO_2 , H_2S y ácidos orgánicos que aumentan la agresividad del fluido y dañan las tuberías. Estas bacterias forman colonias en ambientes favorables, especialmente en agua neutra y estancada, lo que intensifica la corrosión bajo sus depósitos (Popoola et al., 2013)

Figura 9

Daños en tubería 16 in por Bacterias.



Nota: Figura obtenida de Yudy, 2019.

Investigaciones en yacimientos petroleros han identificado diversas especies (*Bacillus*, *Pseudomonas*, *Micrococcus*, *Mycobacterium*, *Clostridium* y *Escherichia*), algunas de las cuales producen enzimas como la hidrogenasa, asociada a la despolarización catódica del hidrógeno. Otras bacterias, como *Achromobacter* sp., *Flavobacterium* sp. y *Desulfuricans* sp., secretan polisacáridos que favorecen la formación de biopelículas y el taponamiento de pozos de inyección.

La MIC suele reconocerse por la presencia de depósitos negros viscosos o nódulos en las superficies, acompañados de picaduras en el acero debajo de estos residuos (Yudy, 2019).

2.8. Criterios para la clasificación de corrosividad de un fluido.

En la industria de los hidrocarburos, el nivel de corrosividad de un fluido de producción, ya sea petróleo, gas o agua, se clasifica según la presencia de agentes corrosivos como el H₂S, CO₂, cloruros y sólidos dispersos (NACE & ISO, 2020).

2.8.1 Criterios para el H₂S y CO₂

La corrosividad no es la concentración total del gas en el sistema, sino cuanto de ese gas se puede disolver en fase acuosa, lo cual está relacionado con su presión parcial, esto es conocido también como “Ley de Henry” (Izquierdo et al., 2012)

De acuerdo con lo anterior según la norma 15156-2 del año 2020 señala los criterios de corrosividad (presión parcial) de un fluido teniendo en cuenta el H₂S como agente corrosivo, son:

$p_{H_2S} < 0.3 \text{ Kpa (0.05 psi)}$ no se requieren precauciones al detalle contra el SSC (Stress corrosión cracking).

$p_{H_2S} > 0.3 \text{ Kpa (0.05 psi)}$ se requieren materiales resistentes al SSC.

Por otro lado, la norma SP0106 del año 2018 señala los criterios de corrosividad (presión parcial) de un fluido teniendo en cuenta el CO₂ como agente corrosivo, son:

$p_{CO_2} > 207 \text{ Kpa (30 psi)}$ se considera agente corrosivo en presencia de agua.

p_{CO_2} entre 21 Kpa (3psi) y 207 Kpa (30 psi) puede ser corrosiva o no, en presencia de agua.

$p\text{CO}_2 < 21 \text{ Kpa}$ (3psi) no es corrosiva.

2.8.2 Criterios para el BSW

El BSW (Basic Sediment and Water) indica el porcentaje de agua libre, sedimentos y emulsiones presentes en una muestra líquida. Este parámetro es clave porque, cuando el contenido de agua es bajo, disminuye la probabilidad de corrosión, dado que gases como el CO_2 y H_2S requieren del agua para reaccionar y afectar las tuberías (Castilla 2021).

La norma nace MR0176 del año 2020, resumen en una tabla los criterios de corrosividad del agua.

Tabla 1

Criterios de clasificación de corrosividad del agua.

Clasificación de la corrosividad del agua		
BSW	< 25 %	PERDIDA LEVE DE MATERIAL POR CORROSION
H ₂ S	< 10 ppm	
CO ₂	< 250 ppm	
BSW	25% - 75%	PERDIDA MODERADA DEL MATERIAL POR CORROSION
H ₂ S	10 - 100 ppm	
CO ₂	250 - 1500 ppm	
BSW	> 75 %	PERDIDA SEVERA DE MATERIAL POR CORROSION
H ₂ S	> 100 ppm	
CO ₂	> 1500 ppm	

Nota: En la tabla 1 aparecen algunos criterios de la clasificación de corrosividad del agua tales como BSW, H₂S y CO₂, obtenida de la Norma NACE MR0176 (2020).

2.8.3 Criterios para el O₂

Como se pudo describir anteriormente, la presencia de oxígeno en los sistemas complica considerablemente el estudio de la corrosión por CO_2 bajo condiciones controladas. De acuerdo

con NACE, incluso niveles cercanos a 50 ppb pueden provocar daños importantes, por lo que es esencial mantener las concentraciones por debajo de ese umbral (Castilla, 2021).

Tabla 2

Criterios de clasificación de corrosividad de un fluido teniendo en cuenta el O₂.

Concentración de O ₂		Grado de corrosividad
0-20 ppb	0-0,02 ppm	BAJA
20-40 ppb	0,02-0,04 ppm	MODERADA
40-100 ppb	0,04-0,1 ppm	ALTA
> 100 ppb	> 0,1 ppm	SEVERA

Nota: En la tabla 2 aparecen algunos criterios de la clasificación de corrosividad del agua tales como el O₂ obtenida de Palacios, (2003).

2.8.4 Criterios para los cloruros

Los cloruros son sales altamente corrosivas que suelen originarse en aguas subterráneas contaminadas por actividades humanas —como minería, vertimientos industriales o descargas de aguas residuales—, así como por fenómenos de intrusión marina. En concentraciones de apenas 100 mg/L, incluso en aguas medianamente duras, pueden provocar corrosión en aceros al carbono e inoxidable, materiales comúnmente empleados en la industria petrolera (Castilla, 2021).

Tabla 3

Criterios de clasificación de corrosividad para el contenido de cloruros.

Concentración de cloruros	Grado de corrosividad
0-50 ppm	BAJA
50-200 ppm	MODERADA
200-500 ppm	ALTA
> 500 ppm	SEVERA

Nota: En la tabla 3 aparece el criterio clasificación de corrosividad del agua tales como la concentración de cloruros obtenida de Mantilla, (2023).

2.8.5 Criterios para los sólidos suspendidos y disueltos.

2.8.5.1 Sólidos suspendidos

Los sólidos suspendidos son partículas mayores a 0,45 micrómetros que, según la dinámica del fluido, pueden sedimentarse y formar capas o depósitos. Estas acumulaciones, dependiendo de la composición fisicoquímica del medio, favorecen la aparición de corrosión bajo depósitos (Castilla, 2021).

Sólidos suspendidos (SST) > 100 ppm, problemas de corrosión severa (NACE MR0176, 2020).

2.8.5.2 Sólidos disueltos

Los sólidos disueltos totales corresponden a la suma de las sustancias orgánicas e inorgánicas presentes en un líquido, ya sea en forma ionizada o en suspensión. Estos sólidos favorecen el intercambio iónico en el electrolito, lo que incrementa la conductividad y acelera la corrosión. Dentro de ellos, los cloruros y sulfatos intensifican dicho intercambio, mientras que los carbonatos y bicarbonatos funcionan como agentes reguladores, contribuyendo a la pasivación del acero expuesto al fluido (Castilla, 2021).

Tabla 4

Criterios de clasificación de corrosividad para los sólidos disueltos.

Sólidos totales disueltos (SDT)	Grado de corrosividad
< 250 ppm	BAJA
250 - 500 ppm	MODERADA
500 - 1000 ppm	ALTA

> 5000 ppm	SEVERA
------------	--------

Nota: En la tabla 4 aparece el criterio clasificación de corrosividad del agua tales como la concentración de SDT obtenida de Scotto, (1985).

2.8.6 Criterios para el pH.

En la industria petrolera se ha comprobado que las variaciones de pH generan daños significativos en los metales, aunque no se conoce con exactitud qué parte del mecanismo de corrosión se ve alterada. Estudios en aceros al carbono AISI 1018 han mostrado que la formación de productos de corrosión depende del pH. Cuando este es menor a 6, la velocidad de corrosión aumenta de manera notable. Además, este efecto está influenciado por factores como la presión, temperatura, gases disueltos, ácidos orgánicos y bacterias, entre otros aspectos de la fisicoquímica del agua (Castilla, 2021).

Tabla 5

Criterios de clasificación de corrosividad teniendo en cuenta el pH.

Valor del pH	Grado de corrosividad
> 7	Corrosión poco probable
6,5 - 7	Corrosión menos probable
6 - 6,5	Corrosión moderada con posible "pitting"
< 6	Corrosión significativa y posible "pitting"

Nota: En la tabla 5 aparece el criterio clasificación de corrosividad del agua tales como la medida de acidez o alcalinidad de un fluido (pH) obtenido de una guía técnica para medir el nivel de corrosividad de un fluido por Ecopetrol (2020)

2.8.7 Criterios para las Bacterias

Como se mencionó anteriormente, la corrosión inducida por bacterias o microbiológicamente (MIC) ocurre debido a la actividad de microorganismos que generan sustancias corrosivas como CO₂, H₂S y diversos ácidos orgánicos, incrementando la agresividad del medio y deteriorando las tuberías. Estas bacterias tienden a desarrollarse en ambientes propicios —particularmente en agua neutra y con poca circulación— donde forman colonias que intensifican la corrosión bajo los depósitos que producen. (Popoola et al., 2013)

2.8.8 Criterios para la velocidad de corrosión.

Este parámetro determina si un fluido posee propiedades erosivas o de desgaste. Cuando la velocidad es elevada, la probabilidad de erosión aumenta, mientras que a velocidades bajas de corrosión se incrementa el riesgo de acumulación de sedimentos. La separación de fases ocurre cuando la velocidad de los fluidos transportados disminuye, lo que suele presentarse en zonas bajas conocidas como hold up (Castilla, 2021).

Diversos estudios experimentales han identificado la existencia de una velocidad crítica que evita la separación aceite/agua y la formación de flujo segregado. En general, esta velocidad se aproxima a 1 m/s en la mayoría de los crudos transportados por oleoductos, y a alrededor de 0,5 m/s en pozos de producción (Castilla, 2021).

Tabla 6

Criterios de clasificación de corrosividad para las velocidades de corrosión.

Velocidad de corrosion general	Máxima velocidad de corrosión por picado	Grado de corrosividad
< 1 mpy	< 5 mpy	BAJA

1 - 4,9 mpy	5 - 7,9 mpy	MODERADA
5 - 10 mpy	8 - 15 mpy	ALTA
> 10 mpy	> 15 mpy	SEVERA

Nota: En la tabla 6 aparece el criterio de clasificación de corrosividad del agua tales como la velocidad de corrosión obtenida de la norma NACE SP0775 (2018).

El cálculo de la velocidad crítica puede realizarse a partir de las ecuaciones de la Norma API 14E; sin embargo, su determinación está influenciada por varios factores, como la velocidad del fluido, el diámetro de la tubería, el tamaño de las gotas de agua, la rugosidad interna del ducto, la viscosidad y la densidad tanto del agua como del hidrocarburo (Castilla, 2021).

2.8.9 Índice de Langelier

El índice de saturación de Langelier (LSI), es un parámetro que se utiliza para determinar si un agua está saturada carbonatos y es propensa a formar incrustantes o a ser corrosivo. Fue descubierto por el Ingeniero Químico Wilfred Langelier en el año 1936 y en la industria petrolera es ampliamente usado para evaluar riesgos de incrustantes o corrosión en tuberías de producción de petróleo y gas en pozos.

Tabla 7

Criterio de clasificación del agua, según el índice de Langelier.

Valor del índice	Clasificación
------------------	---------------

LSI < 0	Agua no saturada con respecto a carbonatos del calcio, disuelve el carbonato de calcio y ataca materiales, tiene tendencia a ser agresiva/corrosiva
LSI = 0	Agua neutral/equilibrio, no es agresiva ni corrosiva ni forma incrustantes
LSI > 0	Agua super saturada con respecto a carbonatos de calcio, tiende a formar incrustantes

Nota: En la tabla 7, aparece el criterio clasificación de corrosividad del agua tales como el índice de langelier obtenido de Salamanca, (2018).

2.9 Incrustaciones

Se trata de la precipitación de los iones presentes en el agua, los cuales se depositan en las tuberías y equipos utilizados en la producción o extracción de crudo, generando obstrucciones y afectando la operación. Este fenómeno también puede presentarse en yacimientos donde se implementa la inyección de agua como método de recuperación mejorada, así como en sistemas que emplean gas con alto contenido de CO₂ y otros contaminantes. Entre las incrustaciones más frecuentes se encuentran el sulfato de bario, el carbonato de calcio, el sulfato de calcio y los compuestos de hierro (Salamanca, 2018).

Figura 10

Formación de incrustante dentro de una tubería.



Nota: Figura obtenida de Salamanca, 2018.

2.9.1 Principales problemas asociados a la formación de incrustaciones.

Las incrustaciones en los sistemas de producción pueden generar diversos problemas, como la obstrucción del flujo de los fluidos debido a la acumulación de depósitos minerales en las tuberías. Además, provocan el deterioro o recubrimiento de equipos como válvulas y mandriles, pudiendo incluso requerir el reemplazo de tuberías o componentes en casos más severos. Estas afectaciones incrementan significativamente los costos operacionales, ya que su control y remediación representan pérdidas económicas importantes para la industria (Salamanca, 2018).

2.9.2. Tipos de incrustantes

Hay varios tipos de incrustaciones que se puedan formar dentro de las tuberías de producción de petróleo y gas, pero las más comunes son:

2.9.2.1 Carbonato de calcio (CaCO₃)

El carbonato de calcio, también conocido como calcita, es una de las incrustaciones más comunes en los yacimientos. Su formación se ve favorecida por el aumento de la temperatura, por

lo que es frecuente en zonas de altas condiciones térmicas. Se origina a partir de la reacción entre iones de calcio y carbonato o bicarbonato presentes en el sistema. Además, la disolución de minerales de rocas carbonatadas y su interacción con el agua de formación alteran el equilibrio químico, favoreciendo su precipitación. La presencia de dióxido de carbono, que se disuelve en el agua bajo ciertas condiciones de presión, también influye en este proceso (Salamanca, 2018).

Figura 11

Representación de incrustaciones de carbonato de calcio.



Nota: Figura obtenida de Salamanca, 2018.

2.9.2.2 Sulfato de bario (BaSO₄)

Es una de las incrustaciones más difíciles de controlar debido a su muy baja solubilidad, lo que la hace resistente tanto a tratamientos químicos como mecánicos. Se forma por la reacción entre los iones de bario y sulfato, y puede generarse incluso a temperatura ambiente, razón por la cual es frecuente en los yacimientos (Salamanca, 2018).

Figura 12

Formación de Barita (BaSO₄).



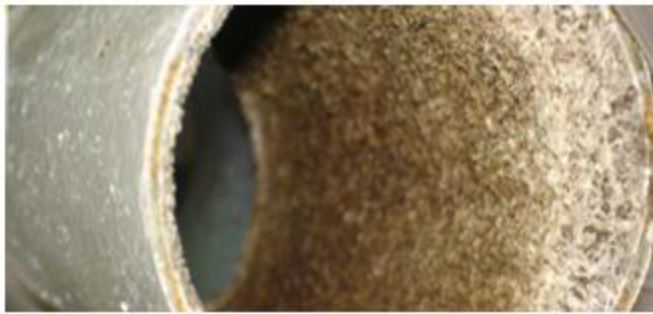
Nota: En la figura 12, se observa la formación del incrustante de sulfato de bario, también conocida como Barita, figura obtenida de Salamanca, 2018.

