

Pregrado

Carrera: Tecnología Superior en Petróleos

Asignatura (UIC): PETROLEO

Trabajo de titulación previo a la obtención del

Título en: Tecnólogo Superior en Petróleos

Tema: Optimización de la producción mediante

Mejoramiento de los procesos en el pozo shs

123/bl 57 con análisis de temperatura en el

yacimiento y Tiempo de

residencia insuficiente en los

separadores En el año 2025

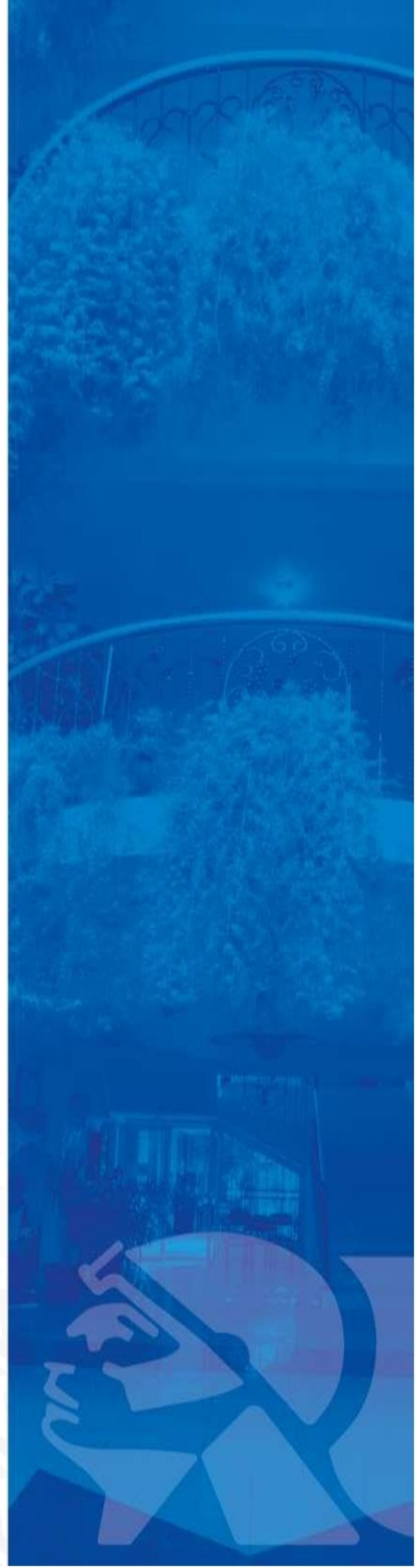
Autor/s:

Freddy Alberto Córdova Armijos

David Jhonatan Torres Bustamante

Tutor: Ing, Álvarez Lazo Luis Alfredo

Fecha: 24/03/2025





Autor:

David Jhonatan Torres Bustamante

Título a obtener: Tecnólogo en Petróleo

Matriz: Sangolquí -Ecuador

Correo electrónico: david.torres@ister.edu.ec



Autor:

Freddy Alberto Córdova Armijos

Título a obtener: Tecnólogo en Petróleo

Matriz: Sangolquí -Ecuador

Correo electrónico: freddy.cordova@ister.edu.ec



Dirigido por:

Título: Ing, Álvarez Lazo Luis Alfredo

Matriz: Sangolquí -Ecuador

Correo electrónico: luis.alvarez@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

Freddy Alberto Córdova Armijos

David Jhonatan Torres Bustamante

***Optimización de la producción mediante Mejoramiento de los procesos en el pozo shs
123/bl 57 con análisis de temperatura en el yacimiento y Tiempo de residencia
insuficiente en los separadores En el año 2025***

Sangolquí, 24 de marzo del 2025

MSc. Elizabeth Ordoñez
DIRECTORA DE DOCENCIA

MSc. Mónica Loachamín
COORDINADORA DE TITULACIÓN

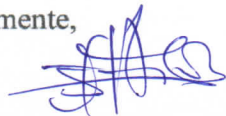
**INSTITUTO SUPERIOR TECNOLÓGICO RUMIÑAHUI CON CONDICIÓN DE
UNIVERSITARIO**
Presente

