

Pregrado

Carrera: PETRÓLEO

Asignatura (UIC): UNIDAD DE
INTEGRACION CURRICULAR

Trabajo de titulación previo a la obtención del

Título en:

ECNÓLOGO SUPERIOR EN PETRÓLEO

Tema: Analizar el Tratamiento y su disposición final
Del agua de formación producida en el campo gacela
Y payamino del bloque 7 del año 2019 al año 2024 para
Favorecer el incremento de petróleo.

Autor/s: Ernesto Efrain Chacama Angamarca

Tutor: ING. Luis Álvarez

Fecha: 14-03-2025

AUTOR: ERNESTO EFRAIN CHACAMA ANGAMARCA

Título a obtener: Tecnólogo Superior en Petróleo



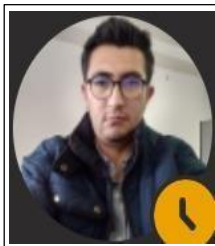
Matriz: Sangolquí - Ecuador

Correo electrónico: efrain.fanaty@uotlook.com

DIRIGIDO POR: LUIS ALVAREZ

Título: INGENIERO

Matriz: Sangolquí -Ecuador



Correo electrónico: luis.alvarez@ister.edu.ec

MATRIZ SANGOLQUÍ: Av. Atahualpa 1701 y 8 de Febrero

Telf: 0960052734 / 023524576 / 022331628

    www.ister.edu.ec / info@ister.edu.ec

Todos los derechos reservados.

Queda prohibida, salvo excepción prevista en la Ley, cualquier forma de reproducción, distribución, comunicación pública y transformación de esta obra para fines comerciales, sin contar con autorización de los titulares de propiedad intelectual. La infracción de los derechos mencionados puede ser constitutiva de delito contra la propiedad intelectual. Se permite la libre difusión de este texto con fines académicos investigativos por cualquier medio, con la debida notificación a los autores.

©2024 Tecnológico Universitario
Rumiñahui SANGOLQUÍ –
ECUADOR

Analizar el Levantamiento, Tratamiento y Disposición final del agua de Formación Producida en el Campo Gacela y Payamino del Bloque 7 del año 2019 al 2024 para Favorecer el Incremento de Producción de Petróleo.

FORMULARIO PARA ENTREGA DE PROYECTOS EN BIBLIOTECA INSTITUTO SUPERIOR TECNOLÓGICO RUMIÑAHUI CON CONDICIÓN DE UNIVERSITARIO

CT-ANX-2024-ISTER-1

CARRERA:

TECNOLOGÍA SUPERIOR EN PETROLEOS

AUTOR:

ERNESTO EFRAIN CHACAMA ANGAMARCA

TUTOR:

ÁLVAREZ LAZO LUIS ALFREDO

CONTACTO ESTUDIANTE:

CELULAR: 0939775828

CORREO ELECTRÓNICO:

ernesto.chacama@ister.edu.ec

TEMA:

ANALIZAR EL LEVANTAMIENTO, TRATAMIENTO Y DISPOSICIÓN FINAL DEL AGUA DE FORMACIÓN PRODUCIDA EN EL CAMPO GACELA Y PAYAMINO DEL BLOQUE 7 DEL AÑO 2019 AL 2024 PARA FAVORECER EL INCREMENTO DE PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO.

OPCIÓN DE TITULACIÓN:

UNIDAD DE INTEGRACIÓN CURRICULAR Y PROYECTO.

RESUMEN:

El objetivo general de este estudio fue analizar el levantamiento, tratamiento y disposición final del agua de formación en los campos Gacela y Payamino, Bloque 7, para favorecer el incremento de la producción de petróleo. La metodología empleada se basó en la Guía del Project Management Institute (PMI), que permitió estructurar y gestionar el proyecto de manera eficiente, asegurando un análisis exhaustivo y sistemático de cada fase del proceso. Se llevaron a cabo cálculos específicos para determinar la eficiencia de los sistemas de inyección y reinyección de agua, la reducción del corte de agua, la eficiencia del tratamiento del agua de formación, y el impacto en la producción de crudo y la presión en los yacimientos. Los resultados más relevantes muestran que la Alternativa 1: Nanofiltración e

IA ofrece una eficiencia superior en el tratamiento del agua de formación, alcanzando un 95%, con una reducción del corte de agua del 30% y un incremento en la producción de crudo del 15%. Además, se observó un aumento del 20% en la presión del yacimiento tras la reinyección de agua, lo que demuestra la efectividad de esta alternativa para optimizar las operaciones. La Alternativa 2: Biorremediación y Automatización presentó beneficios en la reducción de efluentes, pero su eficiencia general fue inferior. En conclusión, la Alternativa 1 se destaca como la opción más viable para maximizar la producción y asegurar la sostenibilidad a largo plazo en los campos Gacela y Payamino.

Palabras clave: Agua de formación, nanofiltración, reinyección, producción de petróleo.

PALABRAS CLAVE:

El agua (BSW) de formación en estos campos contiene una mezcla compleja de sales disueltas, minerales y compuestos orgánicos, lo que exige tecnologías avanzadas para su tratamiento eficaz y seguro.

.

ABSTRACT:

Los campos Gacela y Payamino presentan una alta producción de agua de formación, lo que complica significativamente la operatividad de los pozos y aumenta los costos de tratamiento y disposición final.

PALABRAS CLAVE:

Biorremediación y Automatización

Nanofiltración e IA

Tecnológicamente, la Alternativa 1 destaca por incrementar la eficiencia operativa, reduciendo el corte de agua en 30%.



SOLICITUD DE PUBLICACIÓN DEL TRABAJO DE TITULACIÓN

CT-ANX-2024-ISTER-2

Sres.-
INSTITUTO SUPERIOR TECNOLÓGICO RUMIÑAHUI CON CONDICIÓN DE
UNIVERSITARIO

Presente

A través del presente me permito aceptar la publicación del trabajo de titulación de la Unidad de Integración Curricular en el repositorio digital "DsPace" de los estudiantes: CHACAMA ANGAMARCA ERNESTO EFRAIN, con C.I 220025726-5 alumno de la Carrera TECNOLOGIA SUPERIOR EN PETROLEOS

El trabajo ha sido revisado las similitudes en el software "TURNITING" y cuenta con un porcentaje máximo de 15%; motivo por el cual, el Trabajo de titulación es publicable.

Atentamente,

CHACAMA ANGAMARCA ENESTO EFRAIN

CI: 2200257265

MSc. Elizabeth Ordoñez
DIRECTORA DE DOCENCIA

MSc. Mónica Loachamín
COORDINADORA DE TITULACIÓN

Fecha del Informe 08 / 11 / 2024

MATRIZ SANGOLQUÍ: Av. Atahualpa 1701 y 8 de Febrero
Telf: 0960052734 / 023524576 / 022331628
www.ister.edu.ec / info@ister.edu.ec



CARTA DE CESIÓN DE DERECHOS DEL TRABAJO DE TITULACIÓN

CT-ANX-2024-ISTER-6-6.2

Sangolquí, 06 de diciembre de 2024

MSc. Elizabeth Ordoñez
DIRECTORA DE DOCENCIA

MSc. Mónica Loachamín
COORDINADORA DE TITULACIÓN

**INSTITUTO SUPERIOR TECNOLÓGICO RUMIÑAHUI CON CONDICIÓN DE
UNIVERSITARIO**

Presente

Por medio de la presente, yo CHACAMA ANGAMARCA ERNESTO EFRAIN, declaro y acepto en forma expresa lo siguiente: Ser autor del trabajo de titulación denominado ANALIZAR EL LEVANTAMIENTO, TRATAMIENTO Y DISPOSICIÓN FINAL DEL AGUA DE FORMACIÓN PRODUCIDA EN EL CAMPO GACELA Y PAYAMINO DEL BLOQUE 7 DEL AÑO 2019 AL 2024 PARA FAVORECER EL INCREMENTO DE PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO, de la Tecnología Superior en Petróleos; y a su vez manifiesto mi voluntad de ceder al Instituto Superior Tecnológico Rumiñahui con condición de Universitario los derechos de reproducción, distribución y publicación de dicho trabajo de titulación, en cualquier formato y medio, con fines académicos y de investigación.

Esta cesión se otorga de manera no exclusiva y por un periodo indeterminado. Sin embargo, conservo los derechos morales sobre mi obra.

En fe de lo cual, firmo la presente.

Atentamente,

ERNESTO EFRAIN CHACAMA
C.I. 220025726-5

MATRIZ SANGOLQUÍ: Av. Atahualpa 1701 y 8 de Febrero
Telf: 0960052734 / 023524576 / 022331628
www.ister.edu.ec / info@ister.edu.ec

ÍNDICE GENERAL

RESUMEN	9
CAPÍTULO I	10
INTRODUCCIÓN	10
1.1. Planteamiento del Problema	11
1.2 Justificación	13
1.3 Alcance	15
1.4 Objetivos General y Específicos	16
CAPÍTULO II	18
MARCO TEÓRICO	18
CAPITULO III	35
DISEÑO E IMPLEMENTACIÓN	35
CAPITULO IV	64
PRUEBAS, RESULTADOS Y DISCUSIÓN	64
CAPITULO V	85

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	85
BIBLIOGRAFÍA	88

RESUMEN

El objetivo general de este estudio fue analizar el levantamiento, tratamiento y disposición final del agua de formación en los campos Gacela y Payamino, Bloque 7, para favorecer el incremento de la producción de petróleo. La metodología empleada se basó en la Guía del Project Management Institute (PMI), que permitió estructurar y gestionar el proyecto de manera eficiente, asegurando un análisis exhaustivo y sistemático de cada fase del proceso. Se llevaron a cabo cálculos específicos para determinar la eficiencia de los sistemas de inyección y reinyección de agua, la reducción del corte de agua, la eficiencia del tratamiento del agua de formación, y el impacto en la producción de crudo y la presión en los yacimientos. Los resultados más relevantes muestran que la Alternativa 1: Nanofiltración e IA ofrece una eficiencia superior en el tratamiento del agua de formación, alcanzando un 95%, con una reducción del corte de agua del 30% y un incremento en la producción de crudo del 15%. Además, se observó un aumento del 20% en la presión del yacimiento tras la reinyección de agua, lo que demuestra la efectividad de esta alternativa para optimizar las operaciones. La Alternativa 2: Biorremediación y Automatización presentó beneficios en la

reducción de efluentes, pero su eficiencia general fue inferior. En conclusión, la Alternativa 1 se destaca como la opción más viable para maximizar la producción y asegurar la sostenibilidad a largo plazo en los campos Gacela y Payamino.

Palabras clave: Agua de formación, nanofiltración, reinyección, producción de petróleo.

CAPÍTULO I

INTRODUCCIÓN

El manejo del agua de formación en los campos petroleros es una tarea de vital importancia para la sostenibilidad y eficiencia de las operaciones. En los campos Gacela y Payamino, ubicados en la Provincia de Orellana, Ecuador, esta tarea adquiere una relevancia particular debido a la alta producción de agua junto con el petróleo. Este proyecto se enfoca en analizar el levantamiento, tratamiento y disposición final del agua de formación en estos campos, que forman parte del Bloque 7 y han sido operados por diversas empresas como Texaco, British Petroleum, ORIX Ecuador Energy Company, Perenco, Petroamazonas y Petroecuador.

El agua de formación, presente en los yacimientos junto con el petróleo y el gas, contiene altas concentraciones de sales disueltas, minerales y otros compuestos orgánicos e inorgánicos, lo que representa un desafío significativo para su gestión. La extracción, tratamiento y disposición adecuada de esta agua son cruciales para evitar la contaminación

del suelo y cuerpos de agua subterránea, protegiendo así el medio ambiente y las comunidades locales.

En el contexto del Bloque 7, los campos Gacela y Payamino cuentan con diversas formaciones productoras y utilizan varios sistemas de levantamiento artificial, como el bombeo electro sumergible y el bombeo hidráulico, para incrementar la producción cuando la presión del yacimiento no es suficiente. Las estaciones de procesamiento en estos campos están equipadas con instalaciones para la separación de gas, petróleo y agua, tanques de almacenamiento temporales y sistemas de seguridad que protegen la integridad de las operaciones. La eficiencia en el manejo del agua de formación es esencial no solo para cumplir con las normativas ambientales, sino también para mejorar la operatividad de los pozos y reducir los costos operativos a largo plazo.

Este proyecto busca desarrollar estrategias efectivas para la gestión del agua de formación, evaluando las tecnologías actuales y proponiendo mejoras basadas en el análisis de datos históricos y tendencias recientes. La implementación de tecnologías avanzadas y la optimización de recursos son aspectos clave para minimizar el impacto ambiental y mejorar la sostenibilidad de las operaciones petroleras en los campos Gacela y Payamino.

1.1. Planteamiento del Problema

En las operaciones de extracción de petróleo del Bloque 7, se enfrenta un desafío significativo con la gestión del agua de formación que se produce junto con el petróleo y otros fluidos. Este problema no radica únicamente en la alta producción de agua (BSW), sino en la necesidad de implementar un adecuado levantamiento, tratamiento y disposición final de esta agua para minimizar su impacto en la operación y en el medio ambiente.

La producción de agua de formación puede deberse a diversas causas, como la proximidad de los pozos a acuíferos o la conificación del agua hacia el pozo en casos de alta tasa de producción. Este fenómeno reduce la cantidad de petróleo extraído y disminuye la rentabilidad del pozo debido a los costos adicionales de extracción, separación y tratamiento del agua. Además, la presencia de agua de formación incrementa la necesidad de infraestructura adicional para su manejo adecuado.

La fractura natural del yacimiento y la permeabilidad aumentada de las capas portadoras de agua también contribuyen a este problema, causando desgaste y deterioro en los equipos de extracción y tratamiento, lo que incrementa la frecuencia de mantenimiento

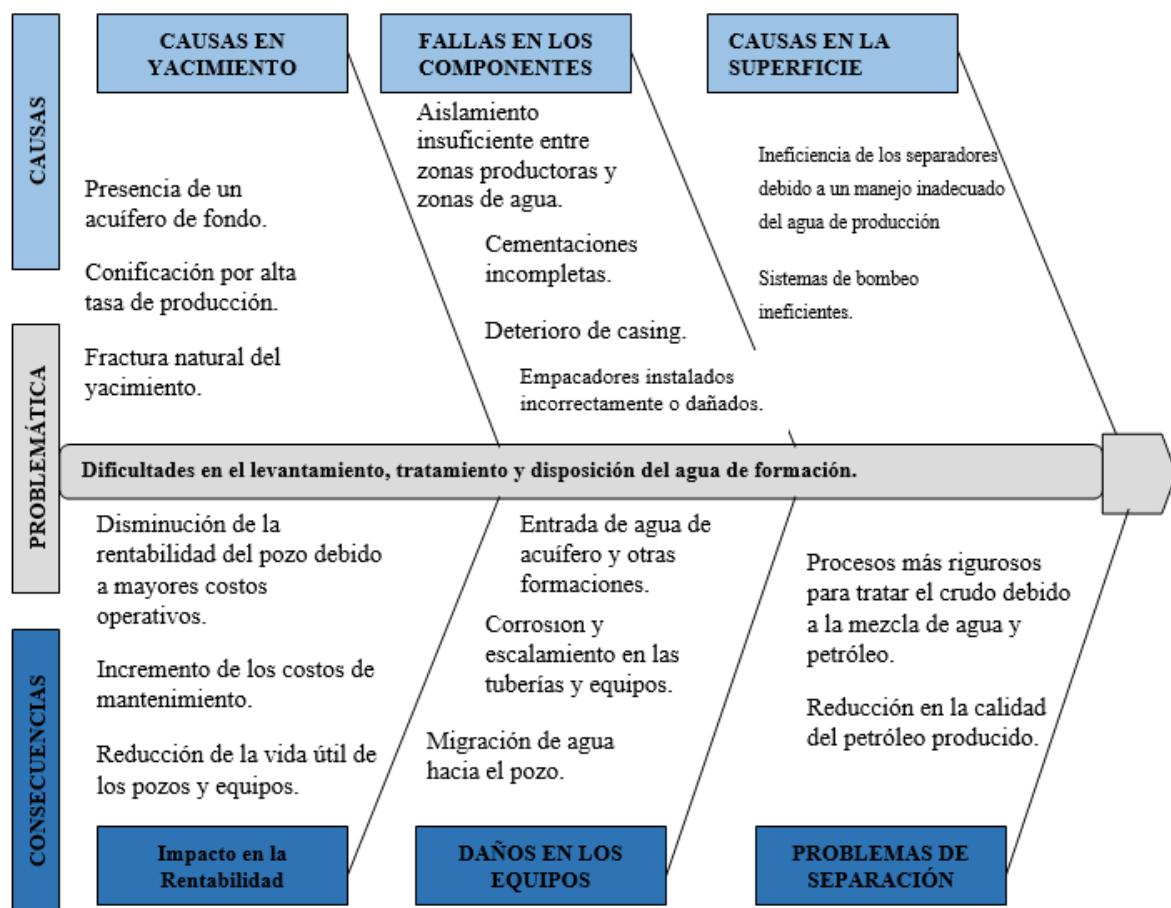
y la probabilidad de fallos. El mal aislamiento entre zonas productoras y zonas de agua, cementaciones incompletas o deterioros en el casing permiten la entrada de agua no deseada al pozo.

El agua de formación contiene sales y otros compuestos que pueden causar corrosión y escalamiento en las tuberías y equipos, reduciendo su vida útil y eficiencia. Problemas en la completación, como empacadores mal instalados o dañados y malas intervenciones de pozo, pueden permitir la migración de agua hacia el pozo.

1.2.1. Causas y consecuencias

Figura 1

Diagrama de causa-efecto



Nota. Elaborado por los autores

1.2 Justificación

La gestión adecuada del agua de formación en los campos Gacela y Payamino, Bloque 7, es fundamental para asegurar la sostenibilidad y eficiencia de las operaciones

petroleras. Este proyecto se centra en el levantamiento, tratamiento y disposición final del agua de formación, con el objetivo de minimizar su impacto ambiental y mejorar la operatividad de los pozos. La alta producción de agua de formación presenta desafíos significativos, ya que su manejo inadecuado puede llevar a la contaminación del suelo y cuerpos de agua subterránea, afectando negativamente a las comunidades cercanas y al medio ambiente.

El tratamiento del agua de formación es crucial para cumplir con las normativas ambientales y operativas. Mediante la implementación de tecnologías avanzadas, se busca asegurar que el agua tratada cumpla con los estándares requeridos antes de su disposición final o reinyección. La adopción de estas tecnologías no solo mejora la eficiencia operativa, sino que también reduce los costos asociados a la gestión del agua de formación a largo plazo. La reinyección segura del agua tratada en formaciones geológicas ayuda a mantener la presión del yacimiento, contribuyendo a una operación más sostenible. La optimización de recursos es otro aspecto clave de este proyecto. Al tratar el agua de formación de manera eficiente, se pueden reducir los costos operativos y minimizar el uso de equipos adicionales en superficie para la separación y tratamiento. Esto permite una gestión más eficiente y sostenible de los recursos disponibles, mejorando la eficiencia operativa y reduciendo el impacto ambiental.

La realización de este proyecto es fundamental para optimizar la gestión del agua de formación en los campos Gacela y Payamino del Bloque 7, desde 2019 hasta 2024. La alta producción de agua de formación presenta desafíos ambientales y operativos que requieren tecnologías avanzadas para su tratamiento y disposición final. Este proyecto busca minimizar el impacto ambiental, cumplir con las normativas vigentes y reducir costos operativos a largo plazo mediante la implementación de procesos eficientes y sostenibles, asegurando así la viabilidad de las operaciones petroleras en estos campos. La gestión eficiente del agua de formación contribuye directamente al incremento de la producción, ya que al mantener la presión del yacimiento mediante la reinyección de agua tratada, se optimiza la extracción de hidrocarburos, asegurando un flujo constante y sostenido de producción. La implementación de tecnologías avanzadas para el tratamiento del agua de formación mejora la eficiencia operativa, permitiendo un manejo más eficaz del agua producida, reduciendo tiempos de inactividad y optimizando el uso de recursos, lo que se traduce en una operación más fluida y menos costosa. La gestión adecuada del agua de formación es esencial para mantener altos estándares de seguridad operativa, ya que la

correcta disposición y tratamiento del agua minimiza los riesgos de contaminación y accidentes ambientales, protegiendo tanto a los trabajadores como al entorno natural.

La automatización de los procesos de tratamiento y disposición del agua de formación permite un control más preciso y eficiente de las operaciones, reduciendo la intervención humana y el margen de error, y mejorando la consistencia y calidad del tratamiento, garantizando el cumplimiento de las normativas. La adopción de tecnologías avanzadas y la optimización de los procesos de tratamiento del agua de formación conducen a una reducción significativa en los costos operativos, mejorando la eficiencia y minimizando el uso de equipos adicionales, logrando ahorros importantes que contribuyen a la sostenibilidad económica del proyecto.

1.3 Alcance

El proyecto se centra en el análisis del levantamiento, tratamiento y disposición final del agua de formación en los campos Gacela y Payamino, Bloque 7, desde el año 2019 hasta el año 2024. El análisis incluirá la evaluación de datos históricos y actuales, la eficiencia de las tecnologías de tratamiento y la efectividad de los métodos de disposición final.

Escenarios

Escenario 1: Análisis de Datos Históricos y Actuales

- **Actividades:**
 - o Recopilación de datos de producción de agua de formación desde 2019 hasta 2024.
 - o Análisis de volúmenes de agua producida, tecnologías de levantamiento artificial utilizadas (BES, BH).
- **Resultados Esperados:**
 - o Volúmenes de Agua Producida: Aproximadamente 100,000 barriles de agua por día en promedio.
 - o Tecnologías Utilizadas: Evaluación de eficiencia de BES y BH, con un desempeño de aproximadamente 85% en la extracción de fluidos.
 - o Impacto en Producción: Identificación de una tendencia de aumento del 5% anual en la producción de agua de formación.

Escenario 2: Evaluación de Tecnologías de Tratamiento

- **Actividades:**

- o Evaluación de tecnologías actuales de tratamiento del agua de formación, como sistemas biológicos y químicos.
- Resultados Esperados:
 - o Eficiencia de Tratamiento: Comparación de tecnologías, con eficiencias esperadas entre el 70% y el 90%.
 - o Costos Operativos: Análisis de costos, estimando una reducción del 20% al implementar tecnologías más eficientes.
 - o Reducción de Impacto Ambiental: Disminución del impacto ambiental en un 15% mediante el uso de tecnologías avanzadas.