2.9.2.3 Sulfato de calcio (CaSO₄)

El sulfato de calcio (CaSO₄) forma cristales de menor tamaño en comparación con los del carbonato de calcio. Su solubilidad se incrementa con el aumento de la temperatura, la disminución de la presión y el incremento del pH. Esta incrustación se origina a partir de la reacción entre los iones de calcio y sulfato presentes en el sistema (Salamanca, 2018).

Figura 13

Formación de incrustantes de Sulfato de calcio en tuberías.



Nota: Figura obtenida de Salamanca, 2018.

2.9.3 Inhibidores de incrustaciones

Los inhibidores de incrustaciones más utilizados incluyen fosfonatos, polímeros orgánicos y compuestos más recientes como los fosfina carboxílicos, cada uno con mecanismos específicos para prevenir la formación de depósitos. Los fosfonatos son efectivos hasta aproximadamente 125 °C, aunque presentan limitaciones en ambientes con alta salinidad o elevados contenidos de calcio. Para condiciones más exigentes, como altas temperaturas o concentraciones de calcio, se emplean inhibidores poliméricos, los cuales pueden operar a temperaturas superiores a 170 °C e incluso hasta 250 °C.

La selección del inhibidor adecuado requiere pruebas de compatibilidad y desempeño con el agua de formación. Además, la eficiencia del tratamiento puede mejorarse mediante el uso de polímeros y preflujos que optimizan la adsorción en la roca.

Entre los tipos más comunes de inhibidores se encuentran los ésteres fosfatos, los polímeros y los fosfatos (Salamanca, 2018).

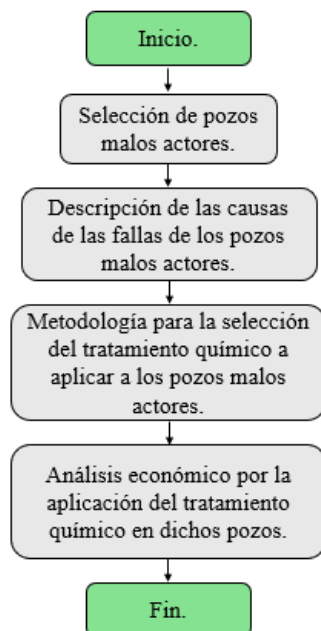
3. Metodología

A continuación, se describe la metodología que se implementó para realizar con éxito los objetivos que conllevan realizar la metodología para la selección del tratamiento químico en pozos productores de petróleo para un campo colombiano que produce por inyección de agua, ubicado en la cuenca del Valle Medio del Magdalena.

Se establece una distribución cronológica entre los años 2007 y 2024, periodo en el cual se dispone de registros e información relacionada con las fallas de los pozos del campo. Adicionalmente, se cuenta con la fecha exacta de inicio de la reinyección de agua (16/09/2021), lo que permite identificar un segundo escenario de fallas asociado a causas distintas. Este último escenario adquiere mayor relevancia para el estudio debido a los problemas que ha generado.

Figura 14

Metodología general de la investigación.

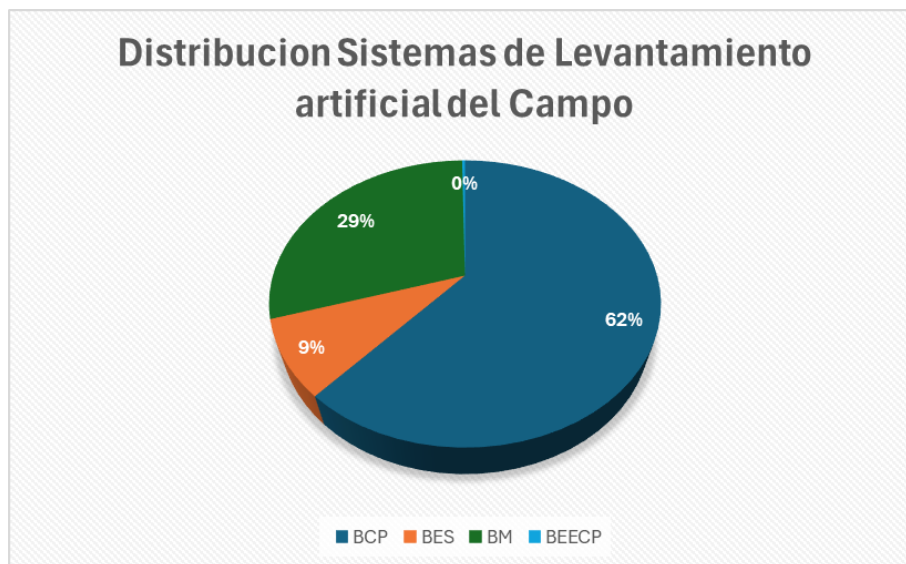


3.1 Selección o identificación de pozos malos actores

El campo está ubicado en la Cuenca del Valle Medio del Magdalena, en el municipio de Yondó (Departamento de Antioquia), limita con el Rio Magdalena, muy cerca de la ciudad de Barrancabermeja, hoy en día produce alrededor de 11000 barriles totales de petróleo (BOPD).

Figura 15

Distribución de los sistemas de levantamiento artificial del Campo.

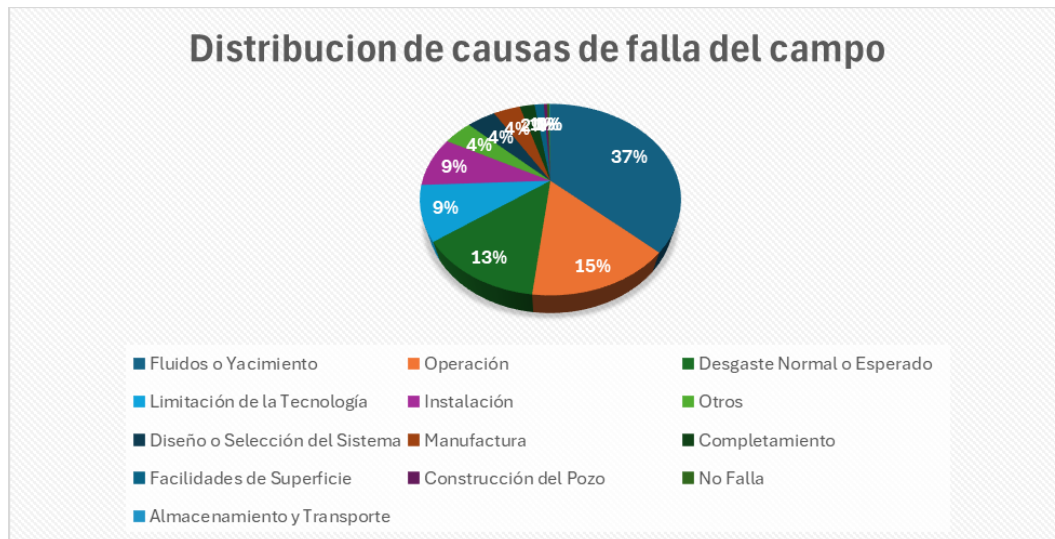


Nota: En la figura 15, podemos observar la distribución de los sistemas de levantamiento artificial, esta información es suministrada por la empresa operadora del campo.

En la ilustración 15, podemos observar la distribución total de los sistemas de levantamiento artificial del campo, en la que predomina el sistema de Bombeo por Cavidades Progresivas, con un 62%, seguida del sistema de Bombeo Mecánico, con un 29% y finalmente Bombeo Electrosumergible, con un 9%. Tener en cuenta que el sistema BEECP, ya no es presente como SLA en ningún pozo petrolero del campo, por otro lado, para este estudio se tuvieron en cuenta todos los pozos con los diferentes sistemas de levantamiento artificial.

Figura 16

Distribución de las causas de falla de los pozos.



Nota: En la figura 16, podemos observar la distribución de las causas de falla en los pozos petroleros (estadística), artificial, esta información es suministrada por la empresa operadora del campo.

En la ilustración 16, se presenta la distribución de las principales causas de falla identificadas en los pozos analizados. En dicha ilustración se observa que la mayoría de las fallas se agrupan en tres categorías principales: aquellas asociadas a las condiciones del yacimiento y a los fluidos de producción o inyección (37%), las relacionadas con la operación de otros pozos del campo (15%) y las correspondientes al desgaste normal o esperado de los equipos (13%)

Las fallas asociadas a los fluidos y al yacimiento están vinculadas principalmente a la interacción entre la roca y los fluidos producidos o inyectados, manifestándose en fenómenos como corrosión, incrustaciones, producción de arena y deposición de parafinas, los cuales impactan directamente la integridad de los equipos de fondo y la vida útil de los pozos. Por su parte, las fallas atribuibles a la operación de otros pozos del campo reflejan la influencia de la

dinámica del yacimiento y la conectividad hidráulica entre pozos, mientras que el desgaste normal o esperado corresponde a mecanismos asociados al envejecimiento natural y a las condiciones rutinarias de operación.

No obstante, para el desarrollo del presente estudio, el análisis se enfoca exclusivamente en aquellos pozos cuyas fallas se encuentran directamente asociadas a las condiciones del yacimiento y a los fluidos de producción o de inyección, debido a que estas causas representan un factor crítico en la reducción del run life y permiten establecer relaciones técnicas con las variables fisicoquímicas y operacionales evaluadas. Las fallas asociadas a la operación de otros pozos del campo y al desgaste normal o esperado se consideran fuera del alcance del análisis detallado de esta investigación.

A partir del análisis de la sábana de estadística de fallas del campo, se identificaron un total de 59 pozos clasificados inicialmente como malos actores, considerando como criterio principal la presencia de una tendencia decreciente del RUN LIFE promedio a lo largo del período de estudio. Cabe resaltar que, aunque algunos de estos pozos presentan valores absolutos de RUN LIFE promedio elevados y, por lo tanto, un desempeño operativo considerado aceptable, su comportamiento decreciente en el tiempo evidencia una pérdida progresiva de confiabilidad.

La sábana de análisis incluye información relevante para cada pozo, tales como el tipo de sistema de levantamiento artificial (SLA), el potencial de producción, el RUN LIFE promedio y las causas de falla reportadas. Esta información permitió realizar una evaluación integral del

desempeño operativo de los pozos y sirvió como base para la posterior selección de aquellos con mayor recurrencia de fallas asociadas a los fluidos de producción y al agua de inyección.

Tabla 8

Consolidado de pozos malos actores.

POZO	BLOQUE	SLA	POTENCIAL	RUN LIFE PROMEDIO	CAUSA DE FALLAS
Pozo A1	A	BM	36	269	Operación
Pozo A2	A	BM	44	580	Fluidos o yacimiento
Pozo A3	A	BCP	40	586	Fluidos o yacimiento
Pozo A4	A	BCP	37	518	Fluidos o yacimiento
Pozo A5	A	BCP	37	85	Fluidos o yacimiento
Pozo B1	B	BES	35	198	Fluidos o yacimiento
Pozo B2	B	BCP	43	652	Desgaste Normal o Esperado
Pozo B3	B	BCP	39	161	Fluidos o yacimiento
Pozo B4	B	BCP	40	161	Fluidos o yacimiento
Pozo C1	C	BM	44	118	Fluidos o yacimiento
Pozo C2	C	BM	32	239	Instalación
Pozo C3	C	BCP	37	375	Operación
Pozo C4	C	BCP	36	870	Fluidos o yacimiento
Pozo C5	C	BCP	30	680	Desgaste normal o esperado
Pozo C6	C	BM	45	163	Fluidos o yacimiento
Pozo D1	D	BM	43	398	Operación
Pozo E1	E	BM	40	20	Fluidos o yacimiento
Pozo E2	E	BM	41	203	Fluidos o yacimiento
Pozo E3	E	BM	36	216	Completamiento
Pozo E4	E	BCP	40	217	Limitación/Operación/Desgaste
Pozo F0	F	BCP	41	456	Fluidos/Desgaste
Pozo F1	F	BCP	31	139	Fluidos o yacimiento
Pozo F2	F	BM	36	137	Fluidos o yacimiento
Pozo F3	F	BM	37	73	Completamiento
Pozo F4	F	BCP	42	270	Operación
Pozo F5	F	BCP	44	300	Limitación de la tecnología
Pozo F6	F	BCP	44	261	Limitación/Operación/Desgaste
Pozo F7	F	BCP	40	154	Limitación/Operación/Desgaste
Pozo F8	F	BES	34	252	Fluidos o yacimiento
Pozo F9	F	BCP	37	305	Limitación/Operación
PozoF10	F	BCP	33	111	Limitación/Operación
PozoF11	F	BCP	44	330	Limitación/Operación/Desgaste
Pozo F12	F	BCP	37	693	Fluidos o yacimiento
Pozo F13	F	BCP	31	206	Fluidos o yacimiento
Pozo F14	F	BCP	31	302	Limitación/Operación/Desgaste

POZO	BLOQUE	SLA	POTENCIAL	RUN LIFE PROMEDIO	CAUSA DE FALLAS
Pozo G1	G	BM	36	135	Fluidos o yacimiento
Pozo G2	G	BM	42	181	Fluidos o yacimiento
Pozo G3	G	BCP	38	1389	Desgaste/Operación
Pozo G4	G	BCP	32	218	Limitación/Operación/Desgaste
Pozo G5	G	BCP	40	337	Fluidos o yacimiento
Pozo G0	G	BCP	37	538	Desgaste/Operación
Pozo H1	H	BCP	30	168	Fluidos o yacimiento
Pozo H2	H	BCP	41	207	Limitación/Operación/Desgaste
Pozo H3	H	BCP	45	112	Fluidos o yacimiento
Pozo H4	H	BCP	38	237	Datos inapropiados/Desgaste/Limitación
Pozo I0	I	BM	146	41	Desgaste/Procedimiento
Pozo I1	I	BES	33	54	Desgaste/Falla perforaciones
Pozo I2	I	BM	80	61	Fluidos o yacimiento
Pozo I3	I	BM	67	53	Fluidos o yacimiento
Pozo I4	I	BM	50	53	Fluidos o yacimiento
Pozo I5	I	BM	130	34	Fluidos o yacimiento
Pozo I6	I	BM	71	50	Fluidos o yacimiento
Pozo J1	J	BM	48	70	Fluidos o yacimiento
Pozo J2	J	BM	96	50	Fluidos o yacimiento
Pozo J3	J	BM	80	32	Procedimiento de Operación/Control
Pozo J4	J	BM	39	56	Fluidos o yacimiento
Pozo J5	J	BM	44	33	Fluidos o yacimiento
Pozo J6	J	BM	62	90	Fluidos o yacimiento
Pozo J7	J	BM	85	53	Limitación/Configuración

Nota: En la tabla 8, aparece el listado de pozos malos actores, cuyo run life promedio cayo en los últimos años, con datos reales de campo como su SLA, y potencial de producción, información suministrada por la empresa operadora del campo.