Por medio de la presente, yo, DAVID JHONATAN TORRES BUSTAMANTE declaro y acepto en forma expresa lo siguiente: Ser autor del trabajo de titulación denominado **OPTIMIZACION DE LA PRODUCCION MEDIANTE MEJORAMIENTO DE LOS PROCESOS EN EL POZO SHS 123/BL 57 CON ANALISIS DE TEMPERATURA EN EL YACIMIENTO Y TIEMPO DE RESIDENCIA INSUFICIENTE EN LOS SEPARADORES EN EL AÑO 2025**, de la Tecnología Superior en Petróleo; 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,



DAVID JHONATAN TORRES BUSTAMANTE
C.I.: 2100765516



CARTA DE CESIÓN DE DERECHOS DEL TRABAJO DE TITULACIÓN

CT-ANX-2025-ISTER-2-2.2

Sangolquí, 24 de marzo del 2025

MSc. Elizabeth Ordoñez
DIRECTORA DE DOCENCIA

MSc. Mónica Loachamín
COORDINADORA DE TITULACIÓN

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

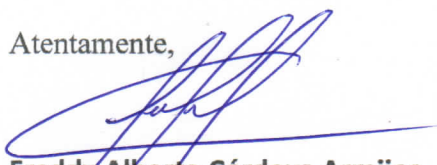
Presente

Por medio de la presente, yo, Freddy Alberto Córdova Armijos declaro y acepto en forma expresa lo siguiente: Ser autor del trabajo de titulación denominado OPTIMIZACION DE LA PRODUCCION MEDIANTE MEJORAMIENTO DE LOS PROCESOS EN EL POZO SHS 123/BL 57 CON ANALISIS DE TEMPERATURA EN EL YACIMIENTO YTIEMPO DE RESIDENCIA INSUFICIENTE EN LOS SEPARADORES EN EL AÑO 2025, de la Tecnología Superior en Petróleo; 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,



Freddy Alberto Córdova Armijos
C.I. 2200107494

CARTA DE CESIÓN DE DERECHOS DEL TRABAJO DE TITULACIÓN

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



SOLICITUD DE PUBLICACIÓN DEL TRABAJO DE TITULACIÓN

CT-ANX-2025-ISTER-4

Sangolquí, 24 de marzo del 2025

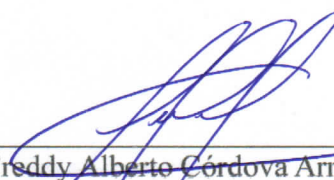
Sres.-

INSTITUTO SUPERIOR TECNOLÓGICO RUMIÑAHUI CON CONDICIÓN DE UNIVERSITARIO

Presente

Yo, Freddy Alberto Córdova Armijos, con C.I.: 2200107494 alumno de la Carrera TECNOLÓGICO EN PETROLEO, cedo al INSTITUTO SUPERIOR TECNOLÓGICO RUMIÑAHUI CON CONDICIÓN DE UNIVERSITARIO, los derechos de publicaciones del presente trabajo de Titulación en el Repositorio Institucional para hacer uso de todos los contenidos con fines estrictamente académico o de investigación.

Atentamente,



Freddy Alberto Córdova Armijos
Nombre del Estudiante
C.I.: 2200107494



SOLICITUD DE PUBLICACIÓN DEL TRABAJO DE TITULACIÓN

CT-ANX-2025-ISTER-4

Sangolquí, 24 de marzo del 2025

Sres.-

INSTITUTO SUPERIOR TECNOLÓGICO RUMIÑAHUI CON CONDICIÓN DE UNIVERSITARIO

Presente

Yo, David Jhonatan Torres Bustamante, con C.I.: 2100765516 alumno de la Carrera TECNÓLOGO EN PETRÓLEO, cedo al INSTITUTO SUPERIOR TECNOLÓGICO RUMIÑAHUI CON CONDICIÓN DE UNIVERSITARIO, los derechos de publicaciones del presente trabajo de Titulación en el Repositorio Institucional para hacer uso de todos los contenidos con fines estrictamente académico o de investigación.