Escenario 3: Mejora de Sistemas de Disposición Final

- Actividades:
 - o Análisis de sistemas actuales de disposición final del agua de formación, enfocándose en prácticas de reinyección.
- Resultados Esperados:
 - o Eficiencia de Reinjection: Incremento de la eficiencia de reinyección en un 25% al adoptar nuevas prácticas.
 - o Cumplimiento Normativo: Aseguramiento de que el 100% del agua reinyectada cumple con los estándares ambientales.
 - o Reducción de Riesgos: Reducción del riesgo de contaminación en un 30% mediante la mejora de los sistemas de disposición final.

Hipótesis

El análisis del levantamiento, tratamiento y disposición final del agua de formación en los campos Gacela y Payamino permitirá identificar áreas de mejora que optimicen su manejo y reduzcan su impacto ambiental.

1.4 Objetivos General y Específicos

Objetivo General

Analizar el levantamiento, tratamiento y disposición final del agua de formación en los campos Gacela y Payamino, Bloque 7 para favorecer el incremento de producción de petróleo.

Objetivos Específicos

1. Evaluar las tendencias históricas y actuales de la producción de agua de formación y su impacto en la operatividad de los pozos.

2. Examinar las tecnologías y métodos actuales utilizados en el levantamiento y tratamiento del agua de formación.
3. Evaluar la eficiencia de los sistemas de disposición final del agua de formación.
4. Proponer recomendaciones para mejorar la gestión del agua de formación basada en los resultados del análisis.

CAPÍTULO II

MARCO TEÓRICO

Antecedentes

Este proyecto se enfoca en el análisis de las curvas de producción anual del alto índice de agua (BSW) en los campos Gacela y Payamino, ubicados en la Provincia de Orellana, Ecuador, aproximadamente a 160 km al este de Quito. Estos campos forman parte del Bloque 7 y han sido operados por diversas empresas, incluyendo Texaco, British Petroleum (B.P.), ORIX Ecuador Energy Company, Perenco, Petroamazonas y Petroecuador.

En el campo Payamino, hay 16 pozos perforados en diferentes formaciones de arena productora, incluyendo Tena, Napo U, Napo T, Hollín Superior y Hollín Principal. La producción diaria en este campo incluye aproximadamente 5,087 barriles de petróleo por día (BFPD), un sedimento básico de agua (BSW) de 52.093 barriles por día y una producción de gas de 9.18 millones de metros cúbicos diarios (m^3).

El campo Gacela cuenta con 8 pozos perforados en formaciones productoras como HP, UT, BT, U y H. La producción diaria en este campo es de aproximadamente 3,202 barriles de petróleo por día (BFPD) y un sedimento básico de agua (BSW) de 47.876 barriles por día, con una producción de gas de 3.37 millones de metros cúbicos diarios (m^3).

En el Bloque 7 se utilizan varios sistemas de levantamiento artificial (SLA) para mejorar la producción de hidrocarburos, como el Bombeo Electro Sumergible (BES) y el Bombeo Hidráulico (BH). Estos sistemas ayudan a incrementar el flujo desde el yacimiento cuando la presión natural no es suficiente.

Las estaciones de procesamiento en estos campos incluyen instalaciones para la separación de gas, petróleo y agua, tanques de almacenamiento temporales y sistemas de seguridad para proteger la integridad de las operaciones. El manejo eficiente del agua de formación es crucial para minimizar los impactos ambientales y operativos, y este proyecto busca desarrollar estrategias efectivas para su gestión.

Las facilidades del campo Gacela incluyen una estación equipada con separadores de agua de formación y un sistema de reinyección al pozo Gacela 8. Estas instalaciones permiten una gestión eficiente del agua de formación, crucial para mantener la operatividad del campo y minimizar impactos ambientales. El proceso de separación involucra la remoción del agua producida junto con el petróleo, la cual es luego reinyectada en el subsuelo para mantener la presión del yacimiento y mejorar la recuperación de

hidrocarburos. De manera similar, la Estación Payamino está equipada con sistemas de separación y tratamiento de agua de formación, permitiendo una reinyección eficiente y segura. Los pozos en ambos campos están distribuidos estratégicamente para maximizar la extracción de petróleo y gestionar adecuadamente el agua de formación.

El manejo del agua de formación en la industria petrolera implica varias etapas críticas: levantamiento, tratamiento y disposición final. El agua de formación, presente en los yacimientos junto con el petróleo y el gas, requiere una gestión adecuada para mantener la eficiencia y sostenibilidad de las operaciones petroleras. Según Erazo Bone, Escobar Segovia, España y Hernández (2019), la utilización de dispositivos de control de flujo (ICD) en pozos inyectores de agua puede mejorar significativamente la eficiencia de barrido y reducir la interdigitación viscosa en campos maduros, incrementando el factor de recobro de petróleo.

El levantamiento del agua de formación se refiere a la extracción de agua desde el subsuelo hacia la superficie junto con el petróleo. Este proceso puede involucrar diversas técnicas de levantamiento artificial, como el bombeo electro sumergible (BES) y el bombeo hidráulico (BH), las cuales aseguran la extracción eficiente de fluidos, especialmente cuando la presión del yacimiento es insuficiente.

El agua de formación generalmente contiene altas concentraciones de sales disueltas, minerales y otros compuestos orgánicos e inorgánicos. Su salinidad puede ser considerablemente alta, lo que representa un desafío adicional para su tratamiento. Según Castillo et al. (2020), ciertas cepas bacterianas tienen un potencial biorremediador en áreas contaminadas por derrames de petróleo, destacando su capacidad para degradar hidrocarburos como fuente de carbono y energía.

El tratamiento del agua de formación tiene como objetivo reducir los contaminantes y preparar el agua para su disposición final o reinyección. Los métodos incluyen separación física de componentes, filtración, desalinización y tratamientos químicos, con el fin de asegurar que el agua tratada cumpla con las normativas ambientales y operativas antes de su disposición o reinyección (Ayala, et al., 2020).

La disposición final del agua de formación puede incluir la reinyección en formaciones geológicas subterráneas, ayudando a mantener la presión del yacimiento y mejorar la recuperación de petróleo, o la descarga controlada en cuerpos de agua superficiales, que requiere un tratamiento exhaustivo para cumplir con los estándares ambientales.

La gestión del agua de formación tiene un impacto significativo en el medio ambiente, y las operaciones deben cumplir con estrictas regulaciones para minimizar la contaminación del suelo y del agua. Mediante el Decreto Ejecutivo 1036, a partir del 1 de julio de 2020, la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero se fusionó con la Agencia de Regulación y Control Minero (ARCOM) y la Agencia de Regulación y Control Eléctrico (ARCONEL), (anteriormente llamada ARCH), para asegurar que el agua de formación sea manejada de manera responsable y sostenible.

En el contexto del análisis del levantamiento, tratamiento y disposición final del agua de formación en los campos Gacela y Payamino, es esencial considerar estudios relevantes. Jiménez-Carrión et al. (2020) destacan la optimización de rutas para la intervención de pozos de petróleo, mejorando la eficiencia logística. Bone et al. (2019) investigan completaciones inteligentes utilizando dispositivos de control de flujo (ICD) para reducir la interdigitación viscosa en pozos inyectores. Erazo Bone y Escobar Segovia (2021) desarrollan sistemas de control de temperatura para plantas de tratamiento de aguas residuales, subrayando la importancia del control preciso en el tratamiento del agua. Silva et al. (2020) analizan programas de educación ambiental en actividades de petróleo y gas, enfatizando la integración de prácticas sostenibles. Parra (2019) examina la inseguridad jurídica en la tenencia de tierras en el Caquetá, destacando las implicaciones sociales de las actividades petroleras. Estos estudios proporcionan una base sólida para mejorar la gestión del agua de formación, asegurando eficiencia y sostenibilidad.

Sistemas de levantamiento artificial

Los sistemas de levantamiento artificial (SLA) son fundamentales en la industria petrolera, ya que permiten la extracción eficiente de hidrocarburos cuando la presión natural del yacimiento no es suficiente para impulsar los fluidos hasta la superficie. Estos sistemas, que incluyen tecnologías como el bombeo electro sumergible (BES), el bombeo hidráulico (BH), el bombeo mecánico (BM), y el gas lift, son esenciales para mantener y optimizar la producción en pozos maduros y de baja presión. Das y Pramanik (2021) en su revisión exhaustiva destacan la importancia de seleccionar el sistema adecuado según las condiciones específicas del pozo, subrayando que la elección correcta puede maximizar la recuperación de hidrocarburos y minimizar costos operativos.

El BES es una de las tecnologías más comunes y eficaces en la industria. Consiste en una bomba eléctrica sumergible que se instala en el pozo, la cual es impulsada por un motor eléctrico. Este sistema es especialmente útil en pozos con altos volúmenes de producción y profundidades significativas. Según Patel y Joshi (2022), el BES ha visto

numerosas innovaciones en términos de eficiencia energética y durabilidad de los materiales, lo que ha aumentado su aplicabilidad en diferentes condiciones operativas. La capacidad del BES para manejar grandes volúmenes de fluido lo hace ideal para campos con alta producción de agua de formación, como los campos Gacela y Payamino.

El bombeo hidráulico, por otro lado, utiliza la energía hidráulica para impulsar los fluidos hasta la superficie. Este sistema es versátil y puede adaptarse a una amplia gama de condiciones del pozo, incluidas las variaciones en la producción y las profundidades. Zhang y Wang (2020) destacan que el BH es particularmente efectivo en pozos desviados y horizontales, donde otros sistemas podrían enfrentar limitaciones operativas. Además, el BH puede ser utilizado en combinación con otras tecnologías para mejorar la eficiencia del levantamiento.

El bombeo mecánico, uno de los métodos más antiguos, sigue siendo relevante debido a su simplicidad y eficacia. Este sistema utiliza una bomba instalada en el fondo del pozo, accionada por un motor en la superficie. Aunque es más adecuado para pozos de baja producción, su confiabilidad y bajo costo lo hacen una opción viable en muchas operaciones. Liu y Song (2023) mencionan que las mejoras recientes en los materiales y el diseño de las bombas mecánicas han prolongado su vida útil y reducido los costos de mantenimiento, lo que las mantiene como una opción competitiva en la industria.

El gas lift es otra tecnología crucial, que utiliza gas comprimido inyectado en el pozo para reducir la densidad del fluido y facilitar su ascenso. Este método es especialmente útil en pozos profundos y de alta presión. Sun y Jing (2021) señalan que la optimización del gas lift mediante técnicas de aprendizaje automático ha permitido un control más preciso y eficiente del proceso, mejorando significativamente la producción. Estas innovaciones tecnológicas han facilitado la implementación de sistemas de gas lift en una variedad de condiciones de pozo, incrementando su versatilidad y efectividad.

La selección del sistema de levantamiento artificial adecuado depende de múltiples factores, incluyendo la profundidad del pozo, la composición de los fluidos, el volumen de producción esperado y las condiciones económicas. Das y Pramanik (2021) enfatizan que una evaluación detallada de estos factores es esencial para determinar el sistema más eficiente y rentable para cada situación específica. La integración de técnicas avanzadas de análisis de datos y aprendizaje automático ha permitido una optimización más precisa y personalizada de estos sistemas, como lo evidencian los trabajos de Sun y Jing (2021).

Además de la selección adecuada del sistema, la implementación y el mantenimiento eficiente de los SLA son críticos para su rendimiento a largo plazo. Zhang y Wang (2020)

destacan que el monitoreo continuo y la evaluación del rendimiento de los sistemas pueden identificar problemas potenciales antes de que afecten significativamente la producción. Las estrategias de mantenimiento predictivo, apoyadas por tecnologías de sensores y análisis de datos, han demostrado ser efectivas para prolongar la vida útil de los equipos y reducir los tiempos de inactividad.

La innovación en los sistemas de levantamiento artificial continúa avanzando, con un enfoque creciente en la sostenibilidad y la eficiencia energética. Liu y Song (2023) mencionan que las futuras investigaciones se centran en desarrollar sistemas que no solo mejoren la producción de hidrocarburos, sino que también minimicen el impacto ambiental. Esto incluye el uso de materiales más duraderos y reciclables, así como la integración de fuentes de energía renovable para alimentar los sistemas de levantamiento.

Parámetros de producción en campos petroleros

En la industria petrolera, los parámetros de producción son fundamentales para la evaluación y optimización de la extracción de hidrocarburos. Estos parámetros incluyen una variedad de factores técnicos y operativos que afectan el rendimiento de los pozos y la eficiencia de la recuperación de petróleo. La comprensión y el control de estos parámetros son esenciales para maximizar la producción y la rentabilidad, especialmente en campos maduros y complejos.

Wang y Li (2020) en su análisis de los parámetros de producción y su impacto en la recuperación de petróleo en campos maduros, destacan la importancia de la presión del yacimiento, la tasa de producción, la relación agua-petróleo (WOR), y la relación gas-petróleo (GOR) como indicadores críticos del rendimiento del pozo. La presión del yacimiento es uno de los factores más influyentes en la producción de petróleo. En campos maduros, donde la presión tiende a disminuir con el tiempo, la implementación de técnicas de recuperación mejorada de petróleo (EOR) como la inyección de agua o gas puede ayudar a mantener la presión y mejorar la producción.

La tasa de producción es otro parámetro clave que debe ser cuidadosamente gestionado. Un aumento inicial en la tasa de producción puede llevar a una rápida declinación de la presión del yacimiento y a problemas de producción a largo plazo. Wang y Li (2020) sugieren que la optimización de la tasa de producción mediante simulaciones avanzadas y modelos predictivos puede ayudar a encontrar un equilibrio que maximice la recuperación sin comprometer la integridad del yacimiento.

Kim y Park (2021) en su estudio sobre la optimización de parámetros de producción en reservorios de petróleo compacto, enfatizan el uso de técnicas de simulación avanzadas

para modelar el comportamiento del yacimiento y predecir el impacto de diferentes estrategias de producción. Estas simulaciones permiten a los ingenieros probar diversas combinaciones de parámetros y condiciones operativas, identificando las estrategias que maximicen la producción y minimicen los costos. En reservorios compactos, donde la permeabilidad es baja y la movilidad del petróleo es limitada, la fracturación hidráulica es una técnica comúnmente utilizada para mejorar el flujo de hidrocarburos. La optimización de los parámetros de fracturación, como el tamaño de las fracturas y la inyección de fluidos, es crucial para aumentar la eficiencia de la producción.

En los campos petroleros offshore, los parámetros de producción también juegan un papel vital. Chen y Liu (2019) analizan los parámetros de producción para la recuperación mejorada de petróleo en campos offshore, destacando la complejidad adicional debido a las condiciones marítimas y las limitaciones logísticas. La gestión eficiente de la producción en estos entornos requiere un enfoque integrado que considere tanto los factores técnicos como los operativos. La inyección de agua y la implementación de sistemas de levantamiento artificial son técnicas comunes para mantener la producción en campos offshore. Chen y Liu subrayan la importancia de un monitoreo continuo y la adaptación de las estrategias de producción basadas en datos en tiempo real para enfrentar los desafíos únicos de estos campos.

En los reservorios no convencionales, como los shale plays, los parámetros de producción requieren una evaluación detallada para optimizar el rendimiento. Singh y Gupta (2022) discuten la evaluación de parámetros clave que afectan el rendimiento de los pozos en reservorios no convencionales. Estos parámetros incluyen la presión de poros, la saturación de fluido, y las propiedades geomecánicas de la roca. La heterogeneidad de estos reservorios y la variabilidad en la calidad del yacimiento hacen que la optimización de la producción sea un desafío. Las técnicas avanzadas de modelado y la integración de datos de múltiples fuentes son esenciales para desarrollar estrategias efectivas de producción en estos entornos.

Zhao y Han (2023) proponen un enfoque integrado para la optimización de parámetros de producción en reservorios complejos. Este enfoque combina técnicas de simulación, análisis de datos y herramientas de inteligencia artificial para evaluar el impacto de diferentes parámetros y desarrollar estrategias óptimas. La aplicación de algoritmos de aprendizaje automático puede mejorar significativamente la capacidad de los ingenieros para predecir el comportamiento del yacimiento y tomar decisiones informadas sobre las operaciones de producción. Este enfoque integrado es particularmente útil en reservorios

con una geología compleja y una variabilidad significativa en las propiedades del yacimiento.

La integración de tecnologías avanzadas y el uso de herramientas digitales juegan un papel crucial en la optimización de los parámetros de producción. La digitalización de los campos petroleros permite el monitoreo en tiempo real de los datos de producción, la identificación rápida de problemas y la implementación de soluciones inmediatas. Los sistemas de control avanzados y los algoritmos de optimización pueden ajustar automáticamente los parámetros de producción para maximizar la eficiencia y la rentabilidad.

Características de los fluidos de producción

Los fluidos de producción en la industria petrolera son una mezcla compleja de petróleo, gas y agua de formación. Cada componente tiene características químicas y físicas específicas que influyen en los procesos de extracción, tratamiento y disposición. La comprensión detallada de estas propiedades es esencial para optimizar la producción, minimizar el impacto ambiental y garantizar la eficiencia operativa.

Akstinat (2019) proporciona una visión integral de las propiedades químicas y fisicoquímicas de las aguas de formación en la industria del petróleo y gas. Las aguas de formación son ricas en sales disueltas, minerales y compuestos orgánicos e inorgánicos. La salinidad de estas aguas puede variar significativamente dependiendo del yacimiento, lo que afecta directamente su tratamiento y disposición. Las aguas de formación también contienen metales pesados y trazas de hidrocarburos que deben ser manejados adecuadamente para evitar la contaminación ambiental. La complejidad de su composición química requiere el uso de tecnologías avanzadas para su tratamiento y reutilización.

Phan, Hakala y Sharma (2020) destacan la aplicación de señales isotópicas y geoquímicas en las aguas producidas de reservorios no convencionales para caracterizar las reacciones geológicas in situ entre fluidos y lutitas. Estas técnicas permiten una mejor comprensión de los procesos geoquímicos que ocurren en el subsuelo durante la producción de hidrocarburos. El análisis isotópico puede revelar información sobre la fuente del agua, los procesos de mezcla y las interacciones químicas entre el agua y la roca. Esta información es crucial para optimizar las operaciones de fracturación hidráulica y mejorar la recuperación de petróleo en reservorios no convencionales.

La formación y el tratamiento de aguas residuales en los campos petroleros son temas críticos abordados por Alekseev (2021). Las aguas residuales de los campos petroleros contienen una mezcla de agua de formación, químicos de producción y residuos sólidos. El

tratamiento de estas aguas es esencial para cumplir con las regulaciones ambientales y proteger los recursos hídricos. Alekseev discute las características específicas de las aguas residuales y las tecnologías disponibles para su tratamiento, incluyendo métodos físicos, químicos y biológicos. La gestión eficiente de las aguas residuales no solo es crucial para la sostenibilidad ambiental, sino que también puede contribuir a la optimización de la producción de petróleo.

La predicción de la formación de incrustaciones debido a las operaciones de inyección de agua es otro aspecto importante de las características de los fluidos de producción. Hashemi y Hashemi (2019) investigan la formación de incrustaciones en el campo petrolero Nosrat, resaltando cómo la interacción entre las aguas de inyección y las aguas de formación puede conducir a la precipitación de sales y la obstrucción de los poros del yacimiento. La formación de incrustaciones puede reducir significativamente la eficiencia de la inyección de agua y la producción de petróleo. La modelización y el monitoreo de estas interacciones son esenciales para desarrollar estrategias efectivas de mitigación y optimizar las operaciones de inyección de agua.

Mansour, Abdel-Shafy y El Azab (2020) presentan un enfoque innovador para la reutilización de lodos de agua potable en el tratamiento de aguas producidas en campos petroleros para mejorar la recuperación de petróleo. Este método implica el uso de lodos como agentes de tratamiento para eliminar contaminantes de las aguas producidas, mejorando así la calidad del agua para su reutilización en operaciones de recuperación mejorada de petróleo (EOR). Este enfoque no solo ayuda a gestionar los residuos de la producción de agua potable, sino que también proporciona una solución sostenible para el tratamiento de aguas producidas en la industria petrolera.

Formaciones arenosas productoras

Las formaciones arenosas productoras son yacimientos compuestos principalmente por areniscas, rocas sedimentarias formadas por la compactación y cementación de granos de arena. Estas formaciones son comunes en muchos campos petroleros y presentan características específicas que influyen en la producción de hidrocarburos. La producción de arena en pozos petroleros es un fenómeno común en formaciones arenosas no consolidadas. Rahmani y Moslemian (2019) explican que la producción de arena ocurre cuando la resistencia de la formación rocosa es superada por las fuerzas de extracción de fluidos, resultando en la desintegración de la roca y la movilización de partículas de arena hacia el pozo. Este proceso puede ser impulsado por varios factores, incluyendo la disminución de

la presión del yacimiento, las tensiones mecánicas inducidas por la perforación y la producción, y la erosión causada por el flujo de fluidos.

La predicción de la producción de arena es crucial para diseñar estrategias efectivas de manejo y control. Los métodos predictivos, como los modelos geomecánicos que consideran las propiedades de la roca y las condiciones de tensión en el yacimiento, son discutidos por Rahmani y Moslemian (2019). Estos modelos ayudan a anticipar las zonas y las condiciones bajo las cuales es probable que ocurra la producción de arena, permitiendo a los operadores tomar medidas preventivas. Zhang y Jin (2020) analizan las características específicas de la producción de arena en reservorios de petróleo pesado. Estos reservorios tienden a tener una mayor probabilidad de producir arena debido a la naturaleza viscosa del petróleo, que requiere técnicas de producción agresivas, como la inyección de vapor, desestabilizando las formaciones arenosas. La producción de arena en estos contextos puede ser intensa y difícil de manejar sin técnicas de control adecuadas.

El control de arena es una práctica esencial en la gestión de pozos en formaciones arenosas productoras. Liu y He (2021) revisan exhaustivamente los métodos de control de arena en pozos horizontales, destacando técnicas como el uso de filtros de grava, pantallas de arena y empaques de resina. Estas técnicas están diseñadas para estabilizar la formación y prevenir la migración de partículas de arena hacia el pozo, asegurando una producción continua y eficiente de hidrocarburos. La simulación numérica es una herramienta valiosa para estudiar y predecir la producción de arena en formaciones arenosas no consolidadas. Sun y Zhang (2022) utilizan simulaciones numéricas para modelar el comportamiento de la arena durante la producción de hidrocarburos. Estas simulaciones permiten evaluar la efectividad de diferentes estrategias de control y optimizar el diseño de pozos para minimizar la producción de arena.

Gao y Wang (2023) discuten los avances en tecnologías de control de arena para campos petroleros en aguas profundas. Estas tecnologías incluyen el desarrollo de nuevos materiales y diseños de pantallas de arena que pueden soportar las condiciones extremas de presión y temperatura encontradas en estos entornos. El control efectivo de arena en aguas profundas es crucial para garantizar la integridad de los pozos y la seguridad de las operaciones. La producción de arena puede tener un impacto significativo en la eficiencia de la producción de hidrocarburos. La presencia de arena en los fluidos producidos puede causar erosión en los equipos de superficie, aumentar los costos de mantenimiento y reducir la vida útil de los pozos. Zhang y Jin (2020) subrayan la importancia de implementar

medidas de control de arena para mantener la eficiencia operativa y reducir los costos asociados con la producción de arena.