Para seleccionar los pozos críticos o malos actores se tuvieron en cuenta los siguientes criterios teniendo en cuenta la información suministrada:

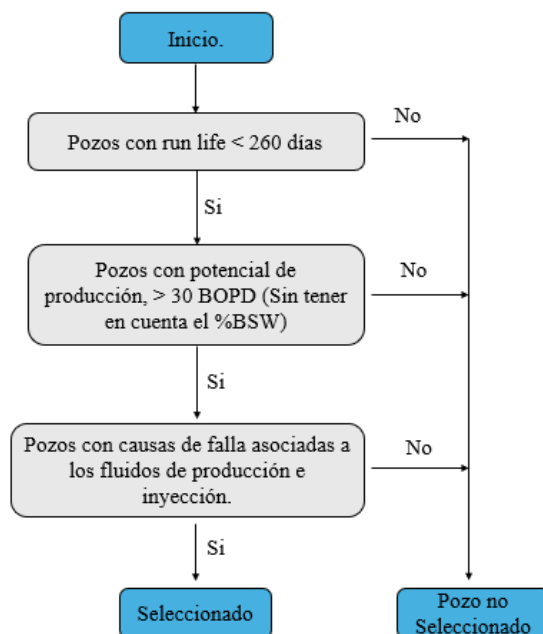
Criterio 1, pozos con tiempo de duración o Run Life irregulares (valores decrecientes del run life durante sus últimos años) o menores al valor promedio del campo en general (< 260 días) esto indica pozos malos actores que fallan de manera constante.

Criterio 2, pozos con alto potencial de producción (20 BOPD) sin tener en cuenta la presencia de contenido de agua y de sedimentos (%BSW). Esto debido a que son los pozos que mayor aportan a la producción y generan recursos económicos, por esta misma razón, son pozos que se deberían intervenir para mantenerlos activos.

Criterio 3, pozos cuyas causas están asociadas a la interacción de los fluidos de producción y del agua de inyección. Para tal fin, se analizaron las causas de falla reportadas y se clasificaron según causa específica (Fluidos corrosivos, producción de arena, parafina, scale, etc.)

Figura 17

Metodología para la identificación de pozos.



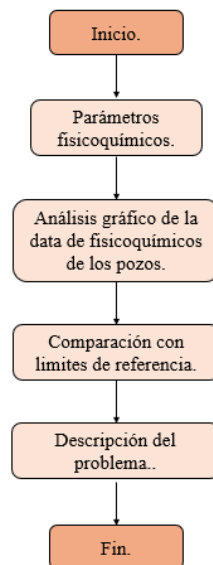
La metodología anterior permitió escoger de los 59 pozos, 25 pozos con condiciones desfavorables para la aplicación de tratamiento químico.

3.2 Descripción de los problemas identificados en los pozos.

Se realizó un análisis gráfico de los parámetros fisicoquímicos de cada pozo seleccionado, incluyendo pH, H₂S, CO₂, Fe⁺⁺, SDT, conductividad, entre otros. Estos parámetros fueron comparados con límites y rangos de referencia establecidos en normas NACE y literatura técnica. A partir de dicha comparación, se describieron los principales problemas presentes en cada pozo, tales como corrosión, incrustaciones y actividad bacteriana, sustentando la descripción en el comportamiento de los fisicoquímicos observados.

Figura 18

Metodología para la descripción de los problemas identificados en los pozos.



De los parámetros fisicoquímicos, se recopila data o información de todos los fisicoquímicos por pozo, tales como Cloruros, SDT, Contenido de H₂S, CO₂, Fe⁺⁺, Índice de langelier, entro otros. Estos datos son suministrados por la empresa operadora del campo.

Análisis gráfico, después de la obtención o recolección de la data de dichos parámetros, se grafican durante tiempo para ver su comportamiento anómalo, tendencias y valores elevados.

Los valores leídos fueron comparados con rangos límites y criterios técnicos reportados en normas como la ISO, NACE, bibliografía, etc. Con el fin de identificar condiciones favorables para la ocurrencia de cada problema.

Con base en el comportamiento de los fisicoquímicos y su comparación con los límites de referencia, se realizó la descripción de los problemas presentes en cada pozo, indicando el mecanismo de daño predominante.

3.3 Metodología para la selección del tratamiento químico en pozos productores

Para el cumplimiento de la metodología para la selección del tratamiento químico se desarrolló un procedimiento basado en el análisis de parámetros fisicoquímicos asociados a los fluidos producidos mediante una herramienta software.

En primer lugar, se recopiló la información fisicoquímica de los pozos productores, incluyendo variables relevantes relacionadas con los mecanismos de daño más comunes en sistemas de producción, tales como concentración de gases corrosivos, presencia de bacterias, sólidos disueltos totales, cloruros y otros parámetros asociados a procesos de corrosión e incrustación (mencionado anteriormente.) Estos datos constituyeron la base de entrada para el desarrollo de la herramienta computacional.

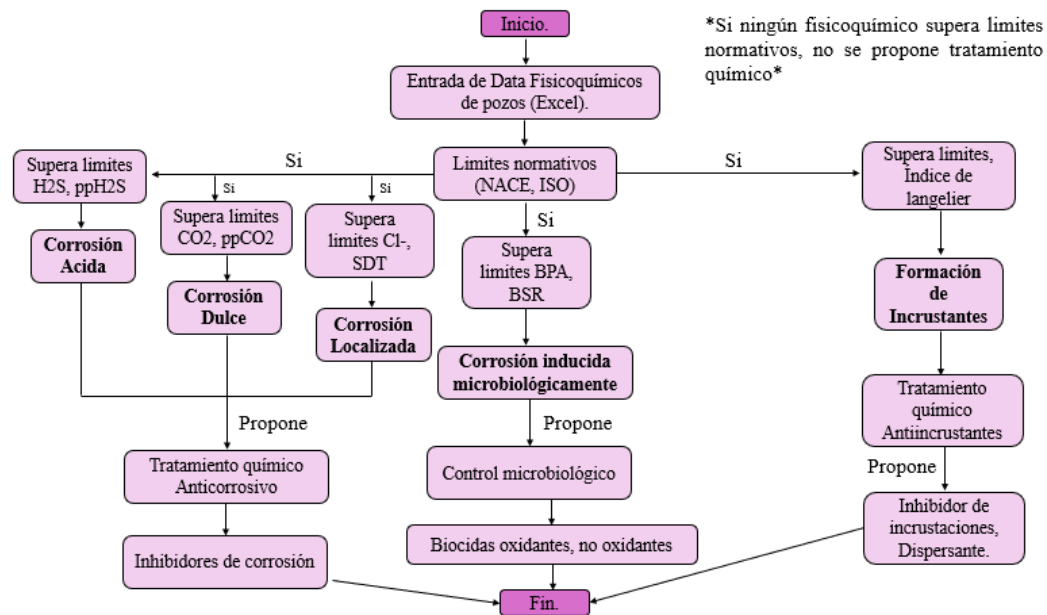
Posteriormente, se desarrolló un script de programación cuyo propósito fue analizar automáticamente los parámetros fisicoquímicos de cada pozo y compararlos con los límites establecidos en normas y estándares de la industria, tales como los criterios definidos por organismos internacionales de control de corrosión y gestión de integridad (NACE, ISO). A partir de esta comparación, el algoritmo identifica las posibles problemáticas presentes en el sistema, clasificándolas en categorías de daño como corrosión ácida, corrosión dulce, procesos de incrustación o actividad bacteriana.

Una vez identificado el tipo de problemática predominante en cada pozo, el script propone de forma automática el tipo de tratamiento químico más adecuado para su mitigación. Esta selección se basa en la relación entre el mecanismo de daño identificado y el tratamiento químico comúnmente utilizado para su control, tales como inhibidores de corrosión, biocidas o inhibidores de incrustaciones.

Finalmente, con el fin de facilitar la visualización e interpretación de los resultados obtenidos, se diseñó una plantilla en Microsoft Excel que permite organizar y presentar la información generada por el script. En esta plantilla se muestran los parámetros evaluados, el tipo de daño identificado y la recomendación del tratamiento químico correspondiente para cada pozo analizado.

Figura 19

Diagrama de flujo con la metodología del script de programación.



Como se observa en la ilustración 15, el funcionamiento general de la metodología desarrollada se resume mediante un diagrama de flujo, el cual describe las etapas de ingreso de datos, evaluación de parámetros, identificación del mecanismo de daño y selección del tratamiento químico recomendado.

3.4. Determinación costo/beneficio por la aplicación del tratamiento químico en los pozos productores

Con el fin de evaluar la viabilidad económica de la implementación de tratamientos químicos en los pozos identificados con problemas de corrosión, incrustaciones y actividad bacteriana, se realizó un análisis económico basado en el cálculo del Valor Presente Neto (VPN).

Este indicador permite determinar la rentabilidad de un posible proyecto mediante la comparación entre los costos de implementación y los beneficios económicos generados por la reducción de fallas operativas.

El análisis se realizó considerando un horizonte de evaluación de cuatro años, periodo en el cual se estima que los tratamientos químicos mantienen un impacto significativo en la reducción de fallas operativas en los pozos. Asimismo, se empleó una tasa de descuento del 15%, valor comúnmente utilizado en la evaluación de proyectos del sector petrolero para representar el costo de oportunidad del capital y el riesgo asociado a las inversiones.

Dentro del análisis se consideraron los costos asociados a la aplicación de los tratamientos químicos, incluyendo el costo e inyección de los productos químicos (inhibidores de corrosión, biocidas e inhibidores de incrustaciones) y los costos operativos relacionados con la intervención del pozo. Para efectos del análisis se asumió un costo promedio de workover de 180.000 USD, representando el gasto asociado a una intervención correctiva del pozo en caso de falla.

Para la realización del análisis económico se tomaron dos escenarios, uno, el costo sin tratamiento, por pozo, en donde se evalúa el costo de pérdida de producción, el costo por las intervenciones y el segundo, el costo del tratamiento de los tratamientos químicos, dependiendo si el pozo tiene uno o más tratamientos por aplicar, y el costo total anual con tratamiento.

Escenario sin tratamiento:

Perdida por parada de producción

$$\text{Potencial (BOPD)} * \text{Precio WTI (USD)} * \text{Dias de intervencion}$$

Costo total por evento

$$\text{Precio de workover (USD)} + \text{perdida por parada de produccion (USD)}$$

Por último, costo esperado anual sin tratamiento:

$$\text{Costo total por evento (USD)} * \text{Numero de fallas en el año}$$

Escenario con tratamiento:

Para sacar el costo del tratamiento químico a aplicar se utiliza

$$\text{Precio del tratamiento} \left(\frac{\text{USD}}{\text{Gal}} \right) * \text{Inyeccion del tratamiento} \left(\frac{\text{Gal}}{\text{Dia}} \right) \\ * \text{Dias de aplicacion del tratamiento (dias)}$$

El costo del tratamiento es la suma de los tratamientos a aplicar en el pozo, este varia por pozo ya que hay pozos en los que se le aplica 2 o 3 tratamientos.

Costo esperado anual con tratamiento:

$$\text{Costo total por evento (USD)} * \text{Nueva frecuencia de falla}$$

La nueva frecuencia de falla, es la esperada por la reducción de fallas por la aplicación del tratamiento (25%)

Costo total anual con tratamiento:

$$\text{Costo del tratamiento (USD)} + \text{Costo esperado anual con tratamiento}$$

Después de realizar el análisis económico para estos dos escenarios se realiza calcula el ahorro anual o flujo de caja en el año, entonces

Ahorro anual o F_t

$$F_t = \text{Costo esperado anual sin tratamiento} - \text{Costo total anual con tratamiento}$$

Para el calculo del VPN, se usa la siguiente expresión:

$$VPN = \sum_{t=1}^n \frac{F_t}{(1+i)^t}$$

Donde:

F_t = Ahorro anual o flujo de caja (USD)

i = Tasa de descuento (%)

n = Número de años de evaluación

Un VPN positivo indica que la implementación de los tratamientos químicos genera beneficios económicos superiores a los costos de inversión, evidenciando la viabilidad económica de su aplicación. Por el contrario, un VPN negativo indicaría que los costos superan los beneficios esperados y que no sería viable la aplicación del tratamiento químico.

4. Análisis de resultados

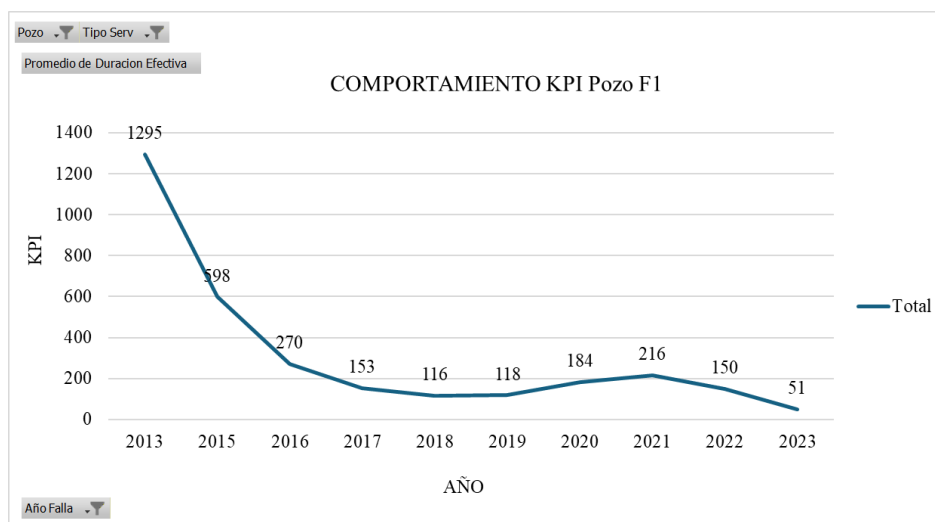
A continuación, se presentan el análisis de resultados de todos los objetivos propuestos en el trabajo de grado que consiste en realizar una metodología para la selección del tratamiento químico en pozos productores de petróleo para un campo ubicado en la cuenca del Valle Medio del Magdalena, que produce por re inyección de agua.

4.1 Selección o identificación de pozos

En primer lugar, se obtuvo una sábana de información correspondiente al histórico de fallas de los pozos del campo. A partir de este análisis preliminar, se seleccionaron aquellos pozos que presentaban un run life decreciente (también se calcula su KPI) el cual se asocia a una mayor frecuencia de fallas operacionales, siendo esta recurrencia la principal causa de la disminución en su tiempo efectivo de operación.

Figura 20

Pozo seleccionado por su comportamiento decreciente en su indicador Run Life.



Nota: Figura por autoría, data suministrada por empresa operadora el campo.

De esta manera se pudo obtener un consolidado de pozos, en donde se describe su sistema de levantamiento artificial, su run life promedio, bloque del pozo, potencial (BOPD) y su causa más frecuente de falla. (Ver Tabla 8)

Por otro lado, teniendo en cuenta los criterios de selección de los pozos descritos en la metodología del proyecto, en primer lugar, pudimos identificar aquellos pozos que contaban con un run life promedio por debajo del promedio general del campo (> 260 días), de los cuales salieron treinta y nueve (39) pozos.

Tabla 9

Pozos seleccionados cumplimiento del criterio 1.