Atentamente,

David Jhonatan Torres Bustamante
Nombre del Estudiante
C.I.: 2100765516

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

CT-ANX-2025-ISTER-3

CARRERA:

TECNOLÓGO SUPERIOR EN PETRÓLEOS

AUTOR /ES:

FREDDY ALBERTO CÓRDOVA ARMIJOS

DAVID JHONATAN TORRES BUSTAMANTE

TUTOR (METODOLÓGICO Y ACADÉMICO):

ING, ÁLVAREZ LAZO LUIS ALFREDO

CONTACTO ESTUDIANTE:

0998687804-0991756158

CORREO ELECTRÓNICO:

david.torres@ister.edu.ec

TEMA:

OPTIMIZACION DE LA PRODUCCION MEDIANTE MEJORAMIENTO DE LOS PROCESOS EN EL POZO SHS 123/BL 57 CON ANALISIS DE TEMPERATURA EN EL YACIMIENTO Y TIEMPO DE RESIDENCIA INSUFICIENTE EN LOS SEPARADORES EN EL AÑO 2025

OPCIÓN DE TITULACIÓN:

UNIDAD DE INTEGRACIÓN CURRICULAR

RESUMEN EN ESPAÑOL:

El proyecto de optimización de la producción en el pozo SHS 123/BL 57 tiene como objetivo mejorar la eficiencia operativa mediante el análisis de factores críticos como la temperatura del yacimiento y el tiempo de residencia en los separadores. El análisis de la temperatura en el yacimiento permite ajustar las técnicas de recuperación de hidrocarburos, minimizando el consumo de recursos naturales y mejorando la productividad. Mediante sensores de temperatura y presión, se busca monitorear en tiempo real las condiciones del pozo y adaptar las operaciones para maximizar la extracción sin comprometer la estabilidad del yacimiento.

Una de las claves para mejorar la eficiencia del proceso es la optimización del tiempo de residencia en los separadores. Se implementarán tecnologías avanzadas de separación

MATRIZ SANGOLQUÍ: Av. Atahualpa 1701 y 8 de Febrero

Telf: 0960052734 / 023524576 / 022331628

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

multifásica para garantizar que el gas, el agua y el aceite sean correctamente separados, lo que no solo mejora la calidad del producto final, sino que también reduce los residuos generados y el consumo de energía. La tecnología de separadores de alta eficiencia permitirá un manejo más eficaz de los fluidos extraídos, optimizando el proceso y reduciendo costos operativos.

Finalmente, el proyecto integrará tecnologías de monitoreo y análisis de datos en tiempo real, permitiendo un control más preciso sobre el rendimiento del pozo y la eficiencia de los separadores. Esto, combinado con sistemas de ciberseguridad para proteger los datos sensibles, asegura la integridad y continuidad de las operaciones. En resumen, la optimización de la producción en el pozo SHS 123/BL 57 busca mejorar la eficiencia operativa, reducir el impacto ambiental y garantizar el cumplimiento de todas las regulaciones legales, contribuyendo así a un modelo de negocio sostenible y rentable.

PALABRAS CLAVE:

Temperatura, separadores, pozos, negocio, sostenible

ABSTRACT:

The production optimization project at the SHS 123/BL 57 well aims to improve operational efficiency by analyzing critical factors such as reservoir temperature and separator residence time. Reservoir temperature analysis allows for fine-tuning hydrocarbon recovery techniques, minimizing the consumption of natural resources and improving productivity. Using temperature and pressure sensors, the project aims to monitor well conditions in real time and adapt operations to maximize extraction without compromising reservoir stability.

One of the keys to improving process efficiency is optimizing separator residence time. Advanced multiphase separation technologies will be implemented to ensure that gas, water, and oil are properly separated, which not only improves the quality of the final product but also reduces waste and energy consumption. High-efficiency separator technology will allow for more efficient management of extracted fluids, optimizing the process and reducing operating costs. Finally, the project will integrate real-time monitoring and data analysis technologies, enabling more precise control over well performance and separator efficiency.

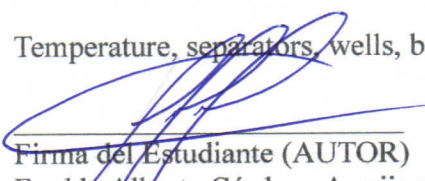
This, combined with cybersecurity systems to protect sensitive data, ensures the integrity and continuity of operations. In short, production optimization at the SHS 123/BL

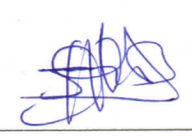


57 well seeks to improve operational efficiency, reduce environmental impact, and ensure compliance with all legal regulations, thus contributing to a sustainable and profitable business model.