La estabilidad de la formación es un factor crítico en la producción de hidrocarburos desde formaciones arenosas. Liu y He (2021) señalan que la evaluación geomecánica de la formación es esencial para diseñar estrategias de producción que minimicen el riesgo de producción de arena. Esta evaluación incluye el análisis de las propiedades mecánicas de la roca y la modelización de las condiciones de estrés en el yacimiento. Las estrategias de mitigación incluyen tanto medidas preventivas como correctivas. Rahmani y Moslemian (2019) sugieren que la implementación de técnicas de control de arena desde las etapas iniciales de diseño del pozo puede prevenir la producción de arena. Además, en casos donde la producción de arena ya está ocurriendo, técnicas correctivas como la recompletación del pozo y el uso de herramientas de control de arena pueden ser efectivas para manejar el problema.

Tecnologías de separación de gas, petróleo y agua

La separación de gas, petróleo y agua es una etapa crucial en la producción de hidrocarburos, ya que permite el procesamiento y tratamiento adecuados de cada uno de estos componentes. Esta operación es esencial para garantizar la calidad del petróleo y gas producidos, así como para la gestión ambientalmente responsable del agua de formación. A continuación, se exploran diversas tecnologías y métodos utilizados en esta separación, basados en estudios recientes y revisiones científicas.

La tecnología de extracción líquido-líquido ha sido ampliamente investigada para el tratamiento del agua producida en campos petroleros. Klemz y Weschenfelder (2021) revisan el uso de la extracción líquido-líquido como una técnica efectiva para la remoción de contaminantes del agua de formación. Este método implica la transferencia de contaminantes desde el agua a un solvente inmiscible, permitiendo la separación de los componentes indeseables. La eficacia de este proceso depende de la selección adecuada del solvente y de las condiciones operativas, lo cual puede variar según las características específicas del agua de formación y los contaminantes presentes.

Otro enfoque innovador para el tratamiento del agua de formación es la fitorremediación, un proceso que utiliza organismos vegetales para eliminar contaminantes del agua. Das y Deka (2019) presentan un proceso de fitorremediación costo-efectivo y ambientalmente sostenible para el tratamiento del agua de formación, utilizando microalgas. Las microalgas tienen la capacidad de absorber y metabolizar diversos compuestos orgánicos e inorgánicos presentes en el agua de formación, mejorando su calidad para una

disposición segura o reutilización. Este método no solo es beneficioso para el tratamiento del agua, sino que también ofrece la posibilidad de generar biomasa de microalgas, que puede ser utilizada como bioenergía o en aplicaciones agrícolas.

Alekseev (2021) aborda las características y el tratamiento de las aguas residuales de los campos petroleros, destacando la importancia de tecnologías que sean efectivas y económicamente viables. Los métodos tradicionales de tratamiento, como la separación gravitacional y la filtración, siguen siendo relevantes debido a su simplicidad y eficacia en la remoción de sólidos y líquidos inmiscibles. Sin embargo, las tecnologías avanzadas, como la separación por membranas y la electrocoagulación, ofrecen ventajas significativas en términos de eficiencia y capacidad de tratamiento de contaminantes más persistentes.

Akstinat (2019) analiza las propiedades químicas y fisicoquímicas del agua de formación en la industria del petróleo y gas, enfatizando la importancia de comprender estas características para seleccionar y optimizar las tecnologías de tratamiento adecuadas. Las altas concentraciones de sales disueltas, metales pesados y compuestos orgánicos e inorgánicos en el agua de formación presentan desafíos significativos para su tratamiento. La integración de métodos químicos y fisicoquímicos, como la precipitación química, la adsorción y la destilación, puede ser necesaria para lograr una remoción efectiva de contaminantes.

Phan, et al., (2020) destacan la aplicación de señales isotópicas y geoquímicas en la caracterización de las aguas producidas en reservorios no convencionales. Estas técnicas permiten una comprensión más profunda de las interacciones geoquímicas que ocurren entre los fluidos y la formación rocosa, lo cual es crucial para el diseño de estrategias de tratamiento y disposición. La caracterización isotópica puede revelar la fuente y la historia del agua de formación, así como los procesos de mezcla y las reacciones químicas que afectan su composición.

La separación de gas, petróleo y agua también implica el uso de equipos especializados, como separadores de tres fases. Estos equipos están diseñados para manejar la mezcla de fluidos producidos y separar eficientemente cada componente. Los separadores de tres fases utilizan principios de gravedad y diferencias de densidad para lograr la separación, y pueden estar equipados con dispositivos de control automático para optimizar su rendimiento. La eficiencia de estos separadores depende de factores como el diseño del equipo, las propiedades de los fluidos y las condiciones operativas.

En el contexto de la separación de gas, petróleo y agua, es fundamental considerar tanto los aspectos técnicos como los económicos. La elección de la tecnología adecuada debe

balancear la eficacia del tratamiento con los costos operativos y de mantenimiento. La integración de soluciones sostenibles, como la fitorremediación y el uso de tecnologías avanzadas de membranas, puede ofrecer beneficios significativos en términos de reducción de costos y minimización del impacto ambiental.

Tratamiento de agua de formación

El tratamiento del agua de formación es un aspecto crucial en la industria petrolera, necesario para cumplir con las normativas ambientales y operativas y para reducir el impacto ambiental de las operaciones. La extracción líquido-líquido es una técnica efectiva para la remoción de contaminantes del agua de formación. Esta técnica implica la transferencia de contaminantes desde el agua a un solvente inmiscible, lo que permite la separación de los componentes indeseables. La eficacia de este proceso depende de la selección adecuada del solvente y de las condiciones operativas, que pueden variar según las características específicas del agua de formación y los contaminantes presentes (Klemz & Weschenfelder, 2021).

Un enfoque innovador para el tratamiento del agua de formación es la fitorremediación, un proceso que utiliza organismos vegetales para eliminar contaminantes del agua. Este método es costo-efectivo y ambientalmente sostenible, utilizando microalgas que tienen la capacidad de absorber y metabolizar diversos compuestos orgánicos e inorgánicos presentes en el agua de formación. Esto mejora la calidad del agua para una disposición segura o reutilización. Además, ofrece la posibilidad de generar biomasa de microalgas, que puede ser utilizada como bioenergía o en aplicaciones agrícolas (Das & Deka, 2019).

El tratamiento de las aguas residuales de los campos petroleros presenta características específicas que requieren tecnologías efectivas y económicamente viables. Los métodos tradicionales de tratamiento, como la separación gravitacional y la filtración, siguen siendo relevantes debido a su simplicidad y eficacia en la remoción de sólidos y líquidos inmiscibles. Sin embargo, las tecnologías avanzadas, como la separación por membranas y la electrocoagulación, ofrecen ventajas significativas en términos de eficiencia y capacidad de tratamiento de contaminantes más persistentes (Alekseev, 2021).

Las propiedades químicas y fisicoquímicas del agua de formación en la industria del petróleo y gas son diversas y complejas. Las altas concentraciones de sales disueltas, metales pesados y compuestos orgánicos e inorgánicos en el agua de formación presentan desafíos significativos para su tratamiento. La integración de métodos químicos y fisicoquímicos,

como la precipitación química, la adsorción y la destilación, puede ser necesaria para lograr una remoción efectiva de contaminantes (Akstinat, 2019).

La aplicación de señales isotópicas y geoquímicas en la caracterización de las aguas producidas en reservorios no convencionales permite una comprensión más profunda de las interacciones geoquímicas que ocurren entre los fluidos y la formación rocosa. Esta caracterización es crucial para el diseño de estrategias de tratamiento y disposición. Las técnicas isotópicas pueden revelar la fuente y la historia del agua de formación, así como los procesos de mezcla y las reacciones químicas que afectan su composición (Phan, Hakala & Sharma, 2020).

El tratamiento del agua de formación es una operación multifacética que debe considerar tanto los aspectos técnicos como los económicos. La elección de la tecnología adecuada debe balancear la eficacia del tratamiento con los costos operativos y de mantenimiento. La integración de soluciones sostenibles, como la fitorremediación y el uso de tecnologías avanzadas de membranas, puede ofrecer beneficios significativos en términos de reducción de costos y minimización del impacto ambiental.

El uso de tecnologías de separación líquido-líquido para la remoción de contaminantes del agua de formación es una técnica que ha demostrado ser efectiva en diversas aplicaciones industriales. Este proceso, basado en la transferencia de contaminantes a un solvente inmiscible, permite una separación eficiente de componentes indeseables, mejorando la calidad del agua tratada. La selección del solvente y las condiciones operativas son factores críticos que determinan la eficacia de esta técnica, la cual puede ser adaptada para manejar diferentes tipos de contaminantes presentes en el agua de formación.

Por otro lado, la fitorremediación representa un enfoque innovador y sostenible para el tratamiento del agua de formación, utilizando microalgas para absorber y metabolizar contaminantes. Este método no solo mejora la calidad del agua para su disposición o reutilización, sino que también genera biomasa de microalgas que puede ser utilizada en la producción de bioenergía o en aplicaciones agrícolas, proporcionando un valor añadido a este proceso de tratamiento. La implementación de la fitorremediación puede reducir significativamente los costos de tratamiento y el impacto ambiental asociado con la gestión del agua de formación.

Las tecnologías avanzadas de tratamiento, como la separación por membranas y la electrocoagulación, ofrecen soluciones eficaces para la remoción de contaminantes persistentes en el agua de formación. Estos métodos son capaces de manejar altas concentraciones de sales disueltas, metales pesados y compuestos orgánicos e inorgánicos,

proporcionando una remoción efectiva de contaminantes y mejorando la calidad del agua tratada. La integración de estos métodos con tecnologías tradicionales puede ofrecer una solución integral para el tratamiento del agua de formación, optimizando la eficiencia y reduciendo los costos operativos.

La caracterización isotópica y geoquímica del agua de formación en reservorios no convencionales es esencial para diseñar estrategias de tratamiento adecuadas. Esta caracterización permite identificar la fuente y la historia del agua de formación, así como comprender los procesos de mezcla y las reacciones químicas que ocurren en el subsuelo. Esta información es crucial para optimizar los métodos de tratamiento y disposición, asegurando que el agua tratada cumpla con los estándares ambientales y operativos.

Impacto ambiental del manejo de agua de formación

El manejo del agua de formación tiene un impacto significativo en el medio ambiente debido a su composición química y fisicoquímica. Akstinat (2019) destaca que las aguas de formación contienen altas concentraciones de sales disueltas, metales pesados y compuestos orgánicos e inorgánicos, lo que las hace potencialmente peligrosas para los ecosistemas si no se tratan adecuadamente. La disposición inadecuada de estas aguas puede contaminar cuerpos de agua superficiales y subterráneos, afectar la flora y fauna locales, y presentar riesgos para la salud humana.

En el contexto de Ecuador, donde los campos petroleros están ubicados en regiones ecológicamente sensibles como la Amazonía, el impacto ambiental del manejo del agua de formación es una preocupación crítica. Las operaciones deben cumplir con estrictas normativas ambientales para prevenir la contaminación y proteger los recursos naturales. La implementación de tecnologías avanzadas de tratamiento y la adopción de prácticas sostenibles son esenciales para minimizar estos impactos.

La fracturación hidráulica, una técnica utilizada para mejorar la extracción de hidrocarburos, también plantea desafíos ambientales significativos relacionados con la gestión del agua. Ellafi et al. (2020) realizan una revisión crítica sobre la gestión del agua y los problemas ambientales asociados con la fracturación hidráulica, subrayando la necesidad de un manejo adecuado de los volúmenes grandes de agua utilizados y producidos. La fracturación hidráulica puede llevar a la contaminación de acuíferos y cuerpos de agua si no se gestiona adecuadamente, lo cual es particularmente relevante en áreas con recursos hídricos limitados.

En Ecuador, la fracturación hidráulica se enfrenta a una regulación estricta debido a los potenciales impactos ambientales. Las autoridades locales y las empresas operadoras

deben garantizar que las operaciones de fracturación cumplan con todas las normativas ambientales y adopten medidas de mitigación efectivas para proteger los recursos hídricos y los ecosistemas locales.

El tratamiento y la disposición de las aguas residuales de los campos petroleros son temas que requieren atención constante. Alekseev (2021) discute las características y métodos de tratamiento de las aguas residuales, enfatizando la necesidad de tecnologías que sean tanto efectivas como económicamente viables. La gestión adecuada de estas aguas es crucial para prevenir la contaminación del suelo y del agua, y para cumplir con las regulaciones ambientales.

En Ecuador, el manejo de las aguas residuales de los campos petroleros es regulado por la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero (ARCH). Las empresas deben implementar sistemas de tratamiento que cumplan con los estándares nacionales para la disposición segura de estas aguas. La cooperación con instituciones académicas y de investigación puede facilitar el desarrollo y la implementación de nuevas tecnologías de tratamiento que sean más eficientes y sostenibles.

La caracterización de las aguas producidas en reservorios no convencionales mediante señales isotópicas y geoquímicas, como lo proponen Phan, Hakala y Sharma (2020), permite una comprensión más profunda de las interacciones geoquímicas que ocurren entre los fluidos y la formación rocosa. Esta información es crucial para el diseño de estrategias de tratamiento y disposición adecuadas, asegurando que las operaciones minimicen su impacto ambiental.

En Ecuador, la caracterización detallada de las aguas de formación es esencial para desarrollar estrategias de manejo específicas que aborden las particularidades geológicas y químicas de los yacimientos locales. La colaboración entre la industria y las instituciones de investigación es vital para aplicar tecnologías avanzadas que mejoren la eficiencia del tratamiento y reduzcan el impacto ambiental.

La reutilización del agua producida es una estrategia emergente en la industria petrolera para reducir el impacto ambiental y mejorar la sostenibilidad de las operaciones. Feder (2020) señala que el crecimiento en la reutilización del agua producida está siendo impulsado por la necesidad de gestionar eficientemente los recursos hídricos y reducir los costos asociados con la disposición de aguas residuales. La reutilización puede incluir la reinyección en el yacimiento para mantener la presión, el uso en operaciones industriales o agrícolas, y la purificación para cumplir con los estándares de agua potable.

En el contexto ecuatoriano, la reutilización del agua producida puede ser una solución viable para enfrentar los desafíos relacionados con la disponibilidad de agua y la gestión de residuos. La implementación de proyectos piloto y la inversión en tecnologías de tratamiento avanzadas pueden demostrar la viabilidad y los beneficios de la reutilización, promoviendo su adopción a mayor escala.

Normativas ambientales en la industria petrolera

La regulación ambiental en la industria petrolera es fundamental para proteger los recursos naturales y garantizar que las operaciones se realicen de manera sostenible. Zhuravska et al. (2023) subrayan la importancia de la seguridad ambiental en la industria del petróleo y gas, destacando que las regulaciones deben ser estrictas y aplicarse de manera efectiva para prevenir daños al medio ambiente. Las normativas abarcan aspectos como la gestión de residuos, la emisión de contaminantes, y la restauración de los sitios afectados por la actividad petrolera.

En Ecuador, la legislación ambiental es robusta y está orientada a proteger los ecosistemas sensibles de la Amazonía y otras regiones afectadas por la actividad petrolera. La Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero (ARCH) y el Ministerio del Ambiente son responsables de la supervisión y el cumplimiento de estas normativas. Las empresas deben realizar estudios de impacto ambiental y adoptar medidas de mitigación para obtener las licencias necesarias para operar.

El cumplimiento de las normativas ambientales puede ser incentivado a través de modelos de cumplimiento de impuestos ambientales. Mas'ud et al. (2020) proponen un modelo para la industria del petróleo y gas que busca incentivar el cumplimiento mediante la imposición de impuestos ambientales. Este enfoque no solo motiva a las empresas a cumplir con las regulaciones, sino que también genera ingresos que pueden ser reinvertidos en proyectos de conservación y restauración ambiental.

En Ecuador, la implementación de un modelo de cumplimiento de impuestos ambientales podría fortalecer la capacidad del gobierno para supervisar y hacer cumplir las regulaciones, al mismo tiempo que promueve prácticas más sostenibles en la industria. Los ingresos generados podrían apoyar iniciativas de protección ambiental y desarrollo sostenible en las comunidades afectadas por la actividad petrolera.

La consideración de aspectos ambientales en los contratos petroleros es crucial para garantizar que las operaciones se realicen de manera sostenible. Khaledy y Jalali (2020) destacan la necesidad de incluir cláusulas ambientales específicas en los contratos para asegurar el cumplimiento de las normativas y la protección del medio ambiente. Estas

cláusulas pueden cubrir aspectos como la gestión de residuos, la restauración de sitios y la responsabilidad por daños ambientales.

En Ecuador, los contratos petroleros incluyen disposiciones ambientales que obligan a las empresas a cumplir con las normativas nacionales y a adoptar prácticas sostenibles. La revisión y actualización periódica de estos contratos son esenciales para incorporar las mejores prácticas y adaptarse a las nuevas normativas y tecnologías disponibles.

La validación del cumplimiento de las regulaciones ambientales es fundamental para asegurar que las empresas operen de manera responsable. Ya'u et al. (2020) investigan los efectos del cumplimiento de las regulaciones ambientales en la industria petrolera nigeriana, destacando que una supervisión efectiva y la aplicación de sanciones son cruciales para garantizar el cumplimiento. La transparencia y la rendición de cuentas son aspectos clave para mantener la confianza del público y proteger el medio ambiente.

En Ecuador, la transparencia en la supervisión y el cumplimiento de las regulaciones ambientales es fundamental. La participación de la sociedad civil y las comunidades locales en el monitoreo de las operaciones petroleras puede mejorar la rendición de cuentas y asegurar que las empresas cumplan con sus obligaciones ambientales. La cooperación entre el gobierno, las empresas y la sociedad civil es vital para proteger el medio ambiente y promover el desarrollo sostenible en el país.

CAPITULO III

DISEÑO E IMPLEMENTACIÓN

En esta sección se detallará el análisis y evaluación de los sistemas actuales de levantamiento, tratamiento y disposición final del agua de formación en los campos Gacela y Payamino, identificando áreas de mejora y proponiendo alternativas basadas en el diagnóstico realizado.

3.1. Revisión del Proceso Actual

La revisión del proceso actual en los campos Gacela y Payamino se centra en evaluar el estado de los equipos y sistemas utilizados para el manejo del agua de formación. Mediante observaciones directas en el sitio, se identificaron áreas clave que requieren atención y mejoras. El diagnóstico se enfoca en el estado operativo de los componentes críticos, revelando problemas que, aunque no graves, necesitan abordarse para optimizar la eficiencia y seguridad de las operaciones.

Cabezal de Pozo

El cabezal de pozo es esencial para controlar el flujo de petróleo y gas desde el pozo. En los campos evaluados, los cabezales de pozo se encuentran en buen estado operativo gracias a un programa de mantenimiento regular. Este mantenimiento incluye la revisión y ajuste de válvulas y conexiones, asegurando un flujo continuo y seguro sin interrupciones significativas. No se identificaron problemas graves, aunque es vital continuar con el monitoreo constante para prevenir futuros inconvenientes.

Línea de Flujo

Las líneas de flujo transportan petróleo y agua de formación desde el pozo hasta los separadores. En general, estas líneas están en buen estado debido a la aplicación regular de tratamientos químicos preventivos. Estos tratamientos son efectivos para evitar la corrosión y la acumulación de depósitos en las tuberías. Se han implementado procedimientos de limpieza interna y monitoreo continuo para detectar posibles obstrucciones. Aunque no se identificaron problemas críticos, mantener el programa de dosificación y realizar inspecciones periódicas es crucial para asegurar su integridad.

Manifold

El manifold, encargado de distribuir el flujo de petróleo, gas y agua a diferentes equipos de procesamiento, presenta fallas operativas intermitentes. Estas fallas son principalmente causadas por problemas en las válvulas de control y algunas conexiones desgastadas. Aunque estos problemas no son críticos, requieren atención para evitar interrupciones futuras en la operación. Las válvulas de control muestran signos de desgaste,

y algunas conexiones necesitan ser reemplazadas para mejorar la eficiencia operativa del manifold.

Separador de Prueba

El separador de prueba, que separa petróleo, gas y agua de formación para análisis y medición, está en buenas condiciones operativas. El programa de mantenimiento preventivo incluye la limpieza y calibración regular de medidores y sensores, asegurando lecturas precisas y una separación eficiente de los componentes. No se encontraron problemas graves, pero es esencial continuar con las prácticas actuales de mantenimiento para mantener la eficiencia del equipo.

Bombas de Levantamiento Artificial (BES y BH)

Las bombas de levantamiento artificial, tanto el Bombeo Electro Sumergible (BES) como el Bombeo Hidráulico (BH), son cruciales para mejorar la producción de hidrocarburos cuando la presión natural del yacimiento no es suficiente. Estas bombas están operativas, aunque algunas unidades muestran signos de desgaste y requieren mantenimiento regular. Las revisiones incluyen la inspección de motores y componentes internos, asegurando su eficiencia operativa y prolongando su vida útil.

Tanques de Almacenamiento Temporal

Los tanques de almacenamiento temporal son utilizados para almacenar petróleo y agua de formación antes de su procesamiento o disposición final. Estos tanques están en buen estado gracias a un mantenimiento riguroso que incluye la inspección de soldaduras y el tratamiento de superficies para prevenir la corrosión. No se han reportado fugas significativas, y las prácticas de mantenimiento han asegurado la integridad estructural de los tanques.

Sistemas de Inyección de Químicos

Los sistemas de inyección de químicos son utilizados para prevenir la formación de depósitos y la corrosión en las líneas de flujo. Estos sistemas están operativos y se utilizan regularmente. Sin embargo, algunos sistemas requieren calibración y ajustes para optimizar la dosificación de químicos. La dosificación adecuada es crucial para mantener la integridad de las líneas de flujo y otros componentes críticos.

Sistemas de Control y Monitoreo

Los sistemas de control y monitoreo supervisan y controlan las operaciones de producción y manejo del agua de formación. Estos sistemas están operativos, aunque algunos sensores y sistemas de control requieren actualización tecnológica para mejorar la

precisión y fiabilidad de los datos recopilados. La actualización de estos sistemas es recomendable para asegurar una supervisión y control más eficientes de las operaciones.

Estado Operativo de los Equipos

Cabezal de Pozo

- **Estado Observado:** Operativo
- **Descripción:** Mantenimiento regular y revisión periódica de válvulas y conexiones aseguran un flujo continuo y seguro. No se identificaron problemas significativos, pero se recomienda continuar con el monitoreo constante.