POZO	RUN LIFE PROMEDIO
Pozo A5	85
Pozo B1	198
Pozo B3	161
Pozo B4	161
Pozo C1	118
Pozo C2	239
Pozo C6	163
Pozo E1	20
Pozo E2	203
Pozo E3	216
Pozo E4	217
Pozo F1	139
Pozo F2	137
Pozo F3	73
Pozo F7	154
Pozo F8	252
Pozo F10	111
Pozo F13	206
Pozo G1	135
Pozo G2	181

POZO	RUN LIFE PROMEDIO
Pozo G4	218
Pozo H1	168
Pozo H2	207
Pozo H3	112
Pozo H4	237
Pozo I0	41
Pozo I1	54
Pozo I2	61
Pozo I3	53
Pozo I4	53
Pozo I5	34
Pozo I6	50
Pozo J1	70
Pozo J2	50
Pozo J3	32
Pozo J4	56
Pozo J5	33
Pozo J6	90
Pozo J7	53

Nota: En la tabla 9, observamos los pozos seleccionados gracias al primer criterio de selección, pozos con un RL < 260 días, datos reales suministrados por la empresa operadora del campo.

En relación con el criterio 2 de selección de pozos, los resultados muestran que la totalidad de los pozos evaluados cumplen con este criterio, ya que todos presentan un potencial de producción de aceite neto (BOPD) superior a 30 barriles por día.

En cuanto al criterio 3 de selección de pozos, los resultados muestran que 32 pozos presentan causas de falla asociadas a los fluidos de producción o a condiciones del yacimiento, por lo cual fueron seleccionados para el desarrollo del estudio (Data obtenida por la sabana de histórico de fallas).

Tabla 10*Pozos seleccionados cumplimiento del criterio 3.*

POZO	CAUSA DE FALLAS
Pozo A2	Fluidos o yacimiento
Pozo A3	Fluidos o yacimiento
Pozo A4	Fluidos o yacimiento
Pozo A5	Fluidos o yacimiento
Pozo B1	Fluidos o yacimiento
Pozo B3	Fluidos o yacimiento
Pozo B4	Fluidos o yacimiento
Pozo C1	Fluidos o yacimiento
Pozo C4	Fluidos o yacimiento
Pozo C6	Fluidos o yacimiento
Pozo E1	Fluidos o yacimiento
Pozo E2	Fluidos o yacimiento
Pozo F1	Fluidos o yacimiento
Pozo F2	Fluidos o yacimiento
Pozo F8	Fluidos o yacimiento
Pozo F12	Fluidos o yacimiento
Pozo F13	Fluidos o yacimiento
Pozo G1	Fluidos o yacimiento
Pozo G2	Fluidos o yacimiento
Pozo G5	Fluidos o yacimiento
Pozo H1	Fluidos o yacimiento
Pozo H3	Fluidos o yacimiento
Pozo I2	Fluidos o yacimiento
Pozo I3	Fluidos o yacimiento
Pozo I4	Fluidos o yacimiento
Pozo I5	Fluidos o yacimiento
Pozo I6	Fluidos o yacimiento
Pozo J1	Fluidos o yacimiento
Pozo J2	Fluidos o yacimiento
Pozo J4	Fluidos o yacimiento
Pozo J5	Fluidos o yacimiento
Pozo J6	Fluidos o yacimiento

Nota: En la tabla 10, aparecen los pozos seleccionados gracias al criterio 3, pozos con causa de falla asociados a fluidos de producción e inyección, datos reales, suministrados por la empresa operadora del campo.

Finalmente, se presentan los 25 pozos seleccionados para el estudio, los cuales cumplen con los criterios de selección establecidos en la metodología del proyecto.

Tabla 11

Resultados de la selección de los pozos mediante los criterios propuestos.

POZO	BLOQUE	SLA	POTENCIAL	RUN LIFE PROMEDIO	CAUSA DE FALLAS	Criterio 1	Criterio 2	Criterio 3	Selección
Pozo A1	A	BM	36	269	Operación	Si	No	No	No
Pozo A2	A	BM	44	580	Fluidos o yacimiento	Si	No	Si	No
Pozo A3	A	BCP	40	586	Fluidos o yacimiento	Si	No	Si	No
Pozo A4	A	BCP	37	518	Fluidos o yacimiento	Si	No	Si	No
Pozo A5	A	BCP	37	85	Fluidos o yacimiento	Si	Si	Si	Si
Pozo B1	B	BES	35	198	Fluidos o yacimiento	Si	Si	Si	Si
Pozo B2	B	BCP	43	652	Desgaste Normal o Esperado	Si	No	No	No
Pozo B3	B	BCP	39	161	Fluidos o yacimiento	Si	Si	Si	Si
Pozo B4	B	BCP	40	161	Fluidos o yacimiento	Si	Si	Si	Si
Pozo C1	C	BM	44	118	Fluidos o yacimiento	Si	Si	Si	Si
Pozo C2	C	BM	32	239	Instalación	Si	Si	No	No
Pozo C3	C	BCP	37	375	Operación	Si	No	No	No
Pozo C4	C	BCP	36	870	Fluidos o yacimiento	Si	No	Si	No
Pozo C5	C	BCP	30	680	Desgaste normal o esperado	Si	No	No	No
Pozo C6	C	BM	45	163	Fluidos o yacimiento	Si	Si	Si	Si
Pozo D1	D	BM	43	398	Operación	Si	No	No	No
Pozo E1	E	BM	40	20	Fluidos o yacimiento	Si	Si	Si	Si
Pozo E2	E	BM	41	203	Fluidos o yacimiento	Si	Si	Si	Si
Pozo E3	E	BM	36	216	Completamiento	Si	Si	No	No
Pozo E4	E	BCP	40	217	Limitación/Operación/Desgaste	Si	Si	No	No
Pozo F0	F	BCP	41	456	Fluidos/Desgaste	Si	No	No	No
Pozo F1	F	BCP	31	139	Fluidos o yacimiento	Si	Si	Si	Si
Pozo F2	F	BM	36	137	Fluidos o yacimiento	Si	Si	Si	Si

POZO	BLOQUE	SLA	POTENCIAL	RUN LIFE PROMEDIO	CAUSA DE FALLAS	Criterio 1	Criterio 2	Criterio 3	Selección
Pozo F3	F	BM	37	73	Completamiento	Si	Si	No	No
Pozo F4	F	BCP	42	270	Operación	Si	No	No	No
Pozo F5	F	BCP	44	300	Limitación de la tecnología	Si	No	No	No
Pozo F6	F	BCP	44	261	Limitación/Operación/Desgaste	Si	No	No	No
Pozo F7	F	BCP	40	154	Limitación/Operación/Desgaste	Si	Si	No	No
Pozo F8	F	BES	34	252	Fluidos o yacimiento	Si	Si	Si	Si
Pozo F9	F	BCP	37	305	Limitación/Operación	Si	No	No	No
Pozo F10	F	BCP	33	111	Limitación/Operación	Si	Si	No	No
Pozo F11	F	BCP	44	330	Limitación/Operación/Desgaste	Si	No	No	No
Pozo F12	F	BCP	37	693	Fluidos o yacimiento	Si	No	Si	No
Pozo F13	F	BCP	31	206	Fluidos o yacimiento	Si	Si	Si	Si
Pozo F14	F	BCP	31	302	Limitación/Operación/Desgaste	Si	No	No	No
Pozo G1	G	BM	36	135	Fluidos o yacimiento	Si	Si	Si	Si
Pozo G2	G	BM	42	181	Fluidos o yacimiento	Si	Si	Si	Si
Pozo G3	G	BCP	38	1389	Desgaste/Operación	Si	No	No	No
Pozo G4	G	BCP	32	218	Limitación/Operación/Desgaste	Si	Si	No	No
Pozo G5	G	BCP	40	337	Fluidos o yacimiento	Si	No	Si	No
Pozo G0	G	BCP	37	538	Desgaste/Operación	Si	No	No	No
Pozo H1	H	BCP	30	168	Fluidos o yacimiento	Si	Si	Si	Si
Pozo H2	H	BCP	41	207	Limitación/Operación/Desgaste	Si	Si	No	No
Pozo H3	H	BCP	45	112	Fluidos o yacimiento	Si	Si	Si	Si
Pozo H4	H	BCP	38	237	/Desgaste/Limitación	Si	Si	No	No
Pozo I0	I	BM	146	41	Desgaste/Procedimiento	Si	Si	No	No

POZO	BLOQUE	SLA	POTENCIAL	RUN LIFE PROMEDIO	CAUSA DE FALLAS	Criterio 1	Criterio 2	Criterio 3	Selección
Pozo I1	I	BES	33	54	Desgaste/Falla perforaciones	Si	Si	No	No
Pozo I2	I	BM	80	61	Fluidos o yacimiento	Si	Si	Si	Si
Pozo I3	I	BM	67	53	Fluidos o yacimiento	Si	Si	Si	Si
Pozo I4	I	BM	50	53	Fluidos o yacimiento	Si	Si	Si	Si
Pozo I5	I	BM	130	34	Fluidos o yacimiento	Si	Si	Si	Si
Pozo I6	I	BM	71	50	Fluidos o yacimiento	Si	Si	Si	Si
Pozo J1	J	BM	48	70	Fluidos o yacimiento	Si	Si	Si	Si
Pozo J2	J	BM	96	50	Fluidos o yacimiento	Si	Si	Si	Si
Pozo J3	J	BM	80	32	Control	Si	Si	No	No
Pozo J4	J	BM	39	56	Fluidos o yacimiento	Si	Si	Si	Si
Pozo J5	J	BM	44	33	Fluidos o yacimiento	Si	Si	Si	No
Pozo J6	J	BM	62	90	Fluidos o yacimiento	Si	Si	Si	Si
Pozo J7	J	BM	85	53	Limitación/Configuración	Si	Si	No	No

Nota: En la tabla 11, observamos el compilado de pozos seleccionados para el estudio, en negrita los pozos seleccionados que cumplen con los criterios, con datos reales de campo, información suministrada por la empresa operadora del campo.

4.2 Descripción de los problemas en los pozos identificados.

Se dispuso de información correspondiente a los parámetros fisicoquímicos de los pozos, la cual fue proporcionada por la empresa operadora del campo. Estos datos constituyen la base del análisis realizado, permitiendo evaluar las condiciones de los fluidos de producción.

Figura 21

Sabana de datos fisicoquímicos de los pozos.

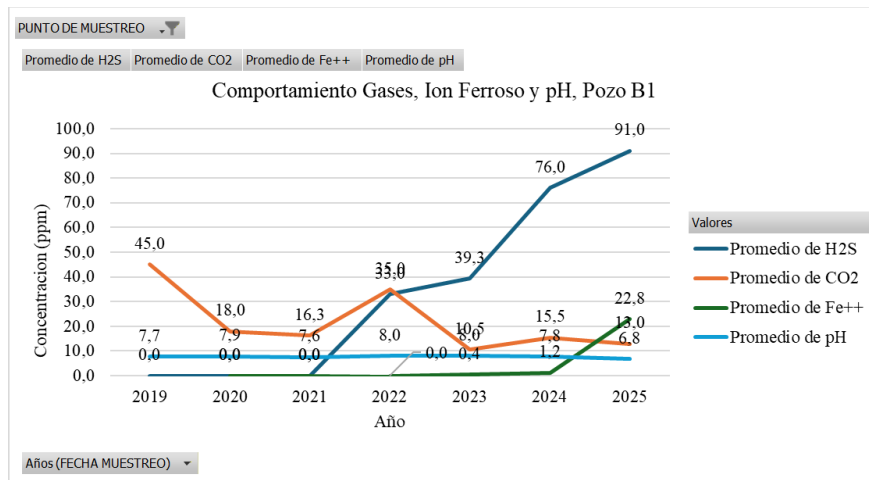
	G	H	I	J	K	L	M	N	O	P	Q	R	S	T
	BSW (%)	PRESIÓN (Psi)	CO ₂ (%v)	H ₂ S (ppm)	Vapor de Agua	T (°C)	pH	Fe ⁺⁺ (ppm)	ALK(ppm)	Residual Amina	CO ₂ (ppb)	O ₂ (ppb)	H ₂ S (ppm)	pH ₂
1	-	80	0.5	5	-	35	7.57	-	-	>1.0	12	-	0	7.57
2	-	80	0.5	5	-	40	-	-	-	-	16	-	0.1	-
3	-	50	0	6	-	50	8.29	0	-	-	13	-	0.23	8.29
4	-	60	0.5	1	-	46	7.47	0	-	-	10	-	0.21	7.47
5	-	90	0.5	3	-	54	7.26	0	-	-	30	-	0.15	7.26
6	-	89	0.5	0.5	NA	32	-	-	-	-	-	-	-	-
7	-	70	0	12	NA	48	7.54	3.416666667	-	-	10	0	0.490	7.54
8	-	70	0	14	NA	48	7.58	0.2	-	-	10	-	1.6	7.58
9	-	70	0.5	20	NA	50	6.62	3.666666667	-	-	11	-	0.000	6.62
10	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
11	-	60	0.3	10	NA	34	-	-	-	-	-	-	-	-
12	-	60	0.5	40	NA	46	6.88	2.83	-	-	11	-	0.350	6.88
13	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
14	-	65	0.5	0.1	NA	48	-	-	-	-	20	-	-	-
15	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
16	-	50	0.5	0.5	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
17	-	50	0.1	0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
18	-	50	0	0	NA	34	-	-	-	-	-	-	-	-

Nota: Figura de visualización de datos fisicoquímicos de los pozos del estudio, información suministrada por la empresa operadora del campo.

Con el fin de ilustrar la aplicación de la metodología del segundo objetivo, a continuación, se presenta el análisis detallado de un pozo representativo.

Figura 22

Grafica comportamiento de gases, Ion Fe⁺⁺ y pH, del pozo B1.

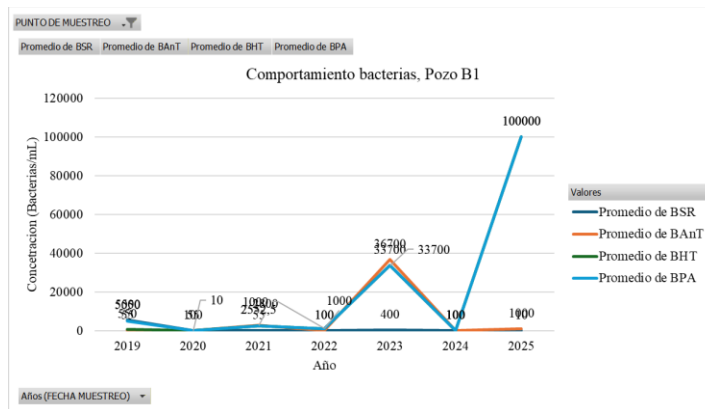


Nota: Figura por autoría, datos suministrados por la empresa operadora del campo.

El análisis gráfico de este pozo muestra un comportamiento del H₂S claro a lo largo del periodo analizado. Entre 2019 y 2021, las concentraciones de H₂S se mantuvieron en 0 ppm, valores inferiores al límite de dado por las normas estándares, indicando condiciones de bajo riesgo asociado. A partir de 2022, el H₂S supera dicho umbral, alcanzando valores de 33 ppm, lo que evidencia el inicio de condiciones acidas en el sistema. En los años posteriores, se observa un incremento sostenido del H₂S hasta 91 ppm en 2025, acompañado por un aumento significativo de Fe⁺⁺ y una disminución del pH, lo cual indica la presencia de posibles procesos de corrosión activa. El contenido de CO₂ no es relevante en el comportamiento ya que su valor es inferior a los límites.

Figura 23

Grafica comportamiento de contenido de Bacterias del Pozo B1.

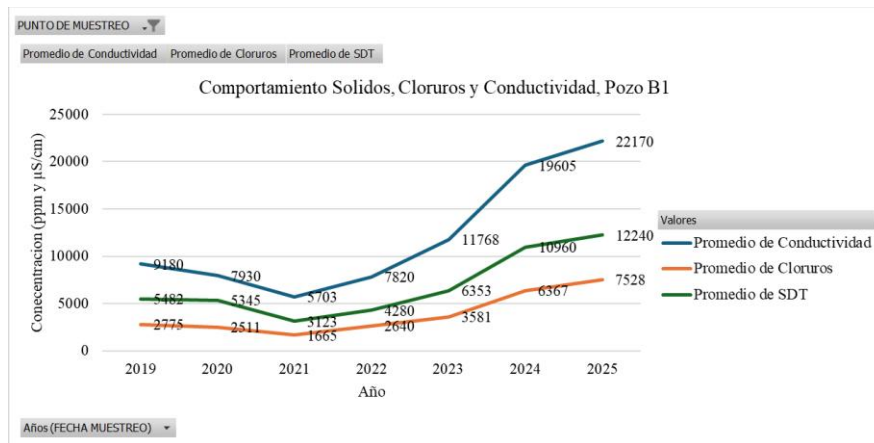


Nota: Figura por autoría, datos suministrados por la empresa operadora del campo.

Los resultados muestran que, en varios periodos, las concentraciones de bacterias superan ampliamente este límite, evidenciando una actividad microbiológica significativa. En particular, se identifican periodos con altas concentraciones de bacterias sulfato reductoras (BSR), asociadas a la generación de H_2S , así como incrementos severos de bacterias productoras de ácidos (BPA), las cuales favorecen posible corrosión microbiológicamente.

Figura 24

Comportamiento de cloruros SDT y conductividad del pozo B1.

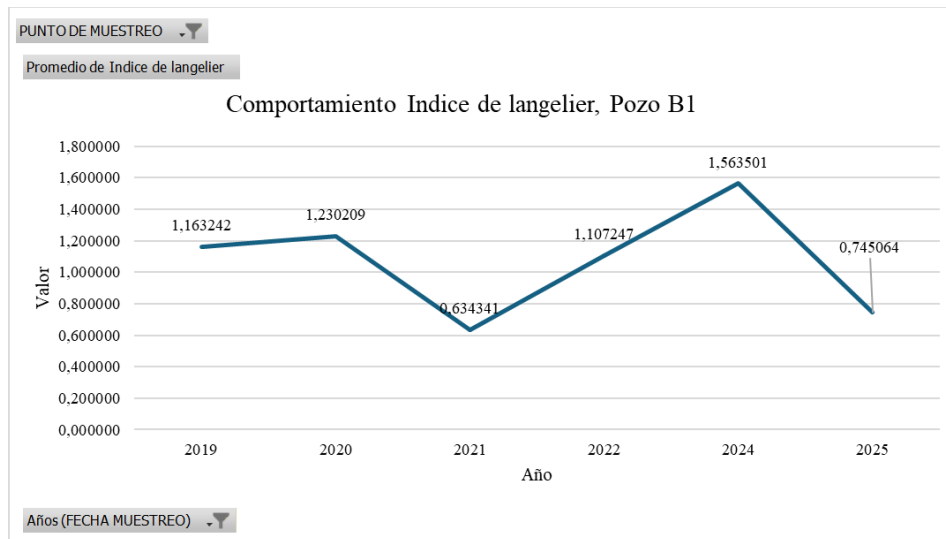


Nota: Figura por autoría, datos suministrados por la empresa operadora del campo.

El análisis gráfico de la conductividad, cloruros y sólidos disueltos totales (SDT) evidencia una variación significativa en la salinidad del agua producida a lo largo del periodo evaluado. Entre 2019 y 2021 se observa una tendencia decreciente en estas variables, indicando condiciones relativamente estables. No obstante, a partir de 2022 se presenta un cambio de tendencia, con incrementos progresivos y sostenidos hasta 2025. Los valores elevados de conductividad, cloruros y SDT registrados en los últimos años reflejan una mayor carga salina del sistema, lo cual favorece a posibles procesos de corrosión localizada e incrustaciones.

Figura 25

Comportamiento Índice de Langelier del Pozo B1.

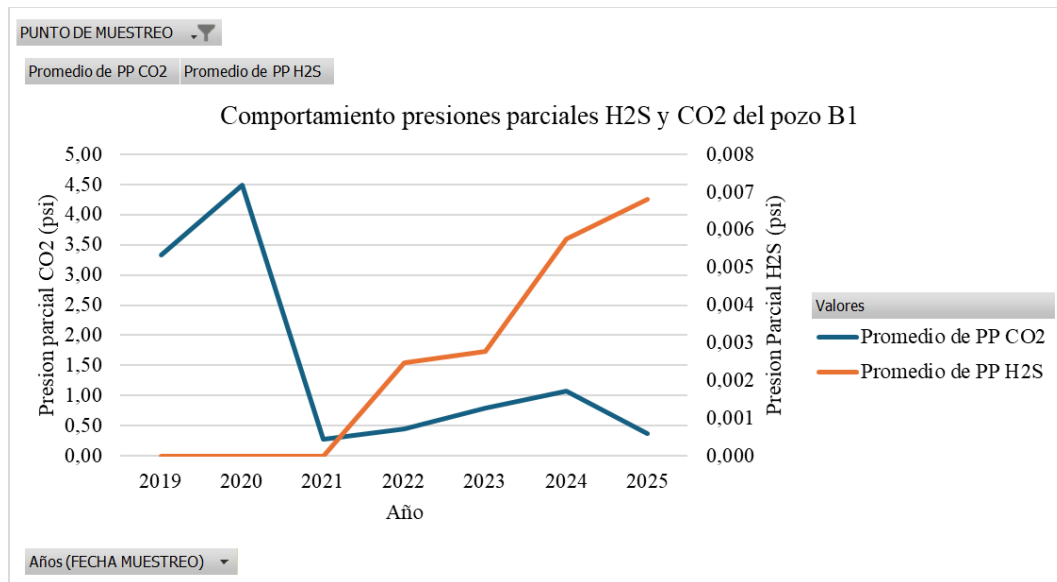


Nota: Figura por autoría, datos suministrados por la empresa operadora del campo.

El análisis gráfico del comportamiento del índice de Langelier muestra valores positivos durante todo el periodo analizado, lo que indica una tendencia general del sistema hacia posible formación de incrustantes. No obstante, se observan variaciones significativas en su magnitud. Entre 2019 y 2020, los valores del índice reflejan un potencial incrustante moderado, mientras que en 2021 se presenta una disminución del índice, evidenciando una condición menos estable. Posteriormente, en 2022 y especialmente en 2024, el índice alcanza valores más elevados, indicando un alto potencial de formación de incrustaciones. En 2025, aunque el índice permanece positivo, su reducción sugiere una condición mixta, en la cual pueden coexistir procesos de incrustación y corrosión, particularmente bajo la influencia de otros agentes agresivos presentes en el sistema.

Figura 26

Comportamiento presiones parciales del CO₂ y H₂S del pozo B1.



Nota: Figura por autoría, datos suministrados por la empresa operadora del campo.

Los resultados muestran que la presión parcial de CO₂ se mantiene por debajo del límite crítico durante todo el periodo analizado, indicando que este gas no constituye el agente corrosivo dominante del sistema. Por otro lado, la presión parcial de H₂S presenta un incremento progresivo a partir de 2022, superando el valor límite (NACE) desde 2024. Esta condición marca un posible sistema hacia la corrosión acida.

Una vez ilustrada la aplicación de la metodología mediante el análisis de un pozo representativo, a continuación, se presentan de manera resumida los resultados del análisis grafico obtenidos para el resto de los pozos seleccionados.

Tabla 12

Resultados de la descripción de los problemas identificados en los pozos seleccionados.

POZO	BLOQUE	SLA	POTENCIAL	RUN LIFE PROMEDIO	RESULTADOS ANALISIS GRAFICO
Pozo A5	A	BCP	37	85	Supera límite de Fe ⁺⁺ y con índice de langelier 1,4 (2024), pozo con tendencias a formas incrustaciones, por otro lado, pozo con alto contenido de bacterias BSR y BPA para el año 2022, se recomienda tratamiento anti incrustantes y tratamiento para bacterias.
Pozo B1	B	BES	35	198	Supera límite de H ₂ S (corrosión acida), también supera la presión parcial del después del año 2022, alto contenido de FE ⁺⁺ (2025), agua supera IL, incrustantes, alto contenido de bacterias BSR Y BPA para el año 2023 y alto contenido de cloruros y TDS para el año 2024 y 2025.
Pozo B3	B	BCP	39	161	Alto contenido de H ₂ S a partir del año 2023, su presión parcial esta fuera del límite. Alto contenido de concentración de bacterias BSR y BPA (2023), alto contenido de cloruros y SDT a partir del año 2023. IL fuera del límite mayor a 0, tiende a formar incrustantes.
Pozo B4	B	BCP	40	161	Alto contenido de bacterias BPA y BSR durante los últimos años. Alto contenido de Fe ⁺⁺ en el último año con IL fuera de limite, tiende a formar incrustantes.
Pozo C1	C	BM	44	118	Alto contenido de cloruros, SDT y bacterias BPA y BSR. Excede límite de h ₂ s para el año 2024. IL supera límite de 0, tiende a formar incrustantes.
Pozo C6	C	BM	45	163	Pozo no cuenta con monitoreo de fisicoquímicos, se recomienda su monitorio.
Pozo E1	E	BM	40	20	Supera el contenido de H ₂ S acompañado con superación del límite del PP H ₂ S, a partir del año 2023, de igual forma con sus cloruros y SDT. Alto contenido de bacterias BSR y BPA. Supera el límite IL>0, tiende a formar incrustantes.
Pozo E2	E	BM	41	203	Supera el contenido de H ₂ S, aunque su pp no (2024 y 2025). Alto contenido de bacterias BPA, supera límites de Cloruros y SDT, durante el año 2025.

POZO	BLOQUE	SLA	POTENCIAL	RUN LIFE PROMEDIO	RESULTADOS ANALISIS GRAFICO
Pozo F1	F	BCP	31	139	Aunque no hay mucha información de fisicoquímicos, se puede observar que supera límite de Fe ⁺⁺ , con IL, posible formación de incrustaciones. Alto contenido de bacterias BPA y BSR, junto con cloruros y SDT.
Pozo F2	F	BM	36	137	Supera límite de Fe ⁺⁺ , con IL, posible formación de incrustaciones. Supera límite de contenido de bacterias BPA y BSR en el año 2022.
Pozo F8	F	BES	34	252	Supera límite de contenido de bacterias BPA y BSR. IL > 0, posible formación de incrustaciones y cloruros y SDT, superan por el doble los límites.
Pozo F13	F	BCP	31	206	Supera límites de bacterias BPA durante todos los años y algunos de BSR. Año 2024 supera límites de cloruros y SDT, al igual que el contenido de H ₂ S. Su tendencia del IL, tiende a formar incrustantes.
Pozo G1	G	BM	36	135	Pozo no cuenta con monitoreo de fisicoquímicos, se recomienda su monitorio.
Pozo G2	G	BM	42	181	Alto contenido de bacterias BPA y BSR durante los últimos años. Alto contenido de Fe ⁺⁺ en el último año con IL fuera de límite, tiende a formar incrustantes.
Pozo H1	H	BCP	30	168	Supera límites de Fe ⁺⁺ , (pH bajo para el año 2025) el IL, es ligeramente corrosivo y neutra, supera límites por casi del triple de cloruros y SDT.
Pozo H3	H	BCP	45	112	Supera límites de contenido de bacterias BSR y BPA en el año 2022. Valor promedio superior al límite de cloruros y SDT, al igual que el IL, tiende a formar incrustantes.
Pozo I2	I	BM	80	61	Aunque no hay mucha información de fisicoquímicos, se puede observar que supera límite de H ₂ S junto con su presión parcial en el año 2024, posible corrosión acida.
Pozo I3	I	BM	67	53	Supera límites de PP y H ₂ S, posible corrosión acida. Supera límite de IL, tiende a formar incrustantes y excede los límites de contenido de bacterias BSR y BPA para el año 2022.

POZO	BLOQUE	SLA	POTENCIAL	RUN LIFE PROMEDIO	RESULTADOS ANALISIS GRAFICO
Pozo I4	I	BM	50	53	Supera límites de H2S y PP en los últimos años, posible corrosión acida. Excede los límites por casi el triple de contenido de cloruros y SDT, índice de langalier por debajo de 0, corrosión severa y a partir de cierto año tiende a formar incrustantes.
Pozo I5	I	BM	130	34	Excede límites de PP y H2S en los últimos años de monitoreo (2022), al igual que de bacterias BPA y BSR. Por más del triple excede el límite de contenido de cloruros y SDT, IL igualmente, tiende a formar incrustantes (Posible abandono en el año 2023).
Pozo I6	I	BM	71	50	Supera límites de contenido de H2S en los últimos años, en el año 2022, supera límites de contenido de bacterias BPA y BSR, además de su IL negativa, corrosión por MIC.
Pozo J1	J	BM	48	70	Aunque no hay mucha data de fisicoquímicos, se puede observar un exceso de límite del H2S junto con su presión parcial, posible corrosión acida.
Pozo J2	J	BM	96	50	Alto contenido de H2S en los últimos años, en cierto año excede la PP. Supera límite de bacterias BSR y BPA, en el año 2020 y sufre de alto contenido de cloruros y SDT en los últimos años.
Pozo J4	J	BM	39	56	Excede límites de H2S en los últimos años, alto contenido de bacterias BSR y BPA. Casi el doble de límite de contenido de cloruros y SDT, IL, fuera de limite, tiende a formar incrustantes.
Pozo J6	J	BM	20	90	Excede el límite de contenido de H2S al igual que su PP, posible corrosión acida. Supera el límite de contenido de bacterias en el año 2022, al igual que el índice de langelier, tiende a formar incrustantes.