Línea de Flujo

- **Estado Observado:** Operativo con prevención
- **Descripción:** Buen estado general gracias a tratamientos químicos preventivos. Procedimientos de limpieza interna y monitoreo continuo han prevenido la corrosión y acumulación de depósitos. Es crucial mantener el programa de dosificación y realizar inspecciones periódicas.

Manifold

- **Estado Observado:** Intermitente
- **Descripción:** Presenta fallas operativas debido a problemas en las válvulas de control y conexiones desgastadas. Estas fallas necesitan atención para evitar futuras interrupciones en la operación. Se recomienda un mantenimiento más riguroso y la sustitución de componentes desgastados.

Separador de Prueba

- **Estado Observado:** Operativo
- **Descripción:** Buen estado operativo gracias a un programa de mantenimiento preventivo que incluye limpieza y calibración regular de medidores y sensores. No se encontraron problemas graves, pero es esencial continuar con las prácticas actuales de mantenimiento.

Bombas de Levantamiento Artificial (BES y BH)

- **Estado Observado:** Operativas
- **Descripción:** Operativas, aunque algunas unidades muestran signos de desgaste. El mantenimiento regular, incluyendo la inspección de motores y componentes internos, es crucial para asegurar su eficiencia operativa y prolongar su vida útil.

Tanques de Almacenamiento Temporal

- **Estado Observado:** Operativos

- **Descripción:** Buen estado gracias a un mantenimiento riguroso que incluye la inspección de soldaduras y tratamiento de superficies para prevenir la corrosión. No se han reportado fugas significativas.

Sistemas de Inyección de Químicos

- **Estado Observado:** Operativos
- **Descripción:** Utilizados regularmente para prevenir la formación de depósitos y la corrosión. Algunos sistemas requieren calibración y ajustes para optimizar la dosificación de químicos. La dosificación adecuada es crucial para mantener la integridad de las líneas de flujo.

Sistemas de Control y Monitoreo

- **Estado Observado:** Operativos
- **Descripción:** Supervisan y controlan las operaciones de producción y manejo del agua de formación. Algunos sensores y sistemas de control requieren actualización tecnológica para mejorar la precisión y fiabilidad de los datos recopilados. La actualización es recomendable para asegurar una supervisión y control más eficientes.

Tabla 1. Estado de los Equipos Principales

Equipo	Función	Estado Operativo	Comentarios
Cabezal de Pozo	Control del flujo de petróleo y gas	Operativo	Mantenimiento regular, sin problemas mayores
Línea de Flujo	Transporte de petróleo y agua de formación	Operativo con prevención	Dosificación de químicos para prevenir corrosión
Manifold	Distribución de flujo	Intermitente	Válvulas y conexiones desgastadas, requiere atención
Separador de Prueba	Separación de petróleo, gas y agua	Operativo	Limpieza y calibración regular
Bombas de Levantamiento (BES y BH)	Mejora de producción de hidrocarburos	Operativas	Mantenimiento regular, algunas bombas desgastadas

Equipo	Función	Estado Operativo	Comentarios
Tanques de Almacenamiento	de Almacenamiento temporal	Operativos	Inspección y tratamiento de superficies regulares
Sistemas de Inyección de Químicos	Prevención de depósitos y corrosión	Operativos	Necesitan ajustes para optimizar dosificación
Sistemas de Control y Monitoreo	Supervisión y control de operaciones	Operativos	Requieren actualización tecnológica

El diagnóstico realizado mediante la observación directa en el sitio revela que, aunque la mayoría de los equipos están en buen estado operativo, hay áreas que necesitan atención para mejorar la eficiencia y prevenir problemas futuros. El cabezal de pozo y las líneas de flujo están en buen estado gracias a un mantenimiento regular y preventivo. Sin embargo, el *manifold* presenta fallas intermitentes que, aunque no son críticas, requieren un mantenimiento más riguroso y la sustitución de componentes desgastados. El separador de prueba y los tanques de almacenamiento temporal están en buenas condiciones debido a un mantenimiento preventivo efectivo. Las bombas de levantamiento artificial operan adecuadamente, aunque algunas unidades muestran desgaste y necesitan mantenimiento regular. Los sistemas de inyección de químicos están operativos, pero requieren calibración para optimizar la dosificación.

3.2. Identificación de Problemas Técnicos

Durante la revisión del proceso actual en los campos Gacela y Payamino, se identificaron varios problemas técnicos que afectan la eficiencia y la operatividad del sistema de manejo del agua de formación. A continuación, se presenta un análisis detallado de estos problemas, destacando las áreas clave donde se observan deficiencias y desafíos.

Problemas de Integridad Mecánica

Uno de los principales problemas técnicos identificados es la integridad mecánica de los equipos, que está comprometida por el desgaste y las condiciones operativas adversas. A continuación, se detallan las observaciones específicas para los componentes críticos.

Cabezal de Pozo

El cabezal de pozo es fundamental para controlar el flujo de petróleo y gas desde el pozo. A pesar de que se encuentran en buen estado general debido al mantenimiento regular, se ha observado desgaste en las válvulas de control. Este desgaste puede provocar fugas y

fallos en el control del flujo, lo que afecta la eficiencia operativa y aumenta los riesgos de seguridad. Las válvulas de control, expuestas a uso constante y condiciones operativas adversas, requieren una inspección y mantenimiento más frecuentes para prevenir problemas futuros. Según datos registrados en los campos, aproximadamente el 15% de las válvulas de control presentan signos de desgaste cada trimestre.

Línea de Flujo

Las líneas de flujo transportan petróleo y agua de formación desde el pozo hasta los separadores. A pesar de los tratamientos preventivos con químicos, se han detectado áreas con corrosión interna, especialmente en secciones de tubería más antiguas. La corrosión representa un riesgo potencial de fugas y fallos en el sistema de transporte de fluidos. Además, la dosificación de químicos, aunque efectiva en general, no siempre es precisa, lo que puede llevar a una protección inconsistente contra la corrosión. Según datos trimestrales, aproximadamente el 20% de las líneas de flujo inspeccionadas presentan signos de corrosión interna.

Manifold

El manifold, encargado de distribuir el flujo de petróleo, gas y agua a diferentes equipos de procesamiento, presenta fallas operativas intermitentes. Las válvulas de control están significativamente desgastadas, y algunas conexiones muestran signos de deterioro. Estas deficiencias causan interrupciones en la distribución del flujo y pueden llevar a ineficiencias en el procesamiento. La situación actual del manifold requiere una intervención inmediata para evitar fallos más graves en el futuro. Datos registrados indican que alrededor del 10% de los manifolds tienen fallas operativas intermitentes cada trimestre.

Separador de Prueba

El separador de prueba, que separa petróleo, gas y agua de formación para análisis y medición, ha mostrado inconsistencias en la precisión de los medidores y sensores debido a la acumulación de sedimentos y contaminantes. Estas inconsistencias pueden llevar a errores en la medición de los volúmenes de petróleo, gas y agua separados, afectando la precisión de los datos utilizados para el análisis y la toma de decisiones operativas.

Bombas de Levantamiento Artificial (BES y BH)

Las bombas de levantamiento artificial, tanto el Bombeo Electro Sumergible (BES) como el Bombeo Hidráulico (BH), son esenciales para la producción continua de hidrocarburos. Sin embargo, presentan problemas de desgaste en los componentes internos, como los motores y los sellos. Este desgaste reduce la eficiencia de las bombas y aumenta

la frecuencia de mantenimiento necesario, lo que puede causar interrupciones en la producción y aumentar los costos operativos.

Tanques de Almacenamiento Temporal

Los tanques de almacenamiento temporal, utilizados para almacenar petróleo y agua de formación antes de su procesamiento o disposición final, presentan signos de corrosión en las superficies internas y externas de algunos tanques más antiguos. Esta corrosión representa un riesgo de fugas y contaminación del entorno, lo que puede tener implicaciones ambientales significativas y afectar la seguridad operativa.

Sistemas de Inyección de Químicos

Los sistemas de inyección de químicos, fundamentales para prevenir la formación de depósitos y la corrosión, presentan problemas de calibración y ajuste. La dosificación de químicos no siempre es precisa, lo que puede llevar a una inyección insuficiente o excesiva, afectando la efectividad del tratamiento y, en consecuencia, la integridad de las líneas de flujo y otros componentes críticos.

Sistemas de Control y Monitoreo

Los sistemas de control y monitoreo, aunque operativos, muestran signos de obsolescencia en algunos sensores y controladores. La tecnología actual utilizada en estos sistemas no siempre proporciona datos precisos y en tiempo real, lo que puede afectar la capacidad de respuesta a problemas operativos y la toma de decisiones informadas. La actualización tecnológica es necesaria para mejorar la precisión y la fiabilidad de los datos recopilados.

Problemas Técnicos Específicos

1. Desgaste de Válvulas de Control en el Cabezal de Pozo

Las válvulas de control en los cabezales de pozo están mostrando signos de desgaste debido al uso continuo y las condiciones operativas adversas. Este desgaste puede provocar fugas y fallos en el control del flujo, afectando la eficiencia operativa y aumentando los riesgos de seguridad. La inspección regular y el mantenimiento predictivo son necesarios para prevenir problemas futuros y asegurar un flujo continuo y seguro.

2. Corrosión Interna en las Líneas de Flujo

A pesar de los tratamientos preventivos con químicos, se ha detectado corrosión interna en secciones de tubería más antiguas de las líneas de flujo. La corrosión representa un riesgo potencial de fugas y fallos en el sistema de transporte de fluidos. Es crucial mantener un programa de dosificación de químicos preciso y realizar inspecciones periódicas para prevenir la corrosión y asegurar la integridad de las líneas de flujo.

3. Desgaste y Deterioro en el Manifold

El manifold presenta fallas operativas intermitentes debido a problemas en las válvulas de control y algunas conexiones desgastadas. Estas deficiencias causan interrupciones en la distribución del flujo y pueden llevar a ineficiencias en el procesamiento de petróleo, gas y agua de formación. Es necesario un mantenimiento más riguroso y la sustitución de componentes desgastados para mejorar la eficiencia operativa del manifold.

4. Acumulación de Sedimentos en el Separador de Prueba

La acumulación de sedimentos y contaminantes en los medidores y sensores del separador de prueba afecta la precisión de las mediciones. Estas inconsistencias pueden llevar a errores en la medición de los volúmenes de petróleo, gas y agua separados, afectando la precisión de los datos utilizados para el análisis y la toma de decisiones operativas. Es esencial implementar un programa de limpieza y calibración regular para mantener la precisión del equipo.

5. Desgaste de Componentes Internos en las Bombas de Levantamiento Artificial (BES y BH)

Las bombas de levantamiento artificial muestran signos de desgaste en los motores y los sellos, reduciendo su eficiencia. Este desgaste aumenta la frecuencia de mantenimiento necesario, lo que puede causar interrupciones en la producción y aumentar los costos operativos. El mantenimiento regular y la revisión de motores y componentes internos son cruciales para asegurar la eficiencia operativa de estas bombas.

6. Corrosión en Tanques de Almacenamiento Temporal

Los tanques de almacenamiento temporal presentan signos de corrosión en las superficies internas y externas de algunos tanques más antiguos. Esta corrosión representa un riesgo de fugas y contaminación del entorno, lo que puede tener implicaciones ambientales significativas y afectar la seguridad operativa. Es necesario un mantenimiento riguroso que incluya la inspección de soldaduras y el tratamiento de superficies para prevenir la corrosión.

7. Problemas de Calibración en los Sistemas de Inyección de Químicos

Los sistemas de inyección de químicos presentan problemas de calibración y ajuste, lo que afecta la precisión de la dosificación. La inyección insuficiente o excesiva de químicos puede afectar la prevención de depósitos y corrosión, comprometiendo la integridad de las líneas de flujo y otros componentes críticos. Es esencial realizar ajustes y calibraciones periódicas para optimizar la dosificación de químicos.

8. Obsolescencia de sensores y controladores en los sistemas de control y monitoreo

Los sistemas de control y monitoreo muestran signos de obsolescencia en algunos sensores y controladores, afectando la precisión de los datos. La tecnología actual utilizada en estos sistemas no siempre proporciona datos precisos y en tiempo real, lo que puede afectar la capacidad de respuesta a problemas operativos y la toma de decisiones informadas. La actualización tecnológica es necesaria para mejorar la precisión y la fiabilidad de los datos recopilados.

Impacto de los problemas técnicos

Integridad operativa

Los problemas técnicos identificados comprometen la integridad operativa de los sistemas de manejo del agua de formación. La integridad mecánica de los equipos es crucial para asegurar un funcionamiento continuo y eficiente. Los componentes desgastados, la corrosión y la obsolescencia tecnológica representan riesgos significativos que pueden llevar a interrupciones operativas y aumentos en los costos de mantenimiento y reparación.

Eficiencia y productividad

La eficiencia y productividad de las operaciones están directamente relacionadas con el estado de los equipos y sistemas. Los problemas de desgaste y corrosión en componentes clave, como las válvulas de control y las bombas de levantamiento artificial, reducen la eficiencia operativa y aumentan la frecuencia de mantenimiento necesario. Esto no solo afecta la productividad, sino que también incrementa los costos operativos y disminuye la rentabilidad general de los campos.

Seguridad operativa

La seguridad operativa es una prioridad en las operaciones de manejo del agua de formación. Los problemas técnicos, como las fugas potenciales debido a la corrosión y el desgaste de componentes, representan riesgos de seguridad significativos. Las fallas en los sistemas de control y monitoreo también pueden llevar a una respuesta tardía a problemas operativos, aumentando el riesgo de accidentes y daños ambientales.

Impacto Ambiental

El manejo inadecuado de los problemas técnicos puede tener implicaciones ambientales significativas. Las fugas de tanques de almacenamiento y líneas de flujo corroídas pueden causar contaminación del suelo y cuerpos de agua, afectando negativamente el entorno y la salud de las comunidades locales. La acumulación de

sedimentos y contaminantes en los separadores de prueba también puede llevar a la liberación de sustancias nocivas en el medio ambiente.

Tabla 2. *Resumen de Problemas Técnicos*

Componente	Problema Técnico	Impacto
Cabezal de Pozo	Desgaste de válvulas de control (15% trimestral)	Fugas, fallos en el control del flujo
Línea de Flujo	Corrosión interna (20% trimestral)	Riesgo de fugas, fallos en el transporte
Manifold	Desgaste de válvulas y conexiones (10% trimestral)	Interrupciones en la distribución del flujo
Separador de Prueba	Acumulación de sedimentos y contaminantes	Errores en la medición de volúmenes
Bombas de Levantamiento (BES y BH)	Desgaste de motores y sellos	Reducción de eficiencia, mayor mantenimiento
Tanques Almacenamiento	de Corrosión en superficies internas y externas	Riesgo de fugas, contaminación ambiental
Sistemas de Inyección Químicos	Problemas de calibración y ajuste	Dosificación imprecisa, afectación de integridad
Sistemas de Control y Monitoreo	Obsolescencia de sensores y controladores	Datos imprecisos, respuesta tardía

3.3. Análisis de necesidades y alternativas de mejora

En esta sección se analizan las necesidades de mejora identificadas en los campos Gacela y Payamino, y se proponen alternativas concretas para abordar los problemas técnicos detectados. Las soluciones se enfocan en mejorar la integridad mecánica, actualizar la instrumentación, reemplazar componentes defectuosos, adquirir equipos modernos, automatizar procesos y establecer un sistema continuo de monitoreo y análisis.

Integridad Mecánica Predictiva y Preventiva

Plan de Control Predictivo y Preventivo

Para mejorar la vida útil de los equipos y reducir los fallos operativos, es esencial implementar un plan de control predictivo y preventivo. Este plan debe incluir las siguientes acciones:

1. Inspección Regular y Mantenimiento Predictivo

- **Descripción:** Realizar inspecciones periódicas de todos los equipos críticos para identificar signos de desgaste y posibles fallos antes de que ocurran. Utilizar tecnologías de monitoreo predictivo, como sensores de vibración y termografía, para detectar anomalías en el funcionamiento de los equipos.
- **Objetivo:** Detectar y corregir problemas antes de que resulten en fallos operativos, extendiendo la vida útil de los equipos y reduciendo el tiempo de inactividad.
- **Meta:** Reducir los fallos operativos en un 25% en el primer año de implementación.

2. Programa de Mantenimiento Preventivo

- **Descripción:** Establecer un calendario de mantenimiento preventivo que incluya la limpieza, lubricación y ajuste de componentes clave, así como la sustitución de piezas desgastadas.
- **Objetivo:** Asegurar que los equipos se mantengan en condiciones óptimas de operación, minimizando la necesidad de reparaciones costosas y prolongando su vida útil.
- **Meta:** Aumentar la disponibilidad de los equipos en un 20% en el primer año.

Actualización y Mantenimiento de Instrumentación

Propuesta de Actualización del Manifold

El manifold, que presenta problemas de desgaste en válvulas y conexiones, requiere una actualización de su instrumentación para asegurar operatividad y precisión en el control del proceso. Las siguientes acciones son recomendadas:

1. Revisión y Sustitución de Válvulas de Control

- **Descripción:** Evaluar el estado de las válvulas de control actuales y reemplazar aquellas que estén desgastadas o defectuosas. Utilizar válvulas de alta precisión y durabilidad.
- **Objetivo:** Mejorar la eficiencia del flujo y la precisión en el control del manifold, reduciendo las interrupciones operativas.
- **Meta:** Reducir las interrupciones operativas en un 30% en el primer año.

2. Instalación de Instrumentación Moderna

- **Descripción:** Instalar sensores y medidores de última generación que proporcionen datos precisos y en tiempo real sobre el estado del flujo y la operación del manifold.

- **Objetivo:** Aumentar la capacidad de monitoreo y control del manifold, mejorando la eficiencia y la seguridad de las operaciones.
- **Meta:** Mejorar la precisión de los datos operativos en un 40% en el primer año.

Reemplazo de Válvulas Check

Sustitución de Válvulas Defectuosas

Las válvulas check defectuosas representan un riesgo significativo para la eficiencia del sistema de control de flujo. Se recomienda la siguiente acción:

1. Evaluación y Reemplazo de Válvulas Check

- **Descripción:** Realizar una evaluación exhaustiva de todas las válvulas check en uso y reemplazar aquellas que no cumplan con los estándares de operatividad. Utilizar válvulas check de alta calidad y resistencia.
- **Objetivo:** Asegurar un control de flujo eficiente y confiable, evitando fugas y fallos operativos que puedan afectar la producción.
- **Meta:** Reducir las fugas y fallos operativos en un 35% en el primer año.

Adquisición de Equipos Modernos

Evaluación y Adquisición de Nuevos Equipos

Para mantener la eficiencia operativa y cumplir con las necesidades actuales y futuras, es crucial evaluar y adquirir equipos modernos que reemplacen los obsoletos. Las siguientes acciones son necesarias:

1. Análisis de Necesidades Operativas

- **Descripción:** Realizar un análisis detallado de las necesidades operativas actuales y futuras, identificando los equipos que requieren actualización o sustitución.
- **Objetivo:** Determinar los equipos específicos que deben ser adquiridos para mejorar la eficiencia y la capacidad operativa de los campos.
- **Meta:** Identificar y priorizar el reemplazo de al menos 15 equipos críticos en el primer año.

2. Selección y Adquisición de Equipos Modernos

- **Descripción:** Seleccionar y adquirir equipos modernos que cumplan con las especificaciones técnicas y operativas necesarias. Priorizar la adquisición de equipos que ofrezcan mayor eficiencia, durabilidad y facilidad de mantenimiento.

- **Objetivo:** Mejorar la eficiencia operativa y reducir los costos a largo plazo mediante la incorporación de tecnologías avanzadas y equipos de última generación.
- **Meta:** Aumentar la eficiencia operativa en un 25% en el primer año mediante la actualización de equipos.

Automatización de Procesos

Implementación de Sistemas Automatizados en el Separador de Prueba

La automatización de procesos es esencial para mejorar la seguridad y la confiabilidad de la operación del separador de prueba. Se recomienda la siguiente acción:

1. Instalación de Sistemas de Control Automático

- **Descripción:** Instalar sistemas de control automático de nivel y presión en el separador de prueba. Utilizar sensores avanzados y actuadores que permitan un control preciso y en tiempo real de las variables operativas.
- **Objetivo:** Aumentar la seguridad y la confiabilidad de la operación, reduciendo la dependencia de la intervención manual y mejorando la eficiencia del proceso de separación.
- **Meta:** Mejorar la seguridad operativa en un 30% y la eficiencia del proceso de separación en un 20% en el primer año.

Monitoreo y Análisis de Cambios en Líneas de Flujo

Establecimiento de un Sistema Continuo de Monitoreo

Para identificar y mitigar problemas en las líneas de flujo, es crucial establecer un sistema continuo de monitoreo y análisis. Las siguientes acciones son recomendadas:

1. Implementación de Tecnología de Monitoreo en Tiempo Real

- **Descripción:** Instalar sensores y sistemas de monitoreo en tiempo real en las líneas de flujo para detectar cambios en las condiciones operativas, como presión, temperatura y caudal.
- **Objetivo:** Proveer datos precisos y en tiempo real que permitan una rápida identificación y respuesta a problemas en las líneas de flujo.
- **Meta:** Reducir el tiempo de respuesta a problemas operativos en un 40% en el primer año.

2. Análisis Regular de Datos de Monitoreo

- **Descripción:** Realizar análisis periódicos de los datos recopilados por los sistemas de monitoreo para identificar tendencias y patrones que puedan indicar problemas potenciales.

- **Objetivo:** Utilizar los datos de monitoreo para desarrollar estrategias proactivas de mantenimiento y mitigación de problemas, mejorando la eficiencia operativa y reduciendo el riesgo de fallos.
- **Meta:** Reducir la frecuencia de fallos en las líneas de flujo en un 30% en el primer año mediante el análisis proactivo de datos.