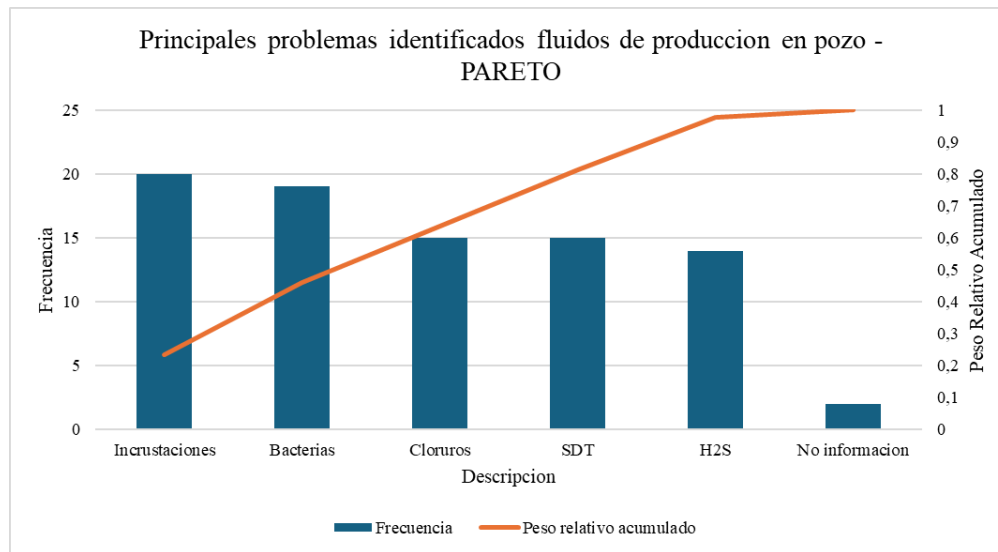
Nota: En la tabla 12, Observamos los resultados del objetivo 2 del proyecto, por elaboración propia y los demás datos suministrados por la empresa operadora del campo.

El resultado de los análisis gráficos consolidado de los pozos evaluados, se identifica que los principales problemas presentes están asociados al alto contenido de H₂S, la actividad bacteriana significativa, así como a elevadas concentraciones de cloruros y sólidos disueltos totales

(SDT), adicionalmente, se evidencia una tendencia a la formación de incrustaciones, la cual, en conjunto con las condiciones químicas y microbiológicas del sistema, contribuye a la posible ocurrencia de fallas asociados al daño por integridad y aseguramiento de flujo.

Figura 27

Principales problemas identificados en los fluidos de producción.



Nota: Figura por autoría, datos suministrados por la empresa operadora del campo.

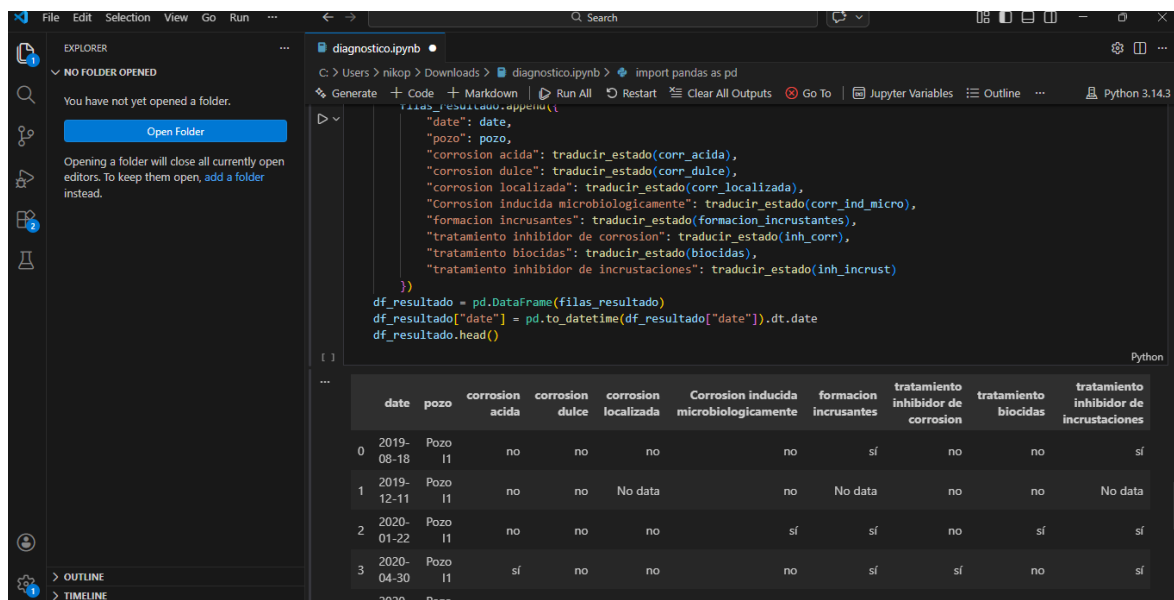
En la ilustración 27, el diagrama de Pareto se empleó como una herramienta de análisis para identificar los mecanismos de daño con mayor recurrencia en los pozos estudiados. Si bien todas las causas identificadas requieren acciones de mitigación, permite observar cuales son los problemas con más frecuencia en los pozos.

4.3 Planteamiento de la metodología para la selección del tratamiento químico en los pozos productores

Una vez desarrollada la metodología para la selección del tratamiento químico mediante la herramienta software propuesta, se procedió a aplicar el script de programación con la metodología, a la base de datos de parámetros fisicoquímicos de los pozos analizados. Este proceso permitió evaluar automáticamente las condiciones fisicoquímicas de cada pozo y compararlas con los límites establecidos en normas y criterios de la industria, con el fin de identificar los posibles mecanismos de daño asociados a la pérdida de integridad y aseguramiento de flujo.

Figura 28

Ejecución del script de programación con la metodología para la selección del tratamiento químico en pozos.



```
import pandas as pd
filas_resultado.append({
    "date": date,
    "pozo": pozo,
    "corrosion acida": traducir_estado(corr_acida),
    "corrosion dulce": traducir_estado(corr_dulce),
    "corrosion localizada": traducir_estado(corr_localizada),
    "Corrosion inducida microbiologicamente": traducir_estado(corr_ind_micro),
    "formacion incrustantes": traducir_estado(formacion_incrustantes),
    "tratamiento inhibidor de corrosion": traducir_estado(inh_corr),
    "tratamiento biocidas": traducir_estado(biocidas),
    "tratamiento inhibidor de incrustaciones": traducir_estado(inh_incrust)
})
df_resultado = pd.DataFrame(filas_resultado)
df_resultado["date"] = pd.to_datetime(df_resultado["date"]).dt.date
df_resultado.head()
```

	date	pozo	corrosion acida	corrosion dulce	corrosion localizada	Corrosion inducida microbiologicamente	formacion incrustantes	tratamiento inhibidor de corrosion	tratamiento biocidas	tratamiento inhibidor de incrustaciones
0	2019-08-18	Pozo I1	no	no	no	no	sí	no	no	sí
1	2019-12-11	Pozo I1	no	no	No data	no	No data	no	no	No data
2	2020-01-22	Pozo I1	no	no	no	sí	sí	no	sí	sí
3	2020-04-30	Pozo I1	sí	no	no	no	sí	sí	no	sí
	2020-	Pozo								

Nota: Figura del script de programación de autoría, datos suministrados por la empresa operadora del campo.

A partir de esta evaluación, la herramienta permitió clasificar los pozos según el tipo de problemática predominante, tales como corrosión ácida, corrosión dulce, procesos de incrustación o actividad bacteriana. Asimismo, el sistema generó recomendaciones preliminares del tipo de tratamiento químico más adecuado para cada caso, incluyendo inhibidores de corrosión, inhibidores de incrustaciones y biocidas.

Los resultados obtenidos fueron organizados y visualizados mediante una plantilla en Microsoft Excel, lo que permitió analizar de manera estructurada la relación entre los parámetros fisicoquímicos evaluados, el mecanismo de daño identificado y el tratamiento químico sugerido. A continuación, se presentan los principales resultados derivados de la aplicación de la metodología propuesta.

Tabla 13

Resultados de la metodología para la selección del tratamiento químico

Pozo	Corrosión ácida	Corrosión dulce	Corrosión localizada	Corrosión inducida microbiológicamente	Formaciones incrustantes	Tratamiento inhibidor de corrosión	Tratamiento biocidas	Tratamiento inhibidor de incrustaciones
Pozo A5	No	No	No	Si	Si	No	Si	Si
Pozo B1	Si	No	Si	Si	Si	Si	Si	Si
Pozo B3	Si	No	Si	Si	Si	Si	Si	Si
Pozo B4	No	No	No	Si	Si	No	Si	Si
Pozo C1	No	No	Si	Si	Si	Si	Si	Si
Pozo C6	No información							
Pozo E1	Si	No	Si	Si	Si	Si	Si	Si
Pozo E2	Si	No	Si	Si	Si	Si	Si	Si

Pozo	Corrosión ácida	Corrosión dulce	Corrosión localizada	Corrosión inducida microbiológica	Formaciones incrustantes	Tratamiento inhibidor de corrosión	Tratamiento biocidas	Tratamiento inhibidor de incrustaciones
Pozo F1	No	No	Si	Si	Si	Si	Si	Si
Pozo F2	No	No	No	Si	Si	No	Si	Si
Pozo F8	No	No	Si	Si	Si	Si	Si	Si
Pozo F13	Si	No	Si	Si	Si	Si	Si	Si
Pozo G1	No información							
Pozo G2	No	No	Si	Si	Si	Si	Si	Si
Pozo H1	No	No	Si	No	Si	Si	No	Si
Pozo H3	No	No	Si	Si	Si	Si	Si	Si
Pozo I2	Si	No	No	No	No	Si	No	No
Pozo I3	Si	No	No	Si	Si	Si	Si	Si
Pozo I4	Si	No	Si	Si	Si	Si	Si	Si
Pozo I5	Si	No	Si	No	Si	Si	No	Si
Pozo I6	Si	No	No	Si	No	Si	Si	No
Pozo J1	Si	No	No	No	No	Si	No	No
Pozo J2	Si	No	Si	Si	Si	Si	Si	Si
Pozo J4	Si	No	Si	Si	Si	Si	Si	Si
Pozo J6	Si	No	No	Si	Si	Si	Si	Si

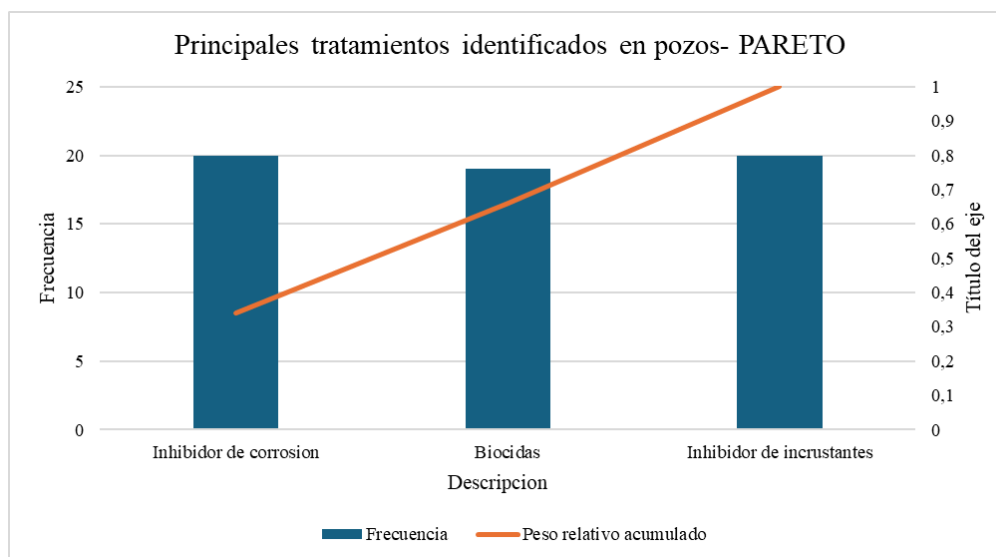
Nota: En la tabla 13, aparecen los resultados del objetivo 3 del proyecto, por mi autoría.

Los resultados de la ejecución del script permitieron identificar que un total de 20 pozos presentan condiciones asociadas a procesos de corrosión e incrustación, por lo que se recomienda la aplicación de tratamientos químicos basados en inhibidores de corrosión e inhibidores de incrustaciones con el fin de mitigar los efectos de estos mecanismos sobre la integridad de los equipos de producción.

Adicionalmente, se identificaron 19 pozos con presencia de condiciones favorables para el desarrollo de actividad bacteriana, lo cual puede generar procesos de corrosión microbiológicamente inducida. Para estos casos, la herramienta sugiere la aplicación de biocidas como tratamiento químico preventivo para controlar el crecimiento bacteriano y reducir los riesgos asociados a la degradación de los materiales.

Figura 29

Distribución de tratamientos químicos requeridos en los pozos evaluados.



Nota: Figura por autoría, datos suministrados por la empresa operadora del campo.

Estos resultados evidencian que los mecanismos de daño más relevantes dentro de los pozos analizados corresponden a procesos de corrosión, incrustación y actividad bacteriana, lo cual resalta la importancia de implementar estrategias de tratamiento químico adecuadas que permitan preservar la integridad y el aseguramiento de flujo de los sistemas de producción y reducir la probabilidad de fallas operacionales.

Adicional, Se identificaron pozos en los cuales no fue posible proponer un tratamiento químico debido a la ausencia de información fisicoquímica del sistema de producción y/o agua de inyección. Estos pozos fueron clasificados como no evaluables dentro de la metodología, dado que no cumplen con los criterios mínimos requeridos para un diagnóstico confiable. Se recomienda la adquisición de datos mediante campañas de muestreo y análisis de parámetros fisicoquímicos, con el fin de permitir su evaluación en etapas futuras. Adicionalmente, estos pozos pueden ser priorizados con base en su comportamiento operativo o cercanía a pozos con problemáticas similares.

4.4. Análisis de resultado del costo/beneficio por la aplicación del tratamiento químico en los pozos productores

Con base en la metodología planteada, se realizó el análisis económico de la implementación de tratamientos químicos en los pozos que presentan problemas de corrosión, incrustaciones y actividad bacteriana. Para ello, se estimaron los costos de aplicación de los tratamientos y los beneficios económicos asociados a la reducción de intervenciones correctivas en los pozos.

A partir de estos valores se calcularon los flujos de caja proyectados para un periodo de cuatro años, los cuales fueron utilizados para determinar el Valor Presente Neto (VPN) del proyecto.

Para la realización del análisis económico, se tomaron valores promedio (costos de tratamiento, inyección de tratamiento, etc.) usados en la industria petrolera o en diversos estudios. En un estudio

de manejo de incrustaciones se reporta un costo aproximado de 8 USD/galón para inhibidores de incrustaciones, con una dosificación cercana a 2.75 gal/día para un pozo que produce más de 600 BWPD de agua (Vance, 2017). En operaciones petroleras se reportan costos aproximados de 11 USD/galón para biocidas y entre 9 – 15 USD/galón para inhibidor de incrustantes con dosis cercanas a 0.5 gal por cada 1000 gal de fluido tratado dependiendo del sistema (Smith, 2018).

Tabla 14

Valores técnicos para el análisis económico con respecto a los tratamientos químicos en general del campo.

Tratamiento	Costo (USD/ Galón)	Dosificación (ppm)	Dosificación (gal/bbl)
Biocida	11	35	0,0015
Inhibidor de corrosión	14	40	0,0017
Inhibidor de incrustantes	8	30	0,0013

Nota: En la tabla 14, Observamos algunos valores técnicos como el costo del tratamiento químico (Smith, 2018) y la dosificación valores reales usados en campo, que son suministrados por la empresa operadora del campo.

Para la estimación del consumo de tratamiento químico, no se empleó directamente una tasa fija de inyección (gal/día), sino que se definió una dosificación en función del volumen de fluido tratado (ppm) A partir de esta dosificación y de la tasa de producción de cada pozo, se calculó el consumo diario de químico, permitiendo una representación más realista y escalable del tratamiento.

Por otro lado, consideró un precio del crudo de 72 USD/barril, Se asumió un costo de workover de 115.000 USD por intervención y un tiempo de parada de 4 días por evento.

En el escenario sin tratamiento se estimó una frecuencia de 4 fallas por año, mientras que con la aplicación del tratamiento químico se consideró una reducción de fallas del 20 %, disminuyendo a 3,2 fallas anuales. El análisis económico se realizó para un periodo de 4 años utilizando una tasa de descuento del 15 % para el cálculo del valor presente neto.

Tabla 15

Supuestos técnicos para el análisis económico

Supuestos técnicos	
Precio WTI (USD)	72
Precio Workover (USD)	115.000
Días de parada (días)	4
Frecuencia de falla sin tratamiento	4
Reducción de fallas por el tratamiento (%)	20
Nueva frecuencia de falla con tratamiento	3,2
Años de análisis o tratamiento	4
Tasa de descuento (%)	15

Nota: En la tabla 15, seleccionados algunos supuestos técnicos para la realización del análisis económico, estos supuestos técnicos son datos reales promedio usados en campo, datos suministrados por la empresa operadora del campo.

El análisis económico se realizó con un horizonte de cuatro años, considerando que los tratamientos químicos en pozos corresponden a estrategias operacionales de corto y mediano plazo. Además, las condiciones fisicoquímicas del sistema de producción y los programas de tratamiento suelen reevaluarse periódicamente durante la vida productiva del pozo.

Se utilizó una tasa de descuento del 15 %, valor comúnmente empleado en evaluaciones económicas de proyectos petroleros, con el fin de considerar el riesgo asociado a la variabilidad de los precios del crudo, la incertidumbre operativa y las condiciones de producción del pozo.

Se asumió una reducción del 20 % en la frecuencia de fallas, considerando que la aplicación de tratamientos químicos contribuye a disminuir problemas operativos asociados a corrosión, incrustaciones y actividad bacteriana, los cuales representan causas comunes de intervenciones en pozos productores

Por último, se presentan los resultados del análisis económico de los pozos evaluados, expresados en términos de Valor Presente Neto (VPN). Dichos resultados fueron obtenidos mediante la aplicación de la metodología propuesta, la cual considera los costos asociados a la implementación de tratamientos químicos y los beneficios derivados de la reducción de fallas operativas.

Los cálculos se realizaron con base en los parámetros previamente definidos, incluyendo el horizonte de análisis, la tasa de descuento y la reducción estimada en la frecuencia de fallas. Con el fin de facilitar la interpretación de los resultados, estos se presentan de manera resumida en las siguientes tablas.

Tabla 16

Análisis económico de los pozos teniendo en cuenta el escenario sin tratamiento.

Pozo	Potencial (BOPD)	Perdida por parada de producción	Costo total por evento	Costo esperado anual sin tratamiento
Pozo A5	37	\$ 10.656	\$ 125.656	\$ 502.624
Pozo B1	35	\$ 10.080	\$ 125.080	\$ 500.320
Pozo B3	39	\$ 11.232	\$ 126.232	\$ 504.928
Pozo B4	40	\$ 11.520	\$ 126.520	\$ 506.080
Pozo C1	44	\$ 12.672	\$ 127.672	\$ 510.688
Pozo E1	40	\$ 11.520	\$ 126.520	\$ 506.080
Pozo E2	41	\$ 11.808	\$ 126.808	\$ 507.232
Pozo F1	31	\$ 8.928	\$ 123.928	\$ 495.712
Pozo F2	36	\$ 10.368	\$ 125.368	\$ 501.472
Pozo F8	34	\$ 9.792	\$ 124.792	\$ 499.168
Pozo F13	31	\$ 8.928	\$ 123.928	\$ 495.712
Pozo G2	42	\$ 12.096	\$ 127.096	\$ 508.384
Pozo H1	30	\$ 8.640	\$ 123.640	\$ 494.560
Pozo H3	45	\$ 12.960	\$ 127.960	\$ 511.840
Pozo I2	80	\$ 23.040	\$ 138.040	\$ 552.160
Pozo I3	67	\$ 19.296	\$ 134.296	\$ 537.184
Pozo I4	50	\$ 14.400	\$ 129.400	\$ 517.600
Pozo I5	130	\$ 37.440	\$ 152.440	\$ 609.760
Pozo I6	71	\$ 20.448	\$ 135.448	\$ 541.792
Pozo J1	48	\$ 13.824	\$ 128.824	\$ 515.296
Pozo J2	96	\$ 27.648	\$ 142.648	\$ 570.592
Pozo J4	39	\$ 11.232	\$ 126.232	\$ 504.928
Pozo J6	62	\$ 17.856	\$ 132.856	\$ 531.424

Nota: En la tabla 16, Resultados del análisis económico teniendo en cuenta aquellos pozos malos actores sin la aplicación del tratamiento químico, de mi autoría y con datos suministrados por la empresa operadora del campo.

Teniendo en cuenta la concentración o dosificación de cada tratamiento químico, se realizó la operación que permita calcular la tasa de inyección o consumo del tratamiento requerida para tratar la cantidad de volumen producido por pozo.

Tabla 17

Consumo o tasa de inyección de cada tratamiento químico por pozo.

Pozo	Potencial (BPD)	Consumo Biocida (gal/día)	Consumo Inhi. De corrosión (gal/día)	Consumo Inhi. de incrustación (gal/día)
Pozo A5	195	0,29	0,33	0,25
Pozo B1	184	0,27	0,31	0,23
Pozo B3	205	0,30	0,34	0,26
Pozo B4	211	0,31	0,35	0,27
Pozo C1	232	0,34	0,39	0,29
Pozo E1	211	0,31	0,35	0,27
Pozo E2	216	0,32	0,36	0,27
Pozo F1	163	0,24	0,27	0,21
Pozo F2	189	0,28	0,32	0,24
Pozo F8	179	0,26	0,30	0,23
Pozo F13	163	0,24	0,27	0,21
Pozo G2	221	0,32	0,37	0,28
Pozo H1	158	0,23	0,27	0,20
Pozo H3	237	0,35	0,40	0,30
Pozo I2	421	0,62	0,71	0,53
Pozo I3	353	0,52	0,59	0,44
Pozo I4	263	0,39	0,44	0,33
Pozo I5	684	1,01	1,15	0,86
Pozo I6	374	0,55	0,63	0,47
Pozo J1	253	0,37	0,42	0,32
Pozo J2	505	0,74	0,85	0,64
Pozo J4	205	0,30	0,34	0,26
Pozo J6	326	0,48	0,55	0,41

Nota: En la tabla 17, los valores de dosificación del tratamiento por pozo teniendo en cuenta su capacidad de producción total, tabla hecha por autoría, y con datos suministrados por la empresa operadora del campo.

Teniendo en cuenta este cálculo de tasas de inyección podemos calcular ahora si, el escenario por pozo teniendo en cuenta el tratamiento químico.

Tabla 18*Análisis económico de los pozos teniendo en cuenta el escenario con tratamiento.*

Pozo	Tratamiento1 (Biocida)	Tratamiento2 (Scale inhibitor)	Tratamiento3 (Inhi de corrosión)	Costo tratamiento	Costo esperado anual con tratamiento	costo total anual con tratamiento
Pozo A5	\$ 4.597,39	\$ 2.865,90	-	\$ 7.463,29	\$ 402.099,20	\$ 409.562,49
Pozo B1	\$ 4.348,88	\$ 2.710,99	\$ 6.325,64	\$ 13.385,51	\$ 400.256,00	\$ 413.641,51
Pozo B3	\$ 4.845,89	\$ 3.020,82	\$ 7.048,57	\$ 14.915,28	\$ 403.942,40	\$ 418.857,68
Pozo B4	\$ 4.970,15	\$ 3.098,27	-	\$ 8.068,42	\$ 404.864,00	\$ 412.932,42
Pozo C1	\$ 5.467,16	\$ 3.408,10	\$ 7.952,24	\$ 16.827,50	\$ 408.550,40	\$ 425.377,90
Pozo E1	\$ 4.970,15	\$ 3.098,27	\$ 7.229,31	\$ 15.297,73	\$ 404.864,00	\$ 420.161,73
Pozo E2	\$ 5.094,40	\$ 3.175,73	\$ 7.410,04	\$ 15.680,17	\$ 405.785,60	\$ 421.465,77
Pozo F1	\$ 3.851,86	\$ 2.401,16	\$ 5.602,71	\$ 11.855,74	\$ 396.569,60	\$ 408.425,34
Pozo F2	\$ 4.473,13	\$ 2.788,45	-	\$ 7.261,58	\$ 401.177,60	\$ 408.439,18
Pozo F8	\$ 4.224,63	\$ 2.633,53	\$ 6.144,91	\$ 13.003,07	\$ 399.334,40	\$ 412.337,47
Pozo F13	\$ 3.851,86	\$ 2.401,16	\$ 5.602,71	\$ 11.855,74	\$ 396.569,60	\$ 408.425,34
Pozo G2	\$ 5.218,65	\$ 3.253,19	\$ 7.590,77	\$ 16.062,61	\$ 406.707,20	\$ 422.769,81
Pozo H1	-	\$ 2.323,71	\$ 5.421,98	\$ 7.745,68	\$ 395.648,00	\$ 403.393,68
Pozo H3	\$ 5.591,42	\$ 3.485,56	\$ 8.132,97	\$ 17.209,94	\$ 409.472,00	\$ 426.681,94
Pozo I2	-	-	\$ 14.458,61	\$ 14.458,61	\$ 441.728,00	\$ 456.186,61
Pozo I3	\$ 8.325,00	\$ 5.189,61	\$ 12.109,09	\$ 25.623,69	\$ 429.747,20	\$ 455.370,89
Pozo I4	\$ 6.212,68	\$ 3.872,84	\$ 9.036,63	\$ 19.122,16	\$ 414.080,00	\$ 433.202,16
Pozo I5	-	\$ 10.069,39	\$ 23.495,24	\$ 33.564,63	\$ 487.808,00	\$ 521.372,63
Pozo I6	-	-	\$ 12.832,02	\$ 12.832,02	\$ 433.433,60	\$ 446.265,62
Pozo J1	-	-	\$ 8.675,17	\$ 8.675,17	\$ 412.236,80	\$ 420.911,97
Pozo J2	\$ 11.928,35	\$ 7.435,86	\$ 17.350,33	\$ 36.714,54	\$ 456.473,60	\$ 493.188,14

Pozo	Tratamiento1 (Biocida)	Tratamiento2 (Scale inhibitor)	Tratamiento3 (Inhi de corrosión)	Costo tratamiento	Costo esperado anual con tratamiento	costo total anual con tratamiento
Pozo J4	\$ 4.845,89	\$ 3.020,82	\$ 7.048,57	\$ 14.915,28	\$ 403.942,40	\$ 418.857,68
Pozo J6	\$ 7.703,73	\$ 4.802,32	\$ 11.205,42	\$ 23.711,48	\$ 425.139,20	\$ 448.850,68

Nota: En la tabla 18, Resultados del análisis económico teniendo en cuenta aquellos pozos malos actores

con la aplicación del tratamiento químico, de mi autoría y con datos suministrados por la empresa operadora del campo

Tabla 19

Análisis económico del VPN, por pozos, por la aplicación del tratamiento químico.

Pozo	Ahorro anual	V 1	VP 2	VP 3	VP 4	VP total por pozo
Pozo A5	\$ 93.061,51	\$ 80.923,05	\$ 70.367,87	\$ 61.189,45	\$ 53.208,22	\$ 265.688,60
Pozo B1	\$ 86.678,49	\$ 75.372,60	\$ 65.541,39	\$ 56.992,51	\$ 49.558,71	\$ 247.465,21
Pozo B3	\$ 86.070,32	\$ 74.843,75	\$ 65.081,53	\$ 56.592,63	\$ 49.210,98	\$ 245.728,89
Pozo B4	\$ 93.147,58	\$ 80.997,89	\$ 70.432,95	\$ 61.246,05	\$ 53.257,43	\$ 265.934,32
Pozo C1	\$ 85.310,10	\$ 74.182,70	\$ 64.506,69	\$ 56.092,78	\$ 48.776,33	\$ 243.558,49
Pozo E1	\$ 85.918,27	\$ 74.711,54	\$ 64.966,56	\$ 56.492,66	\$ 49.124,05	\$ 245.294,81
Pozo E2	\$ 85.766,23	\$ 74.579,33	\$ 64.851,59	\$ 56.392,69	\$ 49.037,12	\$ 244.860,73
Pozo F1	\$ 87.286,66	\$ 75.901,45	\$ 66.001,26	\$ 57.392,40	\$ 49.906,43	\$ 249.201,53
Pozo F2	\$ 93.032,82	\$ 80.898,11	\$ 70.346,18	\$ 61.170,59	\$ 53.191,82	\$ 265.606,69
Pozo F8	\$ 86.830,53	\$ 75.504,81	\$ 65.656,36	\$ 57.092,48	\$ 49.645,64	\$ 247.899,29
Pozo F13	\$ 87.286,66	\$ 75.901,45	\$ 66.001,26	\$ 57.392,40	\$ 49.906,43	\$ 249.201,53
Pozo G2	\$ 85.614,19	\$ 74.447,12	\$ 64.736,63	\$ 56.292,72	\$ 48.950,19	\$ 244.426,65
Pozo H1	\$ 91.166,32	\$ 79.275,06	\$ 68.934,83	\$ 59.943,33	\$ 52.124,64	\$ 260.277,86
Pozo H3	\$ 85.158,06	\$ 74.050,49	\$ 64.391,73	\$ 55.992,81	\$ 48.689,40	\$ 243.124,41
Pozo I2	\$ 95.973,39	\$ 83.455,12	\$ 72.569,67	\$ 63.104,06	\$ 54.873,10	\$ 274.001,95
Pozo I3	\$ 81.813,11	\$ 71.141,83	\$ 61.862,46	\$ 53.793,45	\$ 46.776,91	\$ 233.574,65
Pozo I4	\$ 84.397,84	\$ 73.389,43	\$ 63.816,89	\$ 55.492,95	\$ 48.254,74	\$ 240.954,01
Pozo I5	\$ 88.387,37	\$ 76.858,58	\$ 66.833,55	\$ 58.116,13	\$ 50.535,76	\$ 252.344,02
Pozo I6	\$ 95.526,38	\$ 83.066,42	\$ 72.231,67	\$ 62.810,15	\$ 54.617,52	\$ 272.725,76
Pozo J1	\$ 94.384,03	\$ 82.073,07	\$ 71.367,89	\$ 62.059,03	\$ 53.964,38	\$ 269.464,37
Pozo J2	\$ 77.403,86	\$ 67.307,70	\$ 58.528,44	\$ 50.894,29	\$ 44.255,91	\$ 220.986,34
Pozo J4	\$ 86.070,32	\$ 74.843,75	\$ 65.081,53	\$ 56.592,63	\$ 49.210,98	\$ 245.728,89

Pozo J6	\$	82.573,32	\$	71.802,89	\$	62.437,30	\$	54.293,30	\$	47.211,57	\$	235.745,05
										VPN TOTAL	\$	5.763.794,09

Nota: En la tabla 19, Resultados del análisis económico teniendo en cuenta los dos escenarios sin tratamiento y con tratamiento, y sus posibles ahorros, de autoría y datos suministrados por la empresa operadora del campo.