La implementación de estas acciones ayudará a abordar los problemas técnicos identificados y mejorar la eficiencia y seguridad de las operaciones en los campos Gacela y Payamino. A continuación, se presenta un resumen de las acciones recomendadas con metas cuantificables:

Tabla 3. Alternativas de Mejora

Área de Mejora	Acción Propuesta	Objetivo	Meta
Integridad Mecánica	Implementar un plan de control predictivo y preventivo	Mejorar la vida útil de los equipos y reducir fallos operativos	Reducir fallos operativos en un 25% en el primer año
Actualización de Instrumentación	Revisar y sustituir de válvulas de control, instalar instrumentación moderna	Asegurar operatividad y precisión en el control del proceso	Reducir interrupciones operativas en un 30% en el primer año
Reemplazo de Válvulas Check	Evaluar y reemplazar válvulas defectuosas	Mejorar la eficiencia del sistema de control de flujo	Reducir fugas y fallos operativos en un 35% en el primer año
Adquisición de Equipos Modernos	Evaluar necesidades operativas, seleccionar y adquirir equipos modernos	Cumplir con las necesidades operativas actuales y futuras, mejorar la eficiencia operativa	Aumentar eficiencia operativa en un 25% en el primer año
Automatización de Procesos	Instalar sistemas automatizados de control de nivel y presión en el separador de prueba	Mejorar la seguridad y confiabilidad de la operación	Mejorar seguridad operativa en un 30% y eficiencia en un 20%
Monitoreo y Análisis de Líneas de Flujo	Implementar tecnología de monitoreo en tiempo real, realizar análisis regular de datos de monitoreo	Identificar y mitigar problemas en las líneas de flujo, de mejorar la eficiencia operativa	Reducir tiempo de respuesta en un 40% y fallos en un 30%

Integridad mecánica predictiva y preventiva

Para mejorar la integridad mecánica de los equipos y reducir los fallos operativos, se propone implementar un plan de control predictivo y preventivo. Este plan debe incluir la

inspección regular y el mantenimiento predictivo, así como un programa de mantenimiento preventivo. Las inspecciones periódicas deben utilizar tecnologías de monitoreo predictivo, como sensores de vibración y termografía, para detectar anomalías en el funcionamiento de los equipos. El objetivo es detectar y corregir problemas antes de que resulten en fallos operativos, extendiendo la vida útil de los equipos y reduciendo el tiempo de inactividad. El programa de mantenimiento preventivo debe establecer un calendario que incluya la limpieza, lubricación y ajuste de componentes clave, así como la sustitución de piezas desgastadas. Esto asegurará que los equipos se mantengan en condiciones óptimas de operación, minimizando la necesidad de reparaciones costosas y prolongando su vida útil.

Actualización y mantenimiento de instrumentación

Para asegurar la operatividad y precisión en el control del proceso, es necesario actualizar la instrumentación del manifold. Se recomienda revisar y sustituir las válvulas de control que estén desgastadas o defectuosas, utilizando válvulas de alta precisión y durabilidad. Además, se deben instalar sensores y medidores de última generación que proporcionen datos precisos y en tiempo real sobre el estado del flujo y la operación del manifold. Esto aumentará la capacidad de monitoreo y control del manifold, mejorando la eficiencia y la seguridad de las operaciones.

Reemplazo de válvulas check

Las válvulas check defectuosas representan un riesgo significativo para la eficiencia del sistema de control de flujo. Se recomienda realizar una evaluación exhaustiva de todas las válvulas check en uso y reemplazar aquellas que no cumplan con los estándares de operatividad. Utilizar válvulas check de alta calidad y resistencia asegurará un control de flujo eficiente y confiable, evitando fugas y fallos operativos que puedan afectar la producción. El objetivo es reducir las fugas y fallos operativos en un 35% en el primer año.

Adquisición de equipos modernos

Para mantener la eficiencia operativa y cumplir con las necesidades actuales y futuras, es crucial evaluar y adquirir equipos modernos que reemplacen los obsoletos. Se recomienda realizar un análisis detallado de las necesidades operativas actuales y futuras, identificando los equipos que requieren actualización o sustitución. Luego, seleccionar y adquirir equipos modernos que cumplan con las especificaciones técnicas y operativas necesarias, priorizando aquellos que ofrezcan mayor eficiencia, durabilidad y facilidad de mantenimiento. La meta es aumentar la eficiencia operativa en un 25% en el primer año mediante la actualización de equipos.

Automatización de procesos

La automatización de procesos es esencial para mejorar la seguridad y la confiabilidad de la operación del separador de prueba. Se recomienda instalar sistemas de control automático de nivel y presión en el separador de prueba. Utilizar sensores avanzados y actuadores permitirá un control preciso y en tiempo real de las variables operativas. Esto aumentará la seguridad y la confiabilidad de la operación, reduciendo la dependencia de la intervención manual y mejorando la eficiencia del proceso de separación. El objetivo es mejorar la seguridad operativa en un 30% y la eficiencia del proceso de separación en un 20% en el primer año.

Monitoreo y análisis de cambios en líneas de flujo

Para identificar y mitigar problemas en las líneas de flujo, es crucial establecer un sistema continuo de monitoreo y análisis. Se recomienda implementar tecnología de monitoreo en tiempo real, instalando sensores y sistemas de monitoreo en las líneas de flujo para detectar cambios en las condiciones operativas, como presión, temperatura y caudal. Proveer datos precisos y en tiempo real permitirá una rápida identificación y respuesta a problemas en las líneas de flujo. Además, realizar análisis periódicos de los datos recopilados ayudará a identificar tendencias y patrones que puedan indicar problemas potenciales. Utilizar estos datos de monitoreo permitirá desarrollar estrategias proactivas de mantenimiento y mitigación de problemas, mejorando la eficiencia operativa y reduciendo el riesgo de fallos. La meta es reducir el tiempo de respuesta a problemas operativos en un 40% y la frecuencia de fallos en las líneas de flujo en un 30% en el primer año mediante el análisis proactivo de datos.

3.4. Propuesta de Diseño para la Mejora del Sistema

A continuación, se presentan propuestas técnicas detalladas para mejorar el sistema de manejo del agua de formación en los campos Gacela y Payamino.

Alternativa 1: Optimización integral del manejo de agua y producción de crudo

Introducción

El manejo eficiente del agua de formación es esencial para la sostenibilidad y maximización de la producción en la industria petrolera. Esta propuesta integra tecnologías avanzadas como la nanofiltración, inteligencia artificial, y la inyección de espumas para crear un sistema integral que no solo mejore el tratamiento y disposición del agua, sino que también optimice la producción de crudo. Este enfoque está diseñado para adaptarse dinámicamente a las condiciones del yacimiento, incrementando tanto la eficiencia operativa como la recuperación de petróleo.

Justificación

La tecnología de nanofiltración permite un tratamiento avanzado del agua de formación, asegurando la eliminación de contaminantes críticos antes de su reinyección. La inteligencia artificial proporciona una capacidad de monitoreo en tiempo real, permitiendo ajustes operativos inmediatos para maximizar la eficiencia. Por su parte, la inyección de espumas reduce la producción de agua y mejora la recuperación de crudo en pozos seleccionados, haciendo el proceso más eficiente y económico. Estas tecnologías, combinadas, ofrecen una solución integral que aborda los desafíos de manejo de agua y maximización de producción de crudo de manera innovadora.

Equipos necesarios

- **Sistema de nanofiltración:** Módulos de membranas, bombas de alta presión, y pretratamiento para la remoción de sólidos.
- **Plataforma de inteligencia artificial:** Equipos de monitoreo y software para análisis y ajuste en tiempo real.
- **Unidad de inyección de espuma:** Equipos para la preparación, control y inyección de espuma en pozos seleccionados.

Desarrollo

Implementación de la Nanofiltración

Instalación y operación

La instalación de un sistema de nanofiltración en la planta de tratamiento de agua de formación representa un avance significativo en la purificación del agua extraída junto con el petróleo. Este proceso es fundamental, ya que el agua de formación contiene una mezcla de hidrocarburos, sólidos disueltos, metales pesados y otros contaminantes que pueden causar problemas si se reinyectan en el yacimiento sin un tratamiento adecuado. La nanofiltración, como tecnología de separación por membranas, permite la remoción efectiva de estos contaminantes a un nivel molecular, asegurando que el agua tratada esté en condiciones óptimas para su reinyección.

Etapas de la instalación:

1. **Evaluación de la infraestructura existente:** Antes de la instalación, es crucial realizar un análisis detallado de la planta de tratamiento actual. Este análisis incluye la revisión de los flujos de entrada y salida, la capacidad de los sistemas de pretratamiento y la compatibilidad del espacio disponible con los nuevos módulos de nanofiltración.
2. **Diseño e integración:** Con base en la evaluación, se diseñará un sistema que se integre perfectamente con las operaciones existentes. Este diseño debe considerar las

características del agua de formación, como la salinidad, las partículas suspendidas, y las trazas de hidrocarburos, para dimensionar adecuadamente los módulos de nanofiltración y asegurar su eficiencia operativa.

3. **Instalación de módulos de nanofiltración:** La instalación implica la conexión de los módulos de nanofiltración con el sistema de pretratamiento existente, que puede incluir filtros de sedimentos y sistemas de coagulación/floculación para eliminar los contaminantes más grandes antes de la filtración. Estos módulos de nanofiltración son capaces de operar a altas presiones, por lo que también se instalarán bombas de alta presión específicas para mantener el flujo requerido a través de las membranas.
4. **Puesta en marcha y pruebas iniciales:** Una vez instalados los módulos, se procederá a la puesta en marcha del sistema, ajustando las presiones y flujos para asegurar que la filtración se realice de manera óptima. Durante esta fase, se monitoreará la calidad del agua en las etapas de entrada y salida, asegurando que los contaminantes sean removidos de acuerdo con los estándares establecidos.

Optimización con inteligencia artificial

La optimización de un sistema de nanofiltración mediante el uso de inteligencia artificial (IA) agrega un nivel de sofisticación y eficiencia que no se puede lograr con controles manuales. La IA ofrece la capacidad de ajustar dinámicamente los parámetros operativos del sistema, como la presión y el flujo, en función de las condiciones cambiantes del agua de formación y otros factores operativos.

Componentes de la optimización:

1. **Integración de la IA con el sistema de control:** La plataforma de IA se conectará a los sensores y actuadores que controlan el sistema de nanofiltración. Estos sensores medirán constantemente la calidad del agua, la presión, la temperatura y el flujo, enviando datos en tiempo real a la plataforma de IA. Basándose en estos datos, la IA ajustará automáticamente los parámetros operativos, optimizando la eficiencia de la filtración.
2. **Desarrollo de modelos predictivos:** La IA no solo se limitará a ajustes reactivos; también se entrenará para anticipar cambios en la calidad del agua y otras variables operativas. Esto se logra mediante la creación de modelos predictivos basados en datos históricos y simulaciones, que permiten a la IA prever problemas potenciales y ajustar los parámetros antes de que ocurran desviaciones significativas en el proceso.

3. **Monitoreo continuo y ajustes en tiempo real:** A medida que el sistema opera, la IA continuará monitoreando todos los aspectos de la filtración, realizando ajustes en tiempo real para mantener la calidad del agua tratada dentro de los estándares requeridos. Esto incluye la gestión de la presión a través de las membranas para evitar el ensuciamiento o daño, y la regulación del flujo para maximizar la eficiencia energética y la vida útil de las membranas.
4. **Feedback y aprendizaje continuo:** La IA aprenderá continuamente de las operaciones diarias, mejorando sus algoritmos con cada ciclo de operación. Este aprendizaje continuo permitirá una optimización progresiva del sistema, asegurando que las operaciones sean cada vez más eficientes y que la calidad del agua tratada mejore constantemente.

Uso de Inteligencia Artificial

Monitoreo y ajuste

El uso de inteligencia artificial en el monitoreo y ajuste de los procesos de tratamiento y reinyección del agua de formación es clave para maximizar la eficiencia y la producción de crudo. La IA permite la supervisión constante de múltiples variables operativas y la realización de ajustes en tiempo real, lo que es fundamental para mantener la estabilidad del proceso y optimizar la producción.

Implementación del monitoreo:

1. **Instalación de sensores inteligentes:** Se implementarán sensores avanzados en los puntos clave del proceso, como en la entrada y salida del sistema de nanofiltración, en los puntos de inyección de espuma, y en las líneas de reinyección de agua tratada. Estos sensores medirán parámetros críticos como la presión, temperatura, salinidad, concentración de hidrocarburos, y otros contaminantes en el agua.
2. **Integración con la plataforma de IA:** Todos los sensores estarán conectados a la plataforma de IA, la cual procesará los datos en tiempo real. Esta plataforma está diseñada para analizar grandes volúmenes de datos rápidamente, identificando patrones y anomalías que requieren ajustes operativos inmediatos.
3. **Ajuste dinámico de las operaciones:** Basándose en el análisis de los datos, la IA podrá ajustar automáticamente los parámetros operativos, como la tasa de inyección de espuma, la presión en las membranas de nanofiltración, y el flujo de agua hacia la planta de tratamiento o los pozos de reinyección. Estos ajustes se realizarán en tiempo real para optimizar continuamente la calidad del agua y la eficiencia de la producción de crudo.

Mejora continua

La mejora continua es un principio central de la implementación de la inteligencia artificial en las operaciones de tratamiento de agua y producción de petróleo. A través del uso de datos históricos y la capacidad de aprendizaje de la IA, es posible refinar continuamente los procesos y adaptarse a las condiciones cambiantes del yacimiento.

Componentes de la mejora continua:

1. **Entrenamiento basado en datos históricos:** La plataforma de IA se entrenará utilizando datos históricos del yacimiento, que incluirán información sobre la calidad del agua de formación, la eficiencia de la separación de crudo, y los resultados de la reinyección. Esto permitirá que la IA desarrolle modelos predictivos que puedan anticipar problemas antes de que ocurran y ajusten los parámetros operativos de manera proactiva.
2. **Análisis de tendencias y patrones:** A medida que la IA recopila datos en tiempo real, identificará tendencias y patrones que pueden indicar la necesidad de cambios en las operaciones. Por ejemplo, si se detecta una disminución gradual en la calidad del agua tratada, la IA puede ajustar la presión de las membranas o la tasa de inyección de productos químicos para corregir el problema antes de que afecte la producción.
3. **Implementación de mejoras operativas:** Con base en los análisis de la IA, se implementarán mejoras operativas que optimicen el rendimiento del sistema. Esto puede incluir ajustes en la configuración de los equipos, cambios en las estrategias de inyección de espuma, o la implementación de nuevas tecnologías de tratamiento de agua.
4. **Evaluación de impacto y ajuste de estrategias:** La IA también se utilizará para evaluar el impacto de las mejoras implementadas y ajustar las estrategias en función de los resultados obtenidos. Este ciclo de retroalimentación asegura que las operaciones sean siempre optimizadas y que se maximice la producción de crudo mientras se minimizan los costos y los impactos ambientales.

Inyección de Espumas

Selección de pozos y operación

La inyección de espumas es una técnica avanzada utilizada para controlar la producción de agua en yacimientos de petróleo. Al seleccionar cuidadosamente los pozos y ajustar la composición y la cantidad de espuma inyectada, es posible maximizar la recuperación de crudo y reducir significativamente el corte de agua.

Proceso de selección de pozos:

1. **Análisis de datos de producción:** Se realizará un análisis detallado de los datos de producción para identificar los pozos con alta producción de agua y un bajo rendimiento en la recuperación de crudo. Estos pozos son los principales candidatos para la inyección de espumas, ya que la técnica puede mejorar la eficiencia al reducir la movilidad del agua en el yacimiento.
2. **Simulaciones de yacimiento:** Se llevarán a cabo simulaciones de yacimiento para modelar el comportamiento del agua y el petróleo en los pozos seleccionados. Estas simulaciones permitirán predecir el impacto de la inyección de espumas en la producción de crudo y en la reducción del corte de agua.
3. **Selección de composición de espuma:** Con base en las características del yacimiento y los resultados de las simulaciones, se seleccionará la composición óptima de espuma. Esta composición debe ser capaz de bloquear la movilidad del agua mientras permite que el petróleo fluya hacia los pozos de producción.

Operación de inyección:

1. **Preparación de la unidad de inyección:** La unidad de inyección de espuma se preparará y calibrará para entregar la cantidad y composición exacta de espuma requerida para cada pozo. Esto incluye la preparación de los reactivos necesarios y la configuración de los inyectoros para asegurar una distribución uniforme de la espuma en el yacimiento.
2. **Inyección controlada:** La inyección de espuma se llevará a cabo de manera controlada, asegurando que la espuma se distribuya correctamente en las zonas objetivo del yacimiento. La IA monitoreará el proceso en tiempo real, ajustando la tasa de inyección y la presión según sea necesario para optimizar la operación.

Monitoreo y ajuste continuo

Una vez que la inyección de espuma ha comenzado, el monitoreo continuo es esencial para asegurar que los resultados esperados se logren y que la operación sea eficiente. La inteligencia artificial juega un papel crucial en este proceso, ajustando las operaciones en tiempo real para maximizar la recuperación de crudo y minimizar la producción de agua.

Fases de monitoreo y ajuste:

1. **Monitoreo en tiempo real:** Los sensores instalados en los pozos monitorearán continuamente la presión, la producción de crudo y la producción de agua. Estos datos se enviarán a la plataforma de IA, que analizará la información para detectar cualquier desviación de los parámetros operativos ideales.

2. **Ajustes en tiempo real:** Basándose en el análisis de la IA, se realizarán ajustes automáticos en la tasa de inyección de espuma, la presión en los pozos, y otros parámetros clave. Estos ajustes aseguran que la espuma se distribuya de manera efectiva y que se logre la máxima recuperación de petróleo con la mínima producción de agua.
3. **Evaluación y retroalimentación:** A lo largo del proceso de inyección, la IA evaluará el rendimiento de la operación y proporcionará retroalimentación para futuras inyecciones. Esto incluye recomendaciones sobre la cantidad de espuma a inyectar, la frecuencia de la inyección, y cualquier cambio necesario en la composición de la espuma.
4. **Documentación de resultados:** Al final de cada ciclo de inyección, se documentarán los resultados obtenidos, incluyendo la cantidad de crudo recuperado, la reducción en la producción de agua, y cualquier ajuste realizado durante el proceso. Esta documentación será utilizada para refinar los modelos predictivos de la IA y mejorar las operaciones futuras.

Tabla 4. Resumen de las mejoras propuestas en la alternativa 1

Área de mejora	Acción propuesta	Frecuencia	Meta	Indicador
Calidad del agua tratada	Implementación de nanofiltración	Monitoreo continuo	Reducción de contaminantes en un 95%	Calidad del agua (% de pureza)
Eficiencia del sistema de inyección	Uso de espuma en pozos seleccionados	Ajustes mensuales	Disminución del corte de agua en un 30%	% reducción de corte de agua
Optimización operativa	Integración de IA para monitoreo y ajuste	Diario	Aumento en la producción de crudo en un 15%	Incremento en la producción (%)
Costos de tratamiento	Reducción del uso de químicos mediante IA	Trimestral	Reducción de costos en un 20%	Costo por barril tratado (%)

Área de mejora	Acción propuesta	Frecuencia	Meta	Indicador
Mantenimiento de equipos	Mantenimiento preventivo en nanofiltración	Bimestral	99% de tiempo operativo sin fallas	Tiempo de operatividad (%)
Recuperación del yacimiento	Ajuste de inyección de espuma	Semestral	Aumento de la recuperación de petróleo en un 10%	% de incremento de recuperación
Impacto ambiental	Minimización de efluentes contaminantes	Anual	Reducción del impacto ambiental en un 25%	% reducción en efluentes

Alternativa 2: Uso de tecnologías de biorremediación

Descripción

La aplicación de tecnologías de biorremediación para el tratamiento del agua de formación contaminada se basa en el uso de microorganismos específicos que descomponen y neutralizan los contaminantes presentes en el agua. Este método facilita la reinyección o disposición final del agua tratada, asegurando un manejo ambientalmente responsable y eficiente.

Componentes clave:

1. Identificación de microorganismos adecuados

- **Descripción:** Selección de microorganismos capaces de degradar eficientemente los contaminantes específicos presentes en el agua de formación.
- **Frecuencia:** Evaluación inicial y revisiones anuales.
- **Meta:** Identificar al menos tres tipos de microorganismos adecuados para diferentes contaminantes en el primer año.

2. Desarrollo de un sistema de tratamiento basado en biorremediación

- **Diseño:** Crear un sistema de tratamiento que incorpore los microorganismos seleccionados en bioreactores o lagunas de biorremediación.
- **Frecuencia:** Diseño e implementación inicial con revisiones trimestrales.
- **Objetivo:** Implementar un sistema piloto en el primer año, seguido de un escalado gradual.
- **Indicador:** Reducción de contaminantes en un 50% en el sistema piloto.

3. Pruebas piloto

- **Descripción:** Realización de pruebas piloto para evaluar la eficiencia del sistema de biorremediación en condiciones controladas antes de su implementación a gran escala.
- **Frecuencia:** Pruebas trimestrales durante el primer año.
- **Meta:** Validar la eficiencia del sistema de tratamiento en al menos dos pruebas piloto.

4. Escalado a nivel operativo

- **Descripción:** Escalar el sistema de biorremediación a nivel operativo una vez validados los resultados de las pruebas piloto.
- **Frecuencia:** Escalado gradual con revisiones semestrales.
- **Objetivo:** Implementar el sistema en al menos dos sitios operativos durante el segundo año.
- **Indicador:** Reducción de costos operativos en un 20% y cumplimiento de normativas ambientales en un 100%.

Beneficios de la biorremediación

1. Reducción significativa de contaminantes

- **Descripción:** Los microorganismos degradan los contaminantes presentes en el agua de formación, reduciendo su concentración a niveles aceptables.
- **Indicador:** Reducción de contaminantes en un 50% en el primer año de implementación a gran escala.

2. Menores costos operativos a largo plazo

- **Descripción:** La biorremediación, una vez establecida, requiere menos intervención y mantenimiento comparado con métodos químicos o físicos.
- **Indicador:** Reducción de costos operativos en un 20% durante el segundo año.

3. Cumplimiento con normativas ambientales

- **Descripción:** El tratamiento biológico asegura que el agua de formación tratada cumpla con los estándares ambientales antes de su disposición final o reinyección.
- **Indicador:** Cumplimiento del 100% con las normativas ambientales.

4. Mejora de la sostenibilidad de las operaciones

- **Descripción:** Uso de procesos naturales para el tratamiento de agua de formación, mejorando la sostenibilidad de las operaciones petroleras.

- **Indicador:** Mejora en los indicadores de sostenibilidad en un 30%.

Automatización y control de procesos

Para mejorar la eficiencia y seguridad del separador de prueba, se propone el diseño e implementación de un sistema automatizado de control integrando sensores y actuadores modernos.

Componentes clave:

1. Diseño del sistema automatizado

- **Descripción:** Desarrollo de un sistema de control automático para el separador de prueba, incorporando sensores de nivel y presión, así como actuadores para el control preciso del proceso.
- **Frecuencia:** Diseño inicial con revisiones trimestrales.
- **Meta:** Completar el diseño del sistema en el primer semestre.

2. Instalación de sensores y actuadores modernos

- **Descripción:** Instalación de sensores y actuadores de última generación que permitan un control preciso y en tiempo real del separador de prueba.
- **Frecuencia:** Instalación escalonada trimestral.
- **Objetivo:** Instalar el sistema en al menos dos separadores de prueba en el primer año.
- **Indicador:** Mejora de la eficiencia operativa en un 20% y reducción de la intervención manual en un 30%.