A partir de los resultados presentados en las tablas, se observa que los valores de Valor Presente Neto (VPN) disminuyen a medida que aumenta el horizonte de evaluación. Este comportamiento se debe al efecto de la tasa de descuento, la cual reduce el valor de los flujos de caja futuros al traerlos a valor presente. No obstante, todos los escenarios evaluados presentan valores de VPN positivos, lo que indica que la implementación de los tratamientos químicos es económicamente viable en el periodo analizado.

El análisis arroja un VPN total de los pozos, aproximado de 5.8 millones de dólares, evidenciando un impacto económico significativo asociado principalmente a la reducción de fallas operativas y la disminución de intervenciones tipo workover. Estos resultados permiten concluir que la aplicación de la metodología propuesta contribuye a la optimización económica de la operación de los pozos evaluados.

5. Conclusiones

La metodología propuesta usando la herramienta software permitió identificar de manera efectiva los principales problemas de corrosión presentes en los pozos, destacándose la formación de incrustaciones en un mayor porcentaje en todos los pozos (87%), la corrosión inducida microbiológicamente (78%) y los procesos de corrosión en sus diferentes formas (87%). Además, generando los principales tratamientos químicos para tratar dichos problemas (inhibidor de incrustantes, biocidas e inhibidor de corrosión).

La aplicación de los criterios de selección establecidos permitió identificar 25 pozos con desempeño inferior al promedio del campo, caracterizados principalmente por presentar fallas recurrentes asociadas a los fluidos de producción e inyección, un life promedio menor, lo que evidencia la relación directa entre las condiciones fisicoquímicas y la integridad operativa de los sistemas.

El análisis de los parámetros fisicoquímicos evidenció que los principales problemas que afectan los pozos corresponden a altos contenidos de H_2S , presencia de bacterias, elevados niveles de cloruros y sólidos disueltos totales (SDT), así como formación de incrustaciones, confirmando la coexistencia de múltiples mecanismos de daño.

El análisis económico demostró que, aunque el Valor Presente Neto (VPN) disminuye a lo largo del tiempo debido a la tasa de descuento y los costos asociados, el proyecto mantiene valores positivos, alcanzando un VPN total aproximado de 5.8 millones de dólares, lo que indica su viabilidad económica evaluado en este periodo.

6. Recomendaciones

Se recomienda realizar un monitoreo continuo de los parámetros fisicoquímicos de los fluidos de producción, especialmente H₂S, bacterias, cloruros y sólidos disueltos totales (SDT), en todos los pozos para identificar la presencia de mecanismos de daño y ajustar oportunamente los tratamientos químicos.

Se recomienda implementar una prueba piloto en los 3 a 5 pozos con mayor nivel de criticidad, aplicando los tratamientos químicos propuestos y evaluando su desempeño mediante la medición del Run Life antes y después de la intervención, en un periodo de 6 a 12 meses. Esta validación permitiría contrastar el supuesto de reducción del 20% en la frecuencia de fallas con datos reales de campo, así como fortalecer la confiabilidad y aplicabilidad de la metodología desarrollada.

Se recomienda establecer un protocolo de monitoreo posterior a la implementación de los tratamientos químicos, que incluya la definición de frecuencias de análisis de agua, evaluación de corrosión (por ejemplo, mediante cupones) y medición de residual de químicos. Esto permitiría contar con criterios objetivos para evaluar la efectividad del tratamiento, así como para optimizar y ajustar las dosis en función de las condiciones reales del campo.

Se recomienda complementar la metodología desarrollada con variables operacionales adicionales, como temperatura, presión y BSW, ya que eran datos que no se supieron en la data suministrada, todo esto con el fin de mejorar la precisión en la selección de tratamientos químicos.

Se recomienda incorporar un índice de priorización por pozo. La metodología actual entrega el tipo de tratamiento recomendado, pero no establece un orden de intervención entre los 25 pozos seleccionados. Sería valioso incluir un índice compuesto (puntaje ponderado de Run Life, potencial de producción y severidad fisicoquímica) que permita al operador priorizar cuáles pozos tratar primero con los recursos disponibles.

Se recomienda diferenciar el modo de aplicación del químico según el SLA. El campo tiene tres sistemas de levantamiento: BCP (62%), BM (29%) y BES (9%) . La metodología recomienda el tipo de químico, pero no diferencia el modo de aplicación según el sistema (ej. batch por anular para BM, capilar dedicado para BES, inyección en cabeza para BCP). Esta distinción es operativamente crítica porque determina la factibilidad y el costo de implementación.

Referencias bibliográficas

- Amaya Bohorquez, M., Martinez Galindo , R., Ariza Leon, E., & Baraja Ferreira, C. (2012). Aplicación de un tratamiento químico para el control de parafinas en la tubería de producción en el crudo del campo escuela colorado. *El Reventon Energetico*, 10(1), 5-12.
- Arboleda, B. A. (2020). *Desarrollo de una red neuronal artificial para la prediccion de la tendencia corrosiva e inrcustante en tuberias de produccion de petroleo [Tesis de pregrado, Escuela Politecnica Nacional]*. Repositorio Digital, Quito. Obtenido de <http://bibdigital.epn.edu.ec/handle/15000/20837>
- Branco, D. J. (2022). *Optimización del Costo de Levantamiento en Sistemas de Levantamiento Artificial Tipo [Tesis de pregrado, Universidad Industrial de Santander]*. Repositorio Institucional, Bucaramanga. Obtenido de <https://noesis.uis.edu.co/handle/20.500.14071/10078>
- Calderon, O. F. (2021). *Diseño e implementacion de un programa de tratamiento quimico para el control de corrosion interna en pozos productores de crudo [Tesis de Especializacion, Universidad Pedagogico Y Tecnologica de Colombia]*. Repositorio Institucional, Tunja.
- Calle, L. T. (2017). *Estudio de la velocidad de corrosion en una tuberia de produccion de petroleo con relacion a la dosificacion de un inhibidor quimico [Tesis de pregrado, Escuela Politecnica Nacional]*. Repositorio Digital, Quito. Obtenido de <http://bibdigital.epn.edu.ec/handle/15000/17032>

- Cardozo Rodriguez, N. A., & Pabon Rojas, L. M. (2009). *Análisis de falla de pozos de bombeo electrosumergible en el campo Cantagallo [Tesis de pregrado, Universidad Industrial de Santander]*. Repositorio Institucional, Bucaramanga. Obtenido de <https://noesis.uis.edu.co/handle/20.500.14071/22736>
- Carll, J. F. (1880). The Geology of the Oil Regions of Warren, Venango, Clarion, and Butler Counties. *Second Geological Survey of Pennsylvania*.
- Carreras, N. S. (2024). *Caracterizacion de fluido y propuesta de tratamiento de pozo productor [Tesis de pregrado, Universidad Nacional de Comahue]*. Repositorio digital, Neuquen. Obtenido de <https://rdi.uncoma.edu.ar/handle/uncomaid/18197>
- Castaño, S. R. (2019). *Analisis de falla en separadores de gas de las bombas electrosumergibles (ESP) en los pozos petroleros [Tesis de pregrado, Univerisdad de los Andes]*. Repositorio Institucional, Bogota. Obtenido de <https://hdl.handle.net/1992/45078>
- Castellanos, D. M. (2015). *Procedimiento para la caracterización de los indicadores del proceso de inyección de agua del yacimiento IBBS 101 del campo Boscán de la cuenca del lago Maracaibo [Tesis de pregrado, Instituto Superior Minero Metalurgico "Dr. Antonio Nuñez Jimenez"]*. Repositorio Digital, Cabimas.
- ECP. (2020). *Hoja de vida del indicador Run Life*.
- Ferrer, M. P. (2001). *Inyeccion de agua y gas en yacimientos petroliferos*. Maracaibo.
- Forrest, C. J. (1971). *The Reservoir Engineering Aspects of Waterflooding*. Richardson: Society of Petroleum Engineers.
- Heidersbach, R. (2011). *Metallurgy and Corrosion Control in Oil and Gas Production*. Wiley.

- International Organization for Standardization (ISO). (2020). *ISO 15156-2 Petroleum and Natural Gas industries-Material for use in H₂S containing environments in oil and gas production. PART 2: Cracking-resistant carbon and low-alloy steels and the use of cast irons.*
- Jordan, M. M., Brennett, B., Mokogwu, I., & ChampionX. (2023). Injectivity Aid Qualification to Field Application for Produced Water ReInjection. A North Case of Study. *SPE(SPE-213826-MS)*, 2-3. doi:<https://doi.org/10.2118/213826-MS>
- Larrea, A., & Malavé, K. (2009). *Resumen para el CICYT "Estudio de problemas de incrustantes y evaluacion de quimicos anti-incrustantes en nucleos seleccionados para diseños de tratamientos tipo Squeeze, a las areniscas U y T del campo Shushufindi"* [Tesis de grado, ESPOL]. Escuela Superior Politecnica del Litoral, Ecuador. Obtenido de <http://www.dspace.espol.edu.ec/handle/123456789/252>
- Larrea, A., & Malavé, K. (s.f.). *Resumen para el CICYT "Estudio de problemas de incrustaciones y evaluacion de quimicos anti-incrustantes en nucleos seleccionados para diseños de tratamientos tipo Squeeze, a las areniscas U y T Del campo Shushufindi"*.
- Lemus, J. F. (2021). *Metodología para la estimación de la agresividad de las aguas de producción petrolera en tuberías de aceros AISI-SAE 1020* [Tesis de Maestria, Universidad Pedagógica y Tecnológica de Colombia. Repositorio Digital, Bogota. Obtenido de <http://repositorio.uptc.edu.co/handle/001/8543>
- Luna, A. V. (2020). *Diagnostico y solucion de las fallas operativas presentadas en sistemas de bombeo electrosumergible (BES) - Cartas Amperimetricas-* [Tesis de pregrado, Unidades Tecnológicas de Santander]. Repositorio Digital, Bucaramanga.

- Miranda, M. I. (2024). *Análisis de falla en el sistema de levantamiento artificial por bombeo mecánico para la optimización de la producción del sector Santa Paula en la provincia de Santa Elena [Tesis de Pregrado, Universidad Estatal Península de Santa Elena]*. Repositorio Digital, La Libertad. Obtenido de <https://repositorio.upse.edu.ec/handle/46000/10786>
- Molinares Abaunza, G. A., & Torres González, N. C. (2024). *Implementación de la metodología de análisis de causa raíz (ACR) para la reducción del índice de fallas en la sarta de varilla de los pozos con bombeo de cavidad progresiva en Campo La Cira-Infantas de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena*. Repositorio Digital, Bogota. Obtenido de <https://hdl.handle.net/20.500.11839/9394>
- Monroy, M., Gutierrez, J., Prada, J., Jose Luis Martin, Rubiano, E., Labrador, S., . . . Occidental de Colombia Inc. (2015). Failure Index Reduction Strategy for Artificial Lift Systems in Cira Infantas Field. *SPE(SPE-173950-MS)*. doi:<https://doi-org.bibliotecavirtual.uis.edu.co/10.2118/173950-MS>
- NACE INTERNATIONAL. (2018). *NACE SP0106 "Control of Internal Corrosion in Steel Pipelines and Piping Systems"*. NACE.
- NACE INTERNATIONAL. (2018). *NACE SP0775 "Preparation, Installation, Analysis, and Interpretation of Corrosion Coupons in Oilfield Corporations"*.
- Nava, J., & Sanchez, J. (2012). *Tratamiento químico anti incrustante en los pozos productores de crudo del campo Barua Motatan [Tesis de pregrado, Universidad Rafael Urdaneta]*. Repositorio Digital, Maracaibo.

- Pachecho, Y. A. (2019). *Control de corrosion en un pozo con alta tendencia de daño por mecanismos combinados de daño interno [Monografía de maestría, Universidad Pedagógica y Tecnológica de Colombia]*. Repositorio Digital, Tunja.
- Palacios, C. A. (2003). Risk Based Corrosion Management System for Oilfield Production Installations - Development, Methodology and Application. *NACE INTERNATIONAL*.
- Perdomo, F. J. (2020). *Analisis de falla por corrosion de un sistema de levantamiento artificial (Bombeo Electrosumergible) de un pozo petrolero*. Repositorio Digital, Tunja. Obtenido de <http://repositorio.uptc.edu.co/handle/001/3228>
- Perez, I. F. (2023). *Metodología para el diagnóstico de problemas asociados a la operación de sistema de bombeo por cavidades progresivas aplicado en un campo colombiano [Tesis de pregrado, Universidad Industrial de Santander]*. Repositorio Digital, Bucaramanga. Obtenido de <https://noesis.uis.edu.co/handle/20.500.14071/14779>
- Popoola Taofeek, L., Sheshu Grema, A., Kayode Latinwo, G., Gutti, B., & Saheed Balogun, A. (2013). Corrosion problems during oil and gas production and its mitigation. *International Journal of Industrial Chemistry*, 4(35). Obtenido de <https://link.springer.com/article/10.1186/2228-5547-4-35>
- Ramirez, M. (2004). *Bombeo electrosumergible: Analisis, Diseño, Optimizacion y Trouble Shooting*. Maturin: Esp oil engineering consultants.
- Revie, R., & Uhlig, H. (2008). *Corrosion and Corrosion Control (4ta Ed)*. New Jersey.

- Sanchez, A. X. (2018). *Evaluacion de un inhibidor de incrustacion para evitar taponamiento de las lineas de produccion en una plataforma petrolera [Tesis de pregrado, Fundacion Univerisdad de America]*. Repositorio Institucional, Bogota.
- Scotto, V., Cintio, R., & Marcenaro, G. (1985). The influence of marine aerobic microbial film on stainless steel corrosion behaviour. *Corrosion Science*, 25(3), 185-194. doi:[https://doi.org/10.1016/0010-938X\(85\)90094-0](https://doi.org/10.1016/0010-938X(85)90094-0)
- Stanko, M. (2022). *Petroleum Production Systems [Norwegian University of Science and Technology]*. Throndeim: NTNU.
- Villamizar, E. J. (2023). *Consolidación de plan de gestión de integridad mecánica en línea troncal encargada de la recolección de crudo extraído en diferentes pozos con corrosividad interna y externa previamente establecida [Tesis de especializacion, UPTC]*. Repositorio Digital, Bogota. Obtenido de <https://repositorio.uptc.edu.co//handle/001/9270>