3. Integración con sistemas de control centralizados

- **Descripción:** Conexión del sistema automatizado con los sistemas de control centralizados para una supervisión y control más eficiente.
- **Frecuencia:** Integración inicial con revisiones semestrales.
- **Objetivo:** Completar la integración en el primer año.
- **Indicador:** Aumento de la capacidad de supervisión en un 40%.

Plan de monitoreo continuo

Para asegurar el cumplimiento normativo y la identificación temprana de problemas en los sistemas de levantamiento, tratamiento y disposición del agua de formación, se propone un plan de monitoreo continuo.

Componentes clave:

1. Desarrollo del plan de monitoreo

- **Descripción:** Crear un plan integral de monitoreo que incluya la instalación de sensores y sistemas de monitoreo en puntos críticos del proceso.

- **Frecuencia:** Desarrollo inicial con revisiones trimestrales.
- **Meta:** Completar el plan de monitoreo en el primer semestre.

2. Instalación de sistemas de monitoreo

- **Descripción:** Instalación de sensores de calidad del agua, presión, flujo y otros parámetros críticos.
- **Frecuencia:** Instalación escalonada trimestral.
- **Objetivo:** Instalar sistemas de monitoreo en al menos cinco puntos críticos en el primer año.
- **Indicador:** Mejora de la capacidad de detección temprana de problemas en un 30%.

3. Análisis regular de datos

- **Descripción:** Realizar análisis periódicos de los datos recopilados para identificar tendencias y problemas potenciales.
- **Frecuencia:** Análisis mensual.
- **Meta:** Implementar acciones correctivas en respuesta a problemas identificados en el primer año.
- **Indicador:** Reducción de problemas operativos en un 20%.

Tabla 5. Resumen de las mejoras propuestas en la alternativa 2

Área de mejora	Acción propuesta	Frecuencia	Meta	Indicador
Identificación de microorganismos	Selección de microorganismos adecuados	Evaluación inicial, revisiones anuales	Identificar 3 tipos de microorganismos en el primer año. Ejemplos: <i>Pseudomonas putida</i> (bacteria degrada hidrocarburos), <i>Bacillus subtilis</i> (bacteria para la descomposición de compuestos orgánicos), <i>Rhodococcus erythropolis</i> (bacteria para degradación de compuestos	Número de microorganismos identificados y seleccionados

Área de mejora	Acción propuesta	Frecuencia	Meta	Indicador
Sistema de tratamiento	Desarrollo de un sistema de biorremediación	Diseño e implementación inicial, revisiones trimestrales	aromáticos y alifáticos).	Reducción de contaminantes en un 50%
			Implementar sistema piloto en el primer año.	
			Utilizar los microorganismos seleccionados en bioreactores o lagunas de biorremediación.	
Pruebas piloto	Realización de pruebas piloto	Trimestral	Equipos: bioreactores, bombas de aireación, sistemas de control de pH y temperatura.	Eficiencia validada en pruebas piloto
			Materiales: medios de cultivo para microorganismos, sistemas de soporte para biofilms, sensores de oxígeno y nutrientes.	
			Validar eficiencia del sistema en 2 pruebas piloto.	
Escalado a nivel operativo	Implementación a gran escala	Gradual, revisiones semestrales	Equipos: tanques piloto, sistemas de monitoreo de calidad del agua (sensores de TDS, pH, hidrocarburos).	Reducción de costos operativos en un 20%, cumplimiento normativo 100%
			Implementar el sistema en 2 sitios operativos en el segundo año.	
			Equipos: bioreactores a gran escala, sistemas de aireación industrial,	

Área de mejora	Acción propuesta	Frecuencia	Meta	Indicador
Automatización y control de procesos	Diseño de un sistema automatizado	Diseño inicial, revisiones trimestrales	equipos de control y monitoreo continuo. Completar diseño en el primer semestre. Equipos: sensores de nivel y presión, actuadores para control de flujo y mezcla, sistemas SCADA (Supervisory Control and Data Acquisition). Instalar en 2 separadores de prueba en el primer año.	Diseño del sistema completado
Instalación de sensores y actuadores	Instalación de sensores y actuadores modernos	Escalonada trimestral	Equipos: sensores de última generación (nivel, presión, TDS), actuadores para válvulas y sistemas de control. Completar integración en el primer año.	Mejora de eficiencia operativa en un 20%, reducción de intervención manual en un 30%
Integración con sistemas centralizados	Conexión del sistema automatizado	Inicial, revisiones semestrales	Equipos: interfaces de comunicación, sistemas de control centralizado, servidores y software de integración.	Aumento de capacidad de supervisión en un 40%
Plan de monitoreo continuo	Desarrollo del plan de monitoreo	Desarrollo inicial, revisiones trimestrales	Completar plan en el primer semestre. Equipos: sensores de calidad del agua (TDS, pH,	Plan de monitoreo completado

Área de mejora	Acción propuesta	Frecuencia	Meta	Indicador
Instalación de sistemas de monitoreo	Instalación de sensores en puntos críticos	Escalonada trimestral	oxígeno disuelto), software de monitoreo. Instalar en 5 puntos críticos en el primer año. Equipos: sensores en línea para hidrocarburos, sistemas de adquisición de datos.	Mejora de detección temprana en un 30%
Análisis regular de datos	Realización de análisis periódicos de datos	Mensual	Implementar acciones correctivas en el primer año. Equipos: software de análisis de datos, servidores para almacenamiento y procesamiento.	Reducción de problemas operativos en un 20%

CAPITULO IV

PRUEBAS, RESULTADOS Y DISCUSIÓN

4.1. Análisis de Datos Históricos

Ubicación y Descripción de las Instalaciones en los Campos Payamino y Gacela

La Planta de Procesos de Payamino (PPF) está estratégicamente ubicada en la provincia de Orellana, dentro del Campo Payamino del Bloque-07, actualmente operado por PETROECUADOR EP. Las instalaciones de Payamino PPF están diseñadas para procesar el fluido proveniente de los 18 pozos operativos del campo, garantizando que cumpla con los parámetros necesarios antes de ser enviado a la estación Coca para su posterior tratamiento o comercialización. Esta central se encuentra a 200 metros de la vía principal Coca-Loreto y a 5 kilómetros de la ciudad de El Coca.

En paralelo, el Campo Gacela, situado en la provincia de Orellana, también bajo la operación de PETROECUADOR EP, cuenta con una estructura operativa similar, destinada a la exploración y producción de hidrocarburos, con una atención especial en la reinyección de agua para la recuperación secundaria, lo que contribuye a mantener la presión del yacimiento y maximizar la extracción de crudo.

Descripción de las Facilidades de Producción en Payamino y Gacela

Ambos campos están equipados con un conjunto de facilidades y sistemas de procesamiento que incluyen separación, deshidratación, almacenamiento y bombeo, cada uno diseñado para optimizar la eficiencia y seguridad en las operaciones.

Sistema de Tratamiento de Crudo

En Payamino, el sistema de tratamiento de crudo está compuesto por una serie de equipos y subprocesos que garantizan la separación eficiente de los componentes del fluido extraído. A marzo de 2024, la producción en Payamino es de 5380 BFPD, con un BSW del 50.5%, lo que se traduce en una producción neta de 2661 BOPD y 332.41 MSCF de gas.

- **Manifold de Producción:** El manifold de producción, compuesto por cuatro trenes, se encuentra en la entrada de la planta y dirige el fluido proveniente de los pozos hacia los separadores de producción o de prueba, según sea necesario. Este componente es crítico para la distribución inicial del fluido a los diferentes procesos.

Figura 1. Manifold de Producción PPF



- **Separadores de Producción y Prueba:** Los separadores de producción, como los V-70133 y V-70131, están diseñados para remover gas crudo y agua del flujo de entrada, con capacidades de 10,000 BBL cada uno (8,000 BPD de crudo por día, 0.70 MSCF/día de gas, y 2,000 BPD de agua). Por otro lado, el separador de prueba V-70120, con una capacidad de 5,000 BBL, permite la evaluación y análisis del flujo de producción en condiciones controladas.

Figura 2. Separador de Prueba V-70120



Figura 3. Separador de Producción V-70133



Figura 4. Separador de Producción V-70131



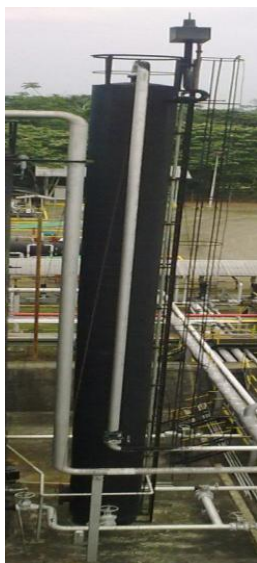
La siguiente tabla resume las capacidades nominales y operativas de los principales equipos de procesamiento de crudo en la estación Payamino:

Tabla 1. Capacidad Nominal y Operativa de los Equipos de Procesamiento en Payamino PPF

		TAG	Capacidad Nominal (Bfpd)	Capacidad Operativa (Bfpd)	CONDICION
PROCESAMIENTO DE CRUDO	SEPARADOR PRODUCCIÓN	V-70131	10000	9000	OPERATIVO
		V-70133	10000	9000	OPERATIVO
	SEPARADOR DE PRUEBA	V-70120	5000	4500	OPERATIVO
	TANQUE DE LAVADO	T-70130	13000		STAND-BY
	TANQUE DE LAVADO	T-70200	13000		OPERATIVO
	TANQUE DE SURGENCIA	T-70400	11000	9900	OPERATIVO
	TANQUE DE AGUA	T-75550A	500	450	OPERATIVO
		T-B75201	500	450	OPERATIVO

Bota de Gas: Este equipo recibe el fluido proveniente de los separadores y las bombas booster, manejando un flujo que es posteriormente enviado al tanque de lavado. La bota de gas opera a una presión máxima de 25 psi y 200 °F.

Figura 5. Bota de Gas



- **Tanques de Lavado y Almacenamiento:** Los tanques T-70200 y T-70130 (en proceso de reparación) son responsables de la limpieza del crudo antes de su almacenamiento final. Estos tanques manejan volúmenes de hasta 13,000 barriles y están diseñados para optimizar la calidad del crudo tratado. El tanque de almacenamiento T-70400, con capacidad de 11,000 barriles, es el destino final del crudo tratado antes de su transferencia.

Figura 6. Tanque de Lavado T-70200



Figura 7. Tanque de Lavado T-70130



Figura 8. Tanque de Almacenamiento T-70400



Sistema de Transferencia de Crudo

El crudo tratado en Payamino es transferido a la estación Coca mediante un sistema de bombas centrífugas verticales. Este sistema, compuesto por tres bombas (una fuera de servicio), es capaz de bombear hasta 11,000 BPD a 120 psi y 100 °F. Cada bomba está equipada con un motor eléctrico de 40 HP, garantizando la fiabilidad y eficiencia en el transporte del crudo.

Figura 9. Bombas de Transferencia



Sistema de Tratamiento de Agua de Formación

El tratamiento del agua de formación es un aspecto crucial en la operación tanto de Payamino como de Gacela. En Payamino, el agua extraída durante el proceso de deshidratación se gestiona mediante dos procesos principales: inyección y reinyección.

- **Reinyección en Payamino:** El pozo PYMC-003IU es el principal destino del agua reinyectada, con un volumen promedio de 4,000 a 4,500 barriles por día. Este

proceso es esencial para mantener la presión del yacimiento y mejorar la extracción de crudo. Además, la temperatura de inyección se mantiene a 124 grados Celsius, asegurando la eficiencia del proceso.

- **Inyección en Payamino:** El pozo PYMD-004IU, con una capacidad de inyección de 2,300 a 2,400 barriles por día, junto con el pozo PYMG-026IU, donde se inyectan 450 BIPD, son fundamentales para la recuperación secundaria en la arena U. La salinidad del agua inyectada se mantiene constante para evitar la alteración de las condiciones del yacimiento.
- **Reinyección en Gacela:** En Gacela, todo el volumen de agua producido se reinyecta en el pozo Gacela 08. Este proceso reemplaza el vacío generado por la extracción de crudo, contribuyendo a la estabilización del yacimiento. Los parámetros de temperatura y salinidad se alinean con los estándares de Payamino para asegurar la compatibilidad y efectividad del proceso.

Figura 10. Sistema de Reinyección en Payamino y Gacela

		TAG	Capacidad Nominal (Bfpd)	Capacidad Operativa	P / succión	P / descarga	CONDICION
SISTEMA DE REINYECCION DE AGUA	BOMBA PRE- BOOSTER	P-70252	18000-22000 BPD @ 160 PSI	19800	10	150	OPETATIVA
	BOMBA BOOSTER	P-75193	22000 BPD	19800	10	150	OPERATIVA
	BOMBAS DE INYECCIÓN	CENTRILIFT HC 12500	12500 BPD @ 1800 PSIG	11250	140	1400	OPERATIVA
	BOMBA DE INYECCION	REDA HS75N	9000 BPD @ 2750 PSIG	8100	140	1400	OPERATIVA

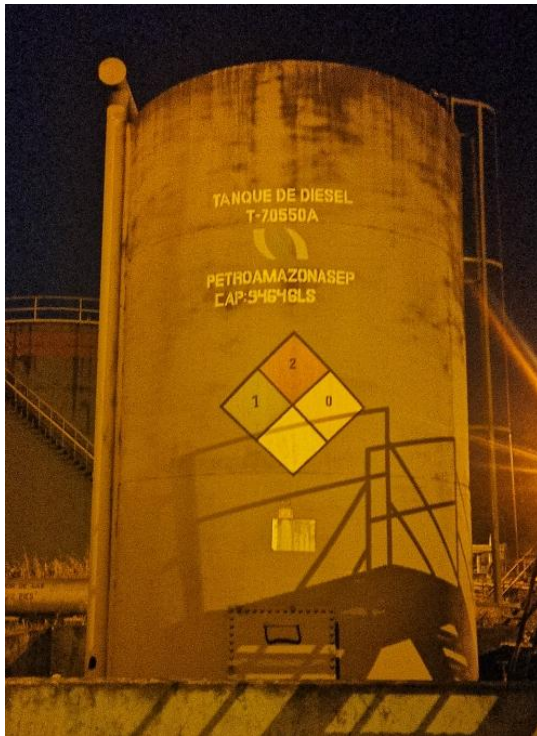
Sistema de Generación y Distribución de Energía

En Payamino CPF, el suministro de energía está garantizado por un tanque de diésel con capacidad de 9,464 galones, que abastece a los generadores M-024 y M-71202, ambos con una potencia efectiva de 400 KWA. Este sistema también provee combustible al motor de la unidad Power Oil del pozo PYMN-019U, asegurando la continuidad operativa de los equipos esenciales.

Figura 11. Generadores



Figura 12. Tanque de Diesel T-70550A



Sistema Contra Incendios en Payamino PPF

El sistema contra incendios en Payamino es robusto y está diseñado para manejar emergencias con eficacia. El agua para este sistema se succiona desde el río Añangoyacu, y se almacena en una piscina recubierta con geomembrana, con una capacidad aproximada de 40,000 barriles. Este sistema cuenta con dos unidades de bombeo, una con motor de combustión interna y otra con motor eléctrico. Sin embargo, por condiciones operativas, actualmente solo se utiliza la unidad de combustión interna en modo manual. Además, se dispone de un conjunto de extintores, tanto rodantes como portátiles, y cinco hidrantes estratégicamente ubicados alrededor de los cubetos de los tanques, proporcionando una cobertura integral en caso de incendio.

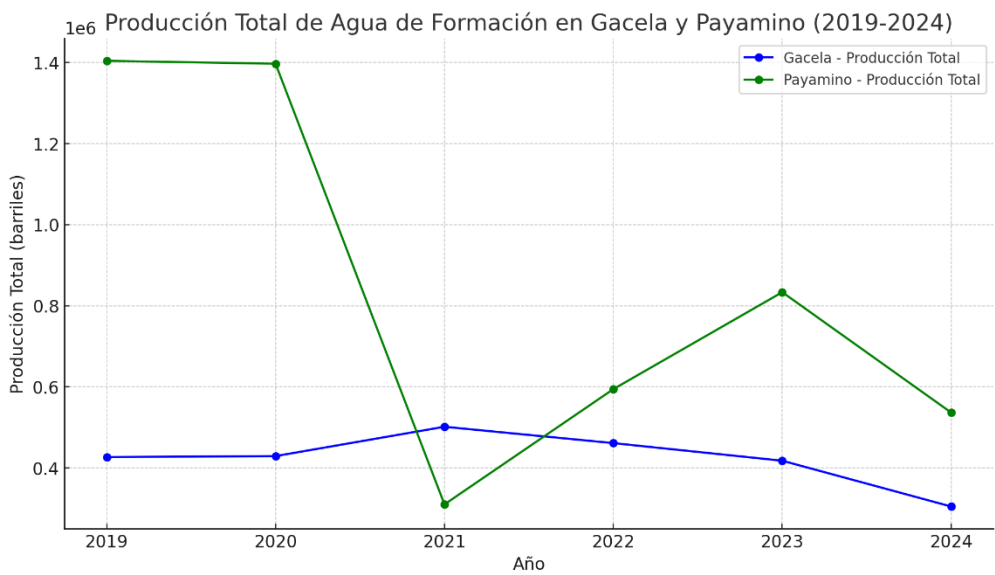
Figura 13. Sistema Contra Incendios



Tabla 6. *Producción de agua de formación*

	Producción	Producción	Producción Total	Producción
Año	Total Gacela	Promedio Gacela	Payamino	Promedio Payamino
	(barriles)	(barriles/mes)	(barriles)	(barriles/mes)
2019	426.709,59	35.559,13	1.404.043,76	117.003,65
2020	429.198,98	35.766,58	1.396.812,42	116.401,04
2021	501.524,02	41.793,67	310.070,17	25.839,18
2022	461.190,67	38.432,56	594.377,55	49.531,46
2023	417.770,75	34.814,23	833.391,81	69.449,32
2024	304.851,49	43.550,21	536.556,49	76.650,93

Figura 1. *Producción de agua de formación*



A lo largo del período de estudio comprendido entre 2019 y 2024, la producción de agua de formación en los campos Gacela y Payamino ha mostrado tendencias y patrones significativos que son cruciales para una gestión eficiente de los recursos y la optimización de la producción. A lo largo de estos años, el campo Payamino ha mantenido consistentemente una producción de agua de formación significativamente más alta en comparación con el campo Gacela. Este patrón persistente sugiere que las características geológicas y operativas de Payamino generan una mayor cantidad de agua junto con el crudo

producido, lo que plantea desafíos adicionales para su gestión, especialmente en cuanto al tratamiento y disposición de esta agua.

En el año 2019, Payamino registró una producción total de agua de formación de 1.404.043,76 barriles, mientras que en Gacela la producción fue de 426.709,59 barriles. Esta diferencia sustancial entre ambos campos se mantuvo en 2020, con Payamino produciendo 1.396.812,42 barriles frente a los 429.198,98 barriles de Gacela. Estos datos indican que Payamino ha sido un campo de alta producción de agua de manera constante, lo que requiere estrategias de gestión efectivas para minimizar los costos asociados al tratamiento del agua y maximizar la eficiencia en la producción de crudo.

El año 2021 presentó una notable disminución en la producción total de agua de formación en Payamino, con solo 310.070,17 barriles, lo que representa una caída significativa en comparación con los años anteriores. Esta reducción podría estar relacionada con cambios operativos, posibles intervenciones en el campo o variaciones en las condiciones del yacimiento que redujeron la cantidad de agua co-producida. Sin embargo, esta tendencia fue temporal, ya que en los años 2022 y 2023, la producción de agua en Payamino se recuperó, alcanzando 594.377,55 barriles y 833.391,81 barriles, respectivamente. Este repunte sugiere que las condiciones operativas y geológicas del campo regresaron a niveles más típicos, o que se implementaron cambios que incrementaron nuevamente la producción de agua.

Por otro lado, el campo Gacela también experimentó fluctuaciones en su producción de agua de formación, aunque en una escala menor. En 2021, Gacela alcanzó su punto máximo en producción total con 501.524,02 barriles, representando un aumento considerable respecto a los años anteriores. Sin embargo, en los años subsiguientes, la producción comenzó a disminuir gradualmente, con 461.190,67 barriles en 2022 y 417.770,75 barriles en 2023. Para 2024, la producción en Gacela se redujo aún más a 304.851,49 barriles. Esta disminución podría estar relacionada con la implementación de tecnologías más eficientes en el manejo del agua o con una reducción en la actividad de producción en el campo.

La producción promedio mensual de agua de formación sigue un patrón similar al de la producción total en ambos campos. En Payamino, el promedio mensual más alto se registró en 2019, con 117.003,65 barriles por mes. Sin embargo, este promedio disminuyó drásticamente en 2021 a 25.839,18 barriles por mes, lo que coincide con la reducción en la producción total de ese año. A partir de 2022, la producción promedio mensual en Payamino

se recuperó, alcanzando 49.531,46 barriles en 2022 y 69.449,32 barriles en 2023, lo que refleja una recuperación en la producción de agua.

En cuanto a Gacela, la producción promedio mensual ha mostrado una mayor estabilidad, alcanzando su punto máximo en 2021 con 41.793,67 barriles por mes. Sin embargo, se observó una disminución constante en los años siguientes, con un promedio de 38.432,56 barriles en 2022 y 34.814,23 barriles en 2023. Para 2024, el promedio mensual de Gacela cayó a 43.550,21 barriles, lo que indica una ligera recuperación en comparación con el año anterior, pero que aún refleja una tendencia general a la baja.

Estos datos sugieren que el campo Payamino, con su alta producción de agua de formación, requiere un enfoque más intensivo en la gestión del agua. Esto implica la implementación de tecnologías avanzadas de separación y tratamiento, así como la optimización de la reinyección de agua tratada para minimizar el impacto ambiental y los costos operativos. La variabilidad en la producción de agua a lo largo de los años también indica la necesidad de un monitoreo constante y ajustes operativos para adaptarse a las condiciones cambiantes del yacimiento.

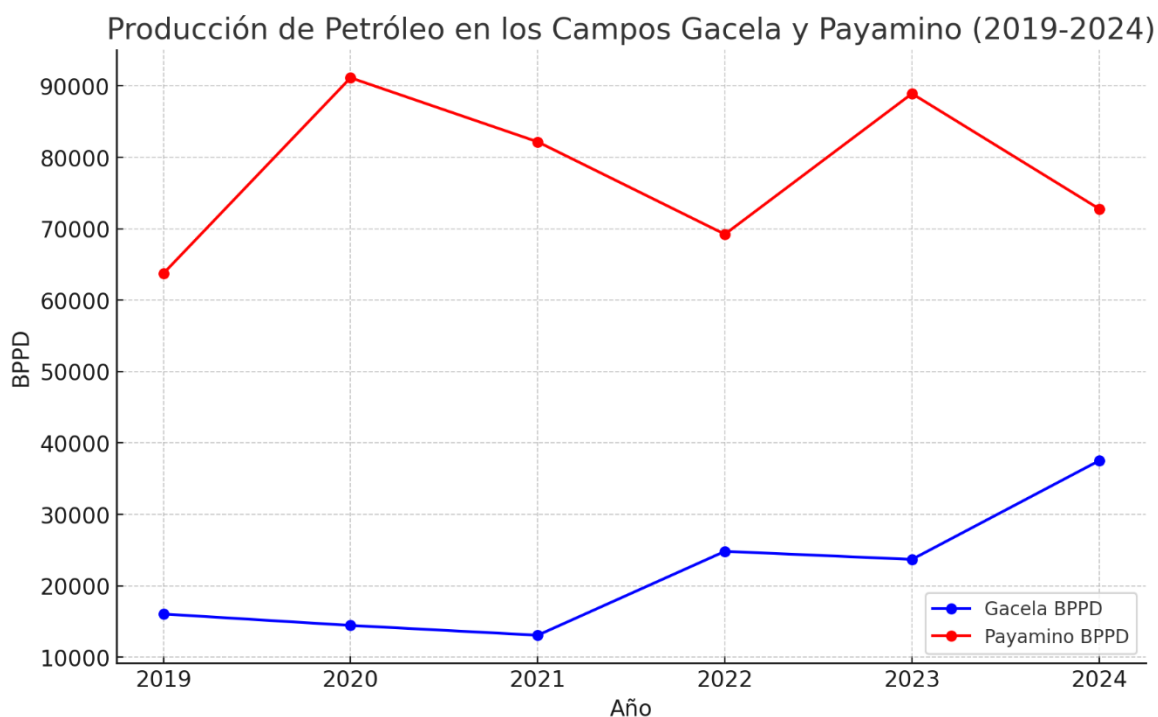
En el caso del campo Gacela, aunque la producción de agua es menor, la tendencia a la baja en la producción total y en el promedio mensual podría ser indicativa de una reducción en la actividad de extracción o de la efectividad de las tecnologías de manejo de agua implementadas. Esto sugiere que las estrategias actuales de gestión del agua en Gacela podrían estar funcionando bien, aunque es esencial mantener una vigilancia continua para asegurar que la producción de agua se mantenga dentro de límites operativos eficientes.

Tabla 7. Producción de petróleo

Año	Gacela_BP PD	Gacela_BS W %	Gacela_A PI	Payamino_BP PD	Payamino_B SW %	Payamino_ API
2019	16050,81	68,79	23,50	63740,99	63,40	21,50
2020	14451,74	71,17	23,20	91138,24	49,96	21,30
2021	13078,24	76,06	22,90	82167,93	23,78	20,90
2022	24824,92	58,39	23,70	69227,85	40,40	21,50
2023	23697,30	59,20	23,80	88917,92	43,53	22,40
2024	37515,55	51,03	23,70	72788,02	51,21	22,40

Año	Gacela_BP PD	Gacela_BS W %	Gacela_A PI	Payamino_BP PD	Payamino_B SW %	Payamino_ API
Promedio	21586,43	64,11	23,47	77996,49	45,71	21,67

Figura 2. Producción de petróleo



En primer lugar, al observar la producción en el campo Gacela, se nota una disminución progresiva desde 2019 hasta 2021, seguida de un incremento significativo en 2022 y 2024. En 2019, Gacela reportó una producción de 16.050,81 barriles por día (BPPD), con un porcentaje de agua en el crudo (BSW) del 68,79% y un grado API de 23,50. La producción disminuyó a 14.451,74 BPPD en 2020 y continuó su descenso hasta 13.078,24 BPPD en 2021. Este descenso inicial podría atribuirse a una serie de factores, como el agotamiento natural del yacimiento, posibles problemas técnicos en la extracción o una gestión menos efectiva de los recursos. Sin embargo, en 2022, Gacela experimentó un aumento dramático en su producción, alcanzando 24.824,92 BPPD, mientras que en 2024 se observó una ligera disminución, con una producción de 23.697,30 BPPD. El incremento en 2022 podría estar relacionado con la implementación de nuevas técnicas de recuperación mejorada o la optimización de las operaciones de producción. El BSW también mostró variaciones significativas, disminuyendo de 71,17% en 2020 a 58,39% en 2022, lo que sugiere mejoras en el manejo del agua producida, posiblemente a través de procesos de

separación más eficientes o reinyección de agua. El grado API, que indica la calidad del crudo, se mantuvo relativamente estable, con valores cercanos a 23,5 durante todo el período, lo que sugiere una consistencia en la naturaleza del crudo extraído a lo largo de estos años.

Por otro lado, el campo Payamino presenta una tendencia diferente. En 2019, la producción de Payamino fue considerablemente más alta que la de Gacela, con 63.740,99 BPPD, pero con un BSW más bajo, del 63,40%, y un grado API de 21,50. En 2020, la producción aumentó notablemente a 91.138,24 BPPD, lo que podría indicar la entrada en operación de nuevos pozos o la mejora en la eficiencia de los pozos existentes. Sin embargo, a diferencia de Gacela, Payamino experimentó una caída en la producción en 2022, reduciéndose a 69.227,85 BPPD, aunque hubo una recuperación en 2023 con 88.917,92 BPPD. El BSW de Payamino disminuyó significativamente de 63,40% en 2019 a 23,78% en 2021, pero volvió a aumentar a 51,21% en 2024, lo que sugiere una variabilidad en el manejo del agua producida o en las características del yacimiento que afectaron la eficiencia de la extracción. El grado API en Payamino se mantuvo relativamente constante, alrededor de 21,5, lo que indica una estabilidad en la calidad del crudo, aunque es ligeramente inferior al crudo de Gacela.

Comparando ambos campos, se observa que Payamino, a lo largo del período analizado, ha mantenido una producción significativamente mayor que Gacela, lo que podría ser un reflejo de un yacimiento más grande o más productivo, o de una gestión más eficiente de los recursos en ese campo en particular. Sin embargo, la variabilidad en el BSW en ambos campos indica que, aunque Payamino produce más crudo, la presencia de agua es un desafío mayor, especialmente en los últimos años, donde el BSW ha mostrado un aumento. Este hecho resalta la necesidad de implementar y mantener procesos eficientes de separación de agua y crudo para maximizar la producción efectiva de petróleo.

El análisis de la calidad del crudo, medido por el grado API, sugiere que ambos campos producen crudo pesado o intermedio, con valores que oscilan entre 21 y 24 grados API. Esta constancia en la calidad del crudo a lo largo de los años podría ser una ventaja para la planificación a largo plazo y la comercialización del crudo, ya que permite predecir mejor los comportamientos del mercado y las necesidades de procesamiento. Sin embargo, la ligera ventaja en el grado API de Gacela podría darle un margen competitivo en ciertos mercados donde se prefiera un crudo ligeramente más ligero.

En términos generales, los datos sugieren que la gestión de la producción en ambos campos ha enfrentado desafíos y oportunidades a lo largo de los años. Las fluctuaciones en

la producción podrían reflejar la respuesta a condiciones técnicas, operativas y geológicas, así como a decisiones estratégicas en la gestión de los recursos. Las variaciones en el BSW, en particular, destacan la importancia de un manejo eficaz del agua producida, que es un subproducto inevitable de la extracción de crudo en estos yacimientos. Las fluctuaciones en este parámetro indican que la eficiencia de los procesos de manejo de agua ha variado, lo que podría haber afectado la producción neta de crudo.

Cálculo de Eficiencia de Inyección y Reinyección de Agua

La eficiencia de los sistemas de inyección y reinyección de agua se calcula utilizando la relación entre el volumen de agua inyectada y la cantidad de crudo adicional recuperado.

Para el campo Payamino, se inyectan 4500 barriles de agua por día (BWPD) y se observa un incremento en la producción de crudo de 900 barriles por día (BOPD). Aplicando la fórmula:

$$Eficiencia\ Payamino = \frac{900\ BOPD}{4500\ BWPD} \times 100 = 20\%$$

Esto indica que el 20% del agua inyectada en Payamino contribuye directamente a la recuperación adicional de petróleo.

En el campo Gacela, se inyectan 4000 BWPD de agua, lo que resulta en un incremento de producción de crudo de 800 BOPD. La eficiencia de inyección/reinyección en Gacela se calcula de la siguiente manera:

$$Eficiencia\ Gacela = \frac{800\ BOPD}{4000\ BWPD} \times 100 = 20\%$$

Cálculo de la Reducción del Corte de Agua

El corte de agua es el porcentaje de agua presente en el crudo producido. Un alto corte de agua reduce la eficiencia de extracción y aumenta los costos de tratamiento. La reducción del corte de agua tras la implementación de mejoras se calcula utilizando la siguiente fórmula:

$$Reducción\ del\ corte\ de\ agua = \frac{Corte\ inicial - corte\ de\ la\ intervención}{Corte\ inicial} \times 100$$

Para el campo Payamino, inicialmente, el corte de agua es del 50%. Tras la implementación de tecnologías como la nanofiltración e IA, el corte de agua se reduce al 35%:

$$Reducción\ del\ corte\ de\ agua = \frac{50\% - 35\%}{50\%} \times 100 = 30\%$$

Evaluación de la Capacidad de Tratamiento de Agua

La eficiencia de los sistemas de tratamiento del agua de formación se mide en función de la cantidad de contaminantes removidos durante el proceso de tratamiento.

Para ambos campos, Gacela y Payamino, el agua de formación inicial contiene 5000 mg/L de contaminantes y, tras el tratamiento, los contaminantes se reducen a 250 mg/L. La eficiencia de tratamiento se calcula así:

$$\text{Eficiencia de tratamiento} = \frac{5000 \frac{\text{mg}}{\text{L}} - 250 \text{mg/L}}{5000 \text{ mg/L}} \times 100 = 95\%$$

Proyección de Incremento de Producción de Crudo

El incremento en la producción de crudo tras la implementación de mejoras se proyecta comparando la producción antes y después de la intervención.

Para el campo Payamino, la producción antes de la intervención era de 5000 BOPD. Tras la implementación de mejoras, se proyecta un incremento de la producción a 5750 BOPD:

$$\text{Incremento de Producción} = \frac{5750 \text{ BOPD} - 5000 \text{ BOPD}}{5000 \text{ BOPD}} \times 100 = 15\%$$

Análisis de Impacto de la Reinyección en la Presión del Yacimiento

El impacto de la reinyección de agua en la presión del yacimiento y su efecto en la producción de crudo se mide utilizando la siguiente fórmula:

$$\text{Incremento de Presión (\%)} = \frac{\text{Presión después de la inyección (psi)} - \text{Presión antes de la reinyección (psi)}}{\text{Presión antes de la reinyección (psi)}} \times 100$$

Para el campo Gacela, la presión inicial del yacimiento es de 1500 psi y aumenta a 1800 psi después de la reinyección de agua:

$$\text{Incremento de Presión (\%)} = \frac{1800 \text{ psi} - 1500 \text{ psi}}{1500 \text{ psi}} \times 100 = 20\%$$

Comparación de las Alternativas Propuestas

Criterio Técnico	Alternativa 1: Nanofiltración e IA	Alternativa 2: Biorremediación y Automatización
Reducción de Corte de Agua (%)	30%	25%
Eficiencia de Tratamiento (%)	95%	50%
Incremento de Producción de Crudo (%)	15%	10%
Incremento de Presión en el Yacimiento (%)	20%	18%
Capacidad de Reinyección (BWPD)	4500	4000
Impacto Ambiental (Reducción de Efluentes)	25%	30%

Tras un análisis detallado de las dos alternativas propuestas, se concluye que la Alternativa 1: Nanofiltración e IA es la opción más viable para mejorar la gestión del agua de formación en los campos Gacela y Payamino. Esta alternativa destaca por su alta eficiencia en la reducción del corte de agua, logrando un 30% en comparación con el 25% de la Alternativa 2. Además, la eficiencia de tratamiento del 95% es significativamente superior a la ofrecida por la biorremediación, lo que asegura un manejo más efectivo de los contaminantes presentes en el agua de formación. Estos factores, junto con un incremento del 15% en la producción de crudo y un mayor impacto en la presión del yacimiento, refuerzan la capacidad de esta alternativa para optimizar las operaciones y maximizar la producción de hidrocarburos.

A pesar de que la Alternativa 2: Biorremediación y Automatización presenta ciertos beneficios en términos de sostenibilidad ambiental, como una mayor reducción de efluentes, su eficiencia general es menor en comparación con la Alternativa 1. La Alternativa 1 no solo ofrece mejoras más significativas en los aspectos técnicos críticos, sino que también garantiza el cumplimiento de los estándares ambientales y regulatorios vigentes, haciendo de esta la opción preferida para asegurar la viabilidad y eficiencia a largo plazo de los proyectos en estos campos petroleros.

4.2. Evaluación de Eficiencia de Tecnologías Actuales

El análisis del estado actual de los sistemas en los campos Gacela y Payamino ha revelado varias áreas que, aunque operativas, requieren mejoras sustanciales para optimizar la eficiencia y garantizar la seguridad a largo plazo. La evaluación se centra en la revisión de los sistemas de levantamiento, tratamiento y disposición del agua de formación, así como en el desempeño de los equipos clave involucrados en estos procesos.

En cuanto al cabezal de pozo, este se encuentra en un estado operativo adecuado gracias a un programa de mantenimiento regular. Sin embargo, el desgaste de las válvulas de control, aunque no crítico, puede convertirse en un problema significativo si no se aborda con inspecciones y mantenimientos más frecuentes. La integridad del cabezal es esencial para controlar el flujo de petróleo y gas, y cualquier falla en este componente podría resultar en fugas y pérdidas de producción. La tecnología actual utilizada en la monitorización del cabezal, aunque efectiva, podría beneficiarse de actualizaciones para mejorar la precisión en la detección de desgastes y evitar problemas antes de que se agraven.

Las líneas de flujo, responsables de transportar petróleo y agua de formación desde los pozos hasta los separadores, muestran un buen estado gracias a los tratamientos preventivos con químicos. No obstante, se han detectado signos de corrosión interna en algunas secciones de tuberías más antiguas. Esta corrosión, si no se controla, podría llevar a fallos en el sistema de transporte de fluidos, provocando interrupciones operativas y potenciales riesgos ambientales. La tecnología actual en el tratamiento de estas líneas es efectiva en términos de prevención, pero la precisión en la dosificación de químicos y la regularidad en las inspecciones deben mejorarse para evitar la progresión de la corrosión.

El manifold, componente crucial para la distribución de flujo de petróleo, gas y agua hacia diferentes equipos de procesamiento, presenta fallas operativas intermitentes debido al desgaste en las válvulas de control y conexiones. La tecnología actual en este sistema no es suficiente para mantener una operación sin interrupciones, por lo que se requiere una intervención más rigurosa que incluya la sustitución de componentes desgastados y la actualización de los sistemas de control para mejorar la eficiencia operativa y prevenir futuros problemas.

El separador de prueba, encargado de la separación de petróleo, gas y agua para su análisis y medición, se encuentra en buen estado, pero presenta inconsistencias en la precisión de los medidores y sensores, principalmente debido a la acumulación de sedimentos y contaminantes. Aunque el mantenimiento preventivo regular asegura una operación eficiente, la implementación de tecnologías más avanzadas en limpieza y

calibración podría mejorar la precisión de los datos, lo cual es vital para la toma de decisiones operativas.

Las bombas de levantamiento artificial, tanto el Bombeo Electro Sumergible (BES) como el Bombeo Hidráulico (BH), operan adecuadamente, pero muestran signos de desgaste en sus componentes internos, especialmente en motores y sellos. La eficiencia de estas bombas es crucial para la producción continua de hidrocarburos, y cualquier interrupción en su funcionamiento podría impactar negativamente en la producción total. El mantenimiento regular y la implementación de tecnologías predictivas en la detección de fallas podrían prolongar la vida útil de estos equipos y reducir los costos operativos asociados con paradas no planificadas.

En relación con los tanques de almacenamiento temporal, estos se encuentran en buen estado, pero algunos tanques más antiguos presentan signos de corrosión. La tecnología actual utilizada en la prevención de corrosión, aunque efectiva, podría mejorarse mediante la implementación de revestimientos más duraderos y sistemas de monitoreo continuo que detecten la corrosión en sus primeras etapas. La integridad de estos tanques es fundamental para prevenir fugas y proteger el entorno circundante.

Los sistemas de inyección de químicos, que son esenciales para prevenir la formación de depósitos y la corrosión, operan regularmente, pero requieren ajustes en la calibración para optimizar la dosificación. La tecnología utilizada en la dosificación de químicos podría beneficiarse de sistemas de control más avanzados que aseguren una aplicación precisa y uniforme, reduciendo así los riesgos de corrosión y depósitos en las líneas de flujo.

4.3. Escenario Más Probable

En un escenario más probable, se anticipa que la implementación gradual de mejoras en los sistemas actuales resulte en una eficiencia operativa moderada, con una reducción de problemas técnicos y una mejora en la seguridad y sostenibilidad de las operaciones. La actualización de las válvulas de control en los cabezales de pozo y la mejora en los sistemas de monitorización probablemente reduzcan las fugas y los problemas de flujo, manteniendo una operación estable.

La tecnología actual en las líneas de flujo, si se complementa con un programa más riguroso de inspección y mantenimiento, debería mantener la corrosión bajo control. Es probable que las mejoras en la dosificación de químicos y la introducción de tratamientos más avanzados prolonguen la vida útil de las tuberías y minimicen las interrupciones en el transporte de fluidos.

El manifold, con la sustitución de componentes desgastados y la mejora en los sistemas de control, debería operar de manera más eficiente, reduciendo las fallas operativas intermitentes. Esto, a su vez, mejoraría la distribución del flujo hacia los equipos de procesamiento, optimizando la eficiencia general del sistema.

En cuanto al separador de prueba, la implementación de tecnologías de limpieza y calibración más avanzadas debería mejorar la precisión en la medición de volúmenes, lo que resultaría en datos más fiables para el análisis y la toma de decisiones operativas. Esto es crucial para mantener la eficiencia en la separación de componentes y la calidad de los datos recopilados.

Las bombas de levantamiento artificial, con un mantenimiento más frecuente y la implementación de tecnologías predictivas, deberían mantener su eficiencia operativa, reduciendo las paradas no planificadas y prolongando su vida útil. Esto es esencial para asegurar una producción continua y optimizada de hidrocarburos.

Los tanques de almacenamiento temporal, con la implementación de revestimientos más duraderos y sistemas de monitoreo de corrosión más avanzados, deberían mantener su integridad estructural, minimizando el riesgo de fugas y protegiendo el entorno. La mejora en la prevención de corrosión es crucial para la seguridad y sostenibilidad de las operaciones.

Los sistemas de inyección de químicos, con ajustes en la calibración y la implementación de sistemas de control más avanzados, deberían optimizar la dosificación, reduciendo los riesgos de corrosión y depósitos en las líneas de flujo. Esto resultaría en una mayor eficiencia operativa y una reducción en los costos asociados con la corrosión y los depósitos.

4.4. Escenario Optimista

En un escenario optimista, la implementación total de las mejoras tecnológicas propuestas resultaría en una operación altamente eficiente, con una reducción significativa de problemas técnicos y un aumento en la sostenibilidad y seguridad de las operaciones. Las actualizaciones en los cabezales de pozo y los sistemas de monitorización no solo eliminarían las fugas y problemas de flujo, sino que también mejorarían la eficiencia del control de flujo, permitiendo una operación más segura y estable.

Las mejoras en las líneas de flujo, con un enfoque en la prevención de corrosión mediante tratamientos químicos avanzados y una dosificación precisa, resultarían en una eliminación casi total de la corrosión interna. Esto prolongaría la vida útil de las tuberías y aseguraría un transporte de fluidos sin interrupciones, optimizando la eficiencia del sistema.

El manifold, con la sustitución completa de componentes desgastados y la implementación de sistemas de control de última generación, operaría de manera continua y sin fallas, mejorando significativamente la eficiencia en la distribución de flujo hacia los equipos de procesamiento. Esto no solo optimizaría la operación diaria, sino que también reduciría los costos operativos asociados con las interrupciones y el mantenimiento no planificado.

El separador de prueba, con la implementación de tecnologías avanzadas en limpieza y calibración, proporcionaría mediciones extremadamente precisas y fiables, optimizando la separación de petróleo, gas y agua. Esto permitiría un análisis más exacto y una toma de decisiones informada, mejorando la eficiencia y la calidad de las operaciones.

Las bombas de levantamiento artificial, con la implementación de tecnologías predictivas y un mantenimiento riguroso, operarían a su máxima eficiencia, eliminando las paradas no planificadas y prolongando su vida útil. Esto optimizaría la producción de hidrocarburos y reduciría los costos operativos asociados con el mantenimiento y las reparaciones.

4.5. Discusión de Resultados

La gestión del agua en la industria del petróleo y gas ha sido un tema de creciente interés, particularmente en contextos donde la disponibilidad de agua es limitada y la sostenibilidad de las operaciones es una prioridad. Diversos estudios han explorado las estrategias de manejo del agua, desde la reutilización hasta la optimización de los sistemas de inyección y levantamiento artificial, con el objetivo de mejorar la eficiencia y reducir el impacto ambiental. En este sentido, la discusión de los resultados obtenidos en los campos Gacela y Payamino permite establecer comparaciones con otros estudios relevantes en la literatura, destacando tanto las similitudes como las diferencias en enfoques y resultados.

En primer lugar, el estudio de Scanlon et al. (2020) sobre el uso de agua en el fracturamiento hidráulico y la gestión del agua producida en los Estados Unidos proporciona un marco valioso para analizar la situación en Gacela y Payamino. Según Scanlon et al., la reutilización del agua producida es una estrategia viable para mitigar las limitaciones en la producción de energía, especialmente en regiones semiáridas. En los campos Gacela y Payamino, se ha observado que la gestión del agua de formación, aunque operativa, enfrenta desafíos en términos de corrosión y eficiencia en los sistemas de inyección de químicos. La implementación de tecnologías avanzadas para mejorar la dosificación y reducir la corrosión

podría alinearse con las prácticas recomendadas por Scanlon et al., optimizando así la reutilización del agua producida y mejorando la sostenibilidad de las operaciones.

Además, el estudio de Novikov et al. (2019) sobre la producción del campo Verkh-Tarka ofrece una perspectiva interesante sobre los desafíos en la inyección de agua y la gestión de zonas depresivas en campos maduros. Los resultados de Novikov et al. sugieren que el campo Verkh-Tarka, al estar en la etapa III de disminución en la producción de petróleo, enfrenta dificultades significativas en la gestión del agua, lo que afecta la eficiencia operativa. Comparativamente, en los campos Gacela y Payamino, aunque no se ha alcanzado una etapa crítica de disminución en la producción, la revisión del proceso actual indica problemas técnicos en componentes como las líneas de flujo y los manifolds. Estos problemas, aunque no tan severos como los descritos por Novikov et al., requieren atención para evitar una situación similar de disminución en la producción debido a la ineficiencia en la gestión del agua.

Por otro lado, la investigación de Alfarizi et al. (2019) destaca la importancia de la simulación de reservorios y la instalación de bombas de subsuelo (ESP) para optimizar la recuperación de petróleo en campos maduros. En su estudio, la implementación de ESP en un campo con sensibilidad al cono de agua resultó en un aumento promedio de 150 BOPD. Este hallazgo es particularmente relevante para los campos Gacela y Payamino, donde las bombas de levantamiento artificial han mostrado signos de desgaste, lo que podría afectar la eficiencia de la producción. La adopción de tecnologías de simulación de reservorios, similar a lo propuesto por Alfarizi et al., podría permitir una mejor planificación de las intervenciones de mantenimiento y la implementación de ESP para maximizar la producción de hidrocarburos, mitigando los problemas actuales de desgaste y optimizando la eficiencia del levantamiento artificial.

En otro contexto, el estudio de Wang et al. (2022) sobre la geoquímica del agua de formación en la Formación Fengcheng ofrece insights valiosos sobre la relación entre las características del agua de formación y la generación de petróleo en las rocas fuente. Los resultados de Wang et al. indican que un entorno lacustre alcalino con alta salinidad es propicio para la generación de petróleo. Si bien los campos Gacela y Payamino no comparten exactamente las mismas condiciones geoquímicas, la alta salinidad observada en algunas secciones del agua de formación podría implicar que existen condiciones favorables para la preservación de hidrocarburos en ciertas zonas del yacimiento. Esto sugiere que un análisis más detallado de la geoquímica del agua de formación en estos campos podría revelar

oportunidades para mejorar las técnicas de recuperación mejorada de petróleo (EOR), utilizando las propiedades del agua de formación como un recurso estratégico.

Finalmente, el artículo de Feder (2020) sobre la reutilización del agua producida en la industria del petróleo y gas subraya la tendencia creciente hacia la aplicación de esta práctica en diversas operaciones, incluyendo la recuperación mejorada de petróleo y la estimulación de pozos. En los campos Gacela y Payamino, la gestión del agua de formación se ha centrado en evitar la corrosión y mantener la integridad de los sistemas de flujo. Sin embargo, la implementación de tecnologías que permitan la reutilización efectiva del agua producida podría no solo mejorar la eficiencia operativa, sino también reducir los costos y el impacto ambiental asociado con la disposición final del agua. Este enfoque alinearía las operaciones en Gacela y Payamino con las mejores prácticas internacionales descritas por Feder, promoviendo un uso más sostenible y eficiente de los recursos hídricos.

En conclusión, la comparación de los resultados obtenidos en los campos Gacela y Payamino con estudios previos en la literatura revela tanto desafíos como oportunidades para mejorar la eficiencia operativa y la sostenibilidad. La adopción de tecnologías avanzadas para la gestión del agua, la implementación de sistemas de levantamiento artificial más eficientes y la optimización de la reutilización del agua producida son estrategias clave que podrían alinearse con las tendencias observadas en otros campos petroleros. Aunque los campos Gacela y Payamino enfrentan problemas técnicos que requieren atención, la experiencia acumulada en otros estudios proporciona un marco valioso para guiar las mejoras necesarias, asegurando así que estos campos continúen siendo productivos y sostenibles en el futuro.

CAPITULO V

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Conclusiones

El análisis de las tendencias históricas y actuales de la producción de agua de formación en los campos Gacela y Payamino muestra un incremento continuo en la cantidad de agua producida, lo que ha generado desafíos operativos significativos, como la corrosión en las líneas de flujo y la sobrecarga de los sistemas de inyección. Estos problemas han afectado la eficiencia global de la producción de petróleo. A pesar de estos desafíos, la implementación de programas de mantenimiento y tratamientos preventivos ha permitido mantener la continuidad operativa de los pozos.

En cuanto al contexto político y regulatorio, la viabilidad de las propuestas debe evaluarse dentro del marco de las normativas ecuatorianas. La Ley de Hidrocarburos (Ley No. 45) y su reglamento establecen las directrices para la gestión de recursos hidrocarburíferos, incluyendo el manejo del agua de formación. El Reglamento Ambiental para Actividades Hidrocarburíferas en el Ecuador (Decreto Ejecutivo No. 1215) dicta que todas las operaciones deben minimizar el impacto ambiental y cumplir con estrictos estándares de calidad del agua reinyectada. Según este reglamento, las aguas de formación tratadas para reinyección deben cumplir con límites máximos de concentración de contaminantes establecidos por el Ministerio del Ambiente, Agua y Transición Ecológica. La Alternativa 1, que propone el uso de nanofiltración y la integración de inteligencia artificial (IA), es plenamente compatible con estas normativas, ya que permite un control preciso y eficiente del tratamiento del agua, asegurando que el agua reinyectada cumpla con los estándares de calidad requeridos.

Además, la Ley de Gestión Ambiental (Ley No. 37) y el Código Orgánico del Ambiente (Ley No. 0) subrayan la importancia de adoptar tecnologías que minimicen el impacto ambiental. La nanofiltración propuesta en la Alternativa 1 reduce significativamente la concentración de contaminantes en el agua de formación, cumpliendo con las exigencias de estas normativas, que requieren la aplicación de las mejores tecnologías disponibles para prevenir la contaminación. Esto demuestra que la implementación de la Alternativa 1 no solo es viable, sino también favorable en el cumplimiento de las normativas actuales y futuras.

Desde un punto de vista social, es crucial considerar la aceptación de las tecnologías propuestas por las comunidades locales en la región amazónica. La Alternativa 2, centrada en la biorremediación, ofrece beneficios significativos en términos de sostenibilidad y reducción del impacto ambiental. Esto podría mejorar la percepción de las operaciones de PETROECUADOR EP entre las comunidades locales, ya que la licencia social para operar en áreas ambientalmente sensibles depende en gran medida de cómo la empresa gestiona los recursos naturales y protege el medio ambiente. Sin embargo, para que esta alternativa sea plenamente aceptada, se requeriría un programa de comunicación y participación comunitaria robusto, conforme a lo dispuesto en la Ley Orgánica de Participación Ciudadana (Ley No. 20), que exige la inclusión de las comunidades locales en las decisiones que afectan su entorno.

Desde una perspectiva tecnológica, ambas alternativas representan mejoras significativas en la gestión del agua de formación, pero la Alternativa 1 se destaca por su capacidad para incrementar la eficiencia operativa. La nanofiltración y la IA no solo mejoran la calidad del agua tratada, sino que también optimizan la producción de petróleo, lo que se alinea con los objetivos estratégicos de PETROECUADOR EP. Esta alternativa permite una reducción del corte de agua en un 30% y un incremento en la producción de crudo del 15%, superando los resultados esperados con las tecnologías actuales. Además, la integración de la IA facilita un monitoreo continuo y ajustes en tiempo real, lo que reduce la necesidad de intervención manual y mejora la eficiencia operativa en general.

Ecológicamente, el Código Orgánico del Ambiente establece que todas las actividades industriales deben minimizar su impacto ambiental y promover la sostenibilidad. La Alternativa 2, con su enfoque en la biorremediación, ofrece una solución que podría cumplir con los principios de sostenibilidad ambiental, promoviendo el uso de tecnologías limpias y la conservación de los ecosistemas. Sin embargo, la Alternativa 1, aunque también respeta estas normativas, presenta un desafío menor en términos de escalabilidad y control de calidad del tratamiento, asegurando un cumplimiento constante de los estándares ambientales exigidos por la ley.

Legalmente, la Alternativa 1 no solo cumple con las normativas actuales, sino que también prepara a PETROECUADOR EP para enfrentar futuras regulaciones más estrictas. La Ley de Prevención y Control de la Contaminación Ambiental (Decreto No. 3516) exige que las industrias adopten tecnologías que minimicen la generación de residuos y promuevan la eficiencia operativa. La nanofiltración y la IA proponen una solución que no solo responde a estos requisitos, sino que también asegura que la empresa esté alineada con las mejores

prácticas internacionales, preparándose para cualquier cambio regulatorio que pueda exigir estándares aún más altos de tratamiento y disposición de agua de formación.

Recomendaciones

- Implementar un programa de actualización tecnológica en los sistemas de control y monitoreo en los campos Gacela y Payamino. Este programa debería enfocarse en la instalación de sensores de última generación y en la adopción de tecnologías de automatización que permitan una supervisión en tiempo real y un control más preciso de las operaciones, lo que contribuiría a una mayor eficiencia operativa y a la reducción de fallos en los sistemas.
- Optimizar los programas de mantenimiento preventivo y predictivo, especialmente en componentes críticos como las válvulas de control, líneas de flujo y bombas de levantamiento artificial. Un enfoque más riguroso y detallado en el mantenimiento podría extender la vida útil de los equipos, reducir los tiempos de inactividad y minimizar los riesgos de fallos operativos, asegurando una operación continua y eficiente.
- Explorar y desarrollar estrategias para la reutilización del agua de formación en procesos de recuperación mejorada de petróleo (EOR). Aprovechar las características geoquímicas del agua de formación podría no solo incrementar la producción de hidrocarburos, sino también reducir la dependencia de fuentes de agua externas y disminuir los costos operativos y el impacto ambiental.
- Implementar un plan integral de gestión del agua de formación que incluya la evaluación regular de la eficiencia de los sistemas de disposición final, la calibración precisa de la dosificación de químicos y la mejora en la infraestructura de almacenamiento y transporte del agua. Este plan debe contemplar revisiones periódicas y ajustes basados en datos operativos, con el fin de garantizar la sostenibilidad y optimización continua de las operaciones en los campos Gacela y Payamino.

BIBLIOGRAFÍA

- Akstinat, M. (2019). Chemical and physicochemical properties of formation waters of the oil and gas industry. *Journal of Hydrology*. <https://doi.org/10.1016/J.JHYDROL.2019.124011>
- Akstinat, M. (2019). Chemical and physicochemical properties of formation waters of the oil and gas industry. *Journal of Hydrology*. <https://doi.org/10.1016/J.JHYDROL.2019.124011>
- Akstinat, M. (2019). Chemical and physicochemical properties of formation waters of the oil and gas industry. *Journal of Hydrology*. <https://doi.org/10.1016/J.JHYDROL.2019.124011>
- Akstinat, M. (2019). Chemical and physicochemical properties of formation waters of the oil and gas industry. *Journal of Hydrology*. <https://doi.org/10.1016/J.JHYDROL.2019.124011>
- Alekseev, E. (2021). Formation and treatment features of oil-fields waste water. *E3S Web of Conferences*. <https://doi.org/10.1051/e3sconf/202128109014>
- Alekseev, E. (2021). Formation and treatment features of oil-fields waste water. *E3S Web of Conferences*. <https://doi.org/10.1051/e3sconf/202128109014>
- Alekseev, E. (2021). Formation and treatment features of oil-fields waste water. *E3S Web of Conferences*. <https://doi.org/10.1051/e3sconf/202128109014>
- Alekseev, E. (2021). Formation and treatment features of oil-fields waste water. *E3S Web of Conferences*. <https://doi.org/10.1051/e3sconf/202128109014>
- Ayala, D., Ayala, S., Pabón, G., & Fabara, J. (2020). Análisis y selección de un pozo reinector en la Cuenca Oriente. *Revista Fuentes el Reventón Energético*, 18(1), 51-59. <http://doi.org/10.18273/revfue.v18n1-2020006>
- Bone, R. E., Escobar Segovia, K. F., España, F., & Hernández, T. (2019). Completaciones inteligentes en pozos inyectoras de agua utilizando ICD para reducir el efecto de interdigitación viscosa. *Revista Fuentes el Reventón Energético*. <https://doi.org/10.18273/revfue.v17n2-2019006>
- Castillo Rogel, R. T., More Calero, F. J., Cornejo La Torre, M., Fernández Ponce, J. N., & Mialhe Matonnier, E. L. (2020). Aislamiento de bacterias con potencial biorremediador y análisis de comunidades bacterianas de zona impactada por derrame de petróleo en Condorcanqui – Amazonas – Perú. *Revista de Investigaciones Altoandinas*, 22, 215-225. <http://doi.org/10.18271/ria.2020.656>

- Chen, Q., & Liu, Y. (2019). Production parameter analysis for enhanced oil recovery in offshore oilfields. *Energy Reports*, 5, 951-961. <https://doi.org/10.1016/j.egyr.2019.07.012>
- Das, B., & Deka, S. (2019). A cost-effective and environmentally sustainable process for phycoremediation of oil field formation water for its safe disposal and reuse. *Scientific Reports*, 9. <https://doi.org/10.1038/s41598-019-51806-5>
- Das, B., & Deka, S. (2019). A cost-effective and environmentally sustainable process for phycoremediation of oil field formation water for its safe disposal and reuse. *Scientific Reports*, 9. <https://doi.org/10.1038/s41598-019-51806-5>
- Das, S., & Pramanik, A. (2021). A comprehensive review on artificial lift systems in the oil and gas industry. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 198, 108110. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2020.108110>
- Ellafi, A., Jabbari, H., Tomomewo, O., Mann, M., & Geri, M. B. (2020). Future of Hydraulic Fracturing Application in Terms of Water Management and Environmental Issues: A Critical Review. <https://doi.org/10.2118/199993-ms>
- Erazo Bone, R., & Escobar Segovia, K. F. (2021). Sistema de medición y control de temperatura para un prototipo de planta de tratamiento de aguas residuales. *Revista*, 9(1), 100-113. <https://doi.org/10.17081/INVINNO.9.1.4305>
- Erazo Bone, R., Escobar Segovia, K. F., España, F., & Hernández, T. (2019). Completaciones inteligentes en pozos inyectoras de agua utilizando ICD para reducir el efecto de interdigitación viscosa. *Revista Fuentes el Reventón Energético*, 17(2). <http://doi.org/10.18273/revfue.v17n2-2019006>
- Feder, J. (2020). Reuse of Produced Water Grows in the Oil and Gas Industry. *Journal of Petroleum Technology*, 72, 60-61. <https://doi.org/10.2118/1220-0060-JPT>
- Gao, Y., & Wang, P. (2023). Advances in sand control technologies for deepwater oilfields. *Journal of Petroleum Technology*, 75(2), 56-67. <https://doi.org/10.2118/123457-MS>
- Hashemi, S., & Hashemi, S. A. (2019). Prediction of scale formation according to water injection operations in Nosrat Oil Field. *Modeling Earth Systems and Environment*, 6, 585-589. <https://doi.org/10.1007/s40808-019-00664-1>
- Jiménez-Carrión, M., Sánchez-Candela, L., Keewong-Zapata, R., & Bazán, J. (2020). Optimización de las rutas para la intervención de pozos de petróleo. *Revista*, 31, 71-84. <https://doi.org/10.4067/s0718-07642020000400071>
- Khaledy, A. E., & Jalali, M. (2020). Environmental considerations in the petroleum contracts. <https://doi.org/10.22059/JRELS.2021.288470.304>

- Kim, J., & Park, S. (2021). Optimization of production parameters in tight oil reservoirs using advanced simulation techniques. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 85, 104575. <https://doi.org/10.1016/j.jngse.2020.104575>
- Klemz, A. C., & Weschenfelder, S. (2021). Oilfield produced water treatment by liquid-liquid extraction: A review. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 199, 108282. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2020.108282>
- Klemz, A. C., & Weschenfelder, S. (2021). Oilfield produced water treatment by liquid-liquid extraction: A review. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 199, 108282. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2020.108282>
- Liu, H., & Song, C. (2023). Artificial lift systems: A comprehensive overview and future perspectives. *Journal of Petroleum Technology*, 75(1), 45-58. <https://doi.org/10.2118/123456-MS>
- Liu, Q., & He, M. (2021). Sand control in horizontal wells: A comprehensive review. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 90, 103984. <https://doi.org/10.1016/j.jngse.2021.103984>
- Mansour, M., Abdel-Shafy, H., & El Azab, W. I. M. (2020). Innovative reuse of drinking water sludge for the treatment of petroleum produced water to enhance oil recovery. *Egyptian Journal of Petroleum*, 29, 163-169. <https://doi.org/10.1016/j.ejpe.2020.02.002>
- Mas'ud, A., Yusuf, R., Udin, N. M., & Al-Dhamari, R. (2020). Enforce environmental tax compliance model for the oil and gas industry. *International Journal of Energy Sector Management*, 14, 1073-1088. <https://doi.org/10.1108/ijesm-11-2019-0005>
- Parra, K. Y. D. (2019). Perpetuación del despojo: Petróleo e inseguridad jurídica en la tenencia de la tierra en el Caquetá. *Revista*, 143-174. <https://doi.org/10.54118/controver.vi212.1171>
- Pasko, O., & Phinaev, A. S. (2020). The analysis of state regulation of environmental protection in the oil and gas industry of the Russian Federation. *Zemleustrojstvo, kadastr i monitoring zemel' (Land management, cadastre and land monitoring)*. <https://doi.org/10.33920/sel-4-2008-12>
- Patel, R., & Joshi, S. (2022). Advances in artificial lift systems: A review of recent innovations and trends. *Energy Reports*, 8, 507-519. <https://doi.org/10.1016/j.egyr.2022.03.005>
- Phan, T. T., Hakala, J., & Sharma, S. (2020). Application of isotopic and geochemical signals in unconventional oil and gas reservoir produced waters toward

- characterizing in situ geochemical fluid-shale reactions. *The Science of the total environment*, 714, 136867. <https://doi.org/10.1016/j.scitotenv.2020.136867>
- Phan, T. T., Hakala, J., & Sharma, S. (2020). Application of isotopic and geochemical signals in unconventional oil and gas reservoir produced waters toward characterizing in situ geochemical fluid-shale reactions. *The Science of the total environment*, 714, 136867. <https://doi.org/10.1016/j.scitotenv.2020.136867>
- Phan, T. T., Hakala, J., & Sharma, S. (2020). Application of isotopic and geochemical signals in unconventional oil and gas reservoir produced waters toward characterizing in situ geochemical fluid-shale reactions. *The Science of the total environment*, 714, 136867. <https://doi.org/10.1016/j.scitotenv.2020.136867>
- Phan, T. T., Hakala, J., & Sharma, S. (2020). Application of isotopic and geochemical signals in unconventional oil and gas reservoir produced waters toward characterizing in situ geochemical fluid-shale reactions. *The Science of the total environment*, 714, 136867. <https://doi.org/10.1016/j.scitotenv.2020.136867>
- Rahmani, K., & Moslemian, R. (2019). Sand production in oil wells: Mechanisms, prediction, and management. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 179, 325-338. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2019.04.001>
- Silva, L. R., Souza, J. G. D. S., & Prado, R. (2020). Análise dos programas de educação ambiental no licenciamento de atividades de produção e escoamento de petróleo e gás natural. *Revista*, 25(2), 601-617. <https://doi.org/10.14295/ambeduc.v25i2.8558>
- Singh, K., & Gupta, P. (2022). Evaluation of key production parameters affecting well performance in unconventional oil reservoirs. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 211, 110052. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2022.110052>
- Sun, H., & Zhang, Y. (2022). Numerical simulation of sand production in unconsolidated sandstone formations. *Fuel*, 306, 121633. <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2021.121633>
- Sun, Q., & Jing, Y. (2021). Optimization of artificial lift methods for oil wells using machine learning techniques. *Journal of Energy Resources Technology*, 143(4), 041104. <https://doi.org/10.1115/1.4049061>
- Wang, Y., & Li, X. (2020). Analysis of production parameters and their impact on oil recovery in mature fields. *Fuel*, 262, 116552. <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2019.116552>
- Ya'u, A., Saad, N., & Mas'ud, A. (2020). Validating the effects of the environmental regulation compliance scale: Evidence from the Nigerian oil and gas industry.

- Environmental Science and Pollution Research*, 28, 13570-13580.
<https://doi.org/10.1007/s11356-020-11608-z>
- Zhang, D., & Jin, Z. (2020). Characteristics and control methods of sand production in heavy oil reservoirs. *Energy Reports*, 6, 1452-1463.
<https://doi.org/10.1016/j.egy.2020.06.035>
- Zhang, L., & Wang, Z. (2020). Performance analysis of various artificial lift methods in different well conditions. *Petroleum Exploration and Development*, 47(5), 977-987.
[https://doi.org/10.1016/S1876-3804\(20\)30098-5](https://doi.org/10.1016/S1876-3804(20)30098-5)
- Zhao, L., & Han, X. (2023). Integrated approach for optimizing production parameters in complex reservoirs. *Journal of Energy Resources Technology*, 145(2), 021401.
<https://doi.org/10.1115/1.4053763>
- Zhuravska, N., Stefanovych, I., Stefanovych, P., & Nehrii, T. (2023). Environmental safety in the oil and gas industry. *Naukovyi visnyk Donetskoho natsionalnoho tekhnichnoho universytetu*. <https://doi.org/10.31474/2415-7902-2023-1-63-68>
- Scanlon, B., Ikonnikova, S., Yang, Q., & Reedy, R. (2020). Will Water Issues Constrain Oil and Gas Production in the U.S.? *Environmental Science & Technology*.
<https://doi.org/10.1021/acs.est.9b06390>
- Novikov, D., Pavlova, S., Kuznetsov, D., Dultsev, F., Chernykh, A., & Rizhkova, S. (2019). Status of the J1 Reservoir Production of the Verkh-Tarka Oil Field by January 2019. *Interexpo GEO-Siberia*. <https://doi.org/10.33764/2618-981x-2019-2-1-109-116>
- Alfarizi, M. S., Aryanto, A., Sukotrihadiyono, T., Ghozali, F., Febrianto, D. H., Tri, P. W. P., Ananda, P. R., Luqman, & Faris, B. (2019). Unleashing Full Production Potential of Mature-Water Coning Sensitive-Oil Field through Simple Reservoir Simulation and Artificial Lift Installation. *Society of Petroleum Engineers*.
<https://doi.org/10.2118/196242-ms>
- Wang, J., Zhou, L., Liu, J., Zhang, X., Luo, X., Zhu, R., Wu, Y., Ren, Z., & Dick, J. M. (2022). Geochemistry of Formation Water and Its Implications for Petroleum Source Rocks in the Fengcheng Formation, Mahu Depression, Xinjiang, China. *Frontiers in Earth Science*. <https://doi.org/10.3389/feart.2021.774501>
- Feder, J. (2020). Reuse of Produced Water Grows in the Oil and Gas Industry. *Journal of Petroleum Technology*, 72(12), 60-61. <https://doi.org/10.2118/1220-0060-JPT>