PALABRAS CLAVE:

Temperature, separators, wells, business, sustainable


Firma del Estudiante (AUTOR)
Freddy Alberto Córdova Armijos
C.I.: 2200107494


Firma del Estudiante (AUTOR)
David Jhonatan Torres Bustamante
C.I.: 2100765516

CAPÍTULO I

1.1.Introducción

La optimización de la producción en los yacimientos petroleros es un desafío continuo que exige una comprensión profunda de los procesos involucrados en la extracción, separación y procesamiento de los hidrocarburos. El pozo SHS 123/BL 57, ubicado en una zona estratégica, representa un componente clave dentro de la operación de extracción de petróleo. Sin embargo, a pesar de su potencial, la eficiencia en su producción se ve afectada por diversos factores técnicos, como las fluctuaciones de temperatura en el yacimiento y el tiempo de residencia insuficiente en los separadores, que impiden un rendimiento óptimo y maximizan los costos operacionales. Este proyecto se enfoca en abordar estos problemas mediante un análisis exhaustivo y la implementación de soluciones técnicas que no solo optimicen la producción, sino que también mejoren la sostenibilidad operativa del pozo en el largo plazo.

Las variaciones de temperatura en el yacimiento tienen un impacto directo en la viscosidad de los fluidos, lo que dificulta la extracción eficiente de los mismos. Un yacimiento cuya temperatura fluctúa excesivamente puede causar una disminución en la velocidad de flujo de los hidrocarburos, afectando así la cantidad de crudo que se extrae. Además, el comportamiento térmico puede influir en la formación de emulsiones o la acumulación de gases no deseados, lo que agrava el proceso de separación. El control y el entendimiento de estas variaciones se han convertido en factores fundamentales para el diseño de soluciones tecnológicas adecuadas que permitan mantener la estabilidad y el flujo eficiente del pozo.

Por otro lado, el tiempo de residencia en los separadores es otro aspecto crítico que afecta directamente la calidad del producto y la eficiencia del proceso de separación de los componentes del crudo. En los sistemas actuales, los separadores no permiten una estancia suficiente para que los diferentes elementos, como el gas, el agua y el petróleo, se separen de manera óptima. Este tiempo de residencia insuficiente puede llevar a una separación incompleta, generando productos de menor calidad y mayores costos operativos. Mejorar el tiempo de residencia, ajustando la capacidad de los separadores y su diseño, es crucial para maximizar la recuperación del crudo y minimizar las pérdidas.

Este proyecto tiene como objetivo principal optimizar la producción del pozo SHS 123/BL 57 mediante el mejoramiento de los procesos de extracción y separación, basándose en un análisis detallado de las condiciones de temperatura en el yacimiento y

en una revisión exhaustiva del tiempo de residencia en los separadores. El análisis de la temperatura en el yacimiento permitirá identificar las fluctuaciones térmicas más perjudiciales y proponer soluciones para mitigarlas. De igual forma, la mejora en los separadores permitirá un mejor manejo de los fluidos, optimizando la eficiencia de la separación y reduciendo los costos operativos. A través de esta investigación, se espera obtener un modelo de operación más eficiente, capaz de mejorar la producción y la calidad del crudo extraído, con miras a fortalecer la sostenibilidad a largo plazo de la operación.

La optimización de estos procesos no solo tiene beneficios directos para la productividad, sino que también puede contribuir a la reducción de impactos ambientales y a la mejora de la seguridad en las operaciones. En este contexto, la implementación de soluciones innovadoras y tecnológicas que aborden estos problemas resulta fundamental para asegurar que el pozo SHS 123/BL 57 se convierta en una fuente de recursos más eficiente y rentable, alineada con las exigencias del mercado y las necesidades del sector energético en 2025.

El pozo Shushufindi 123 B57S está ubicado en Ecuador, en el cantón Shushufindi, provincia de Sucumbíos. Esta área es conocida por tener varias operaciones y campos petroleros. El Campo Shushufindi forma parte del Bloque 57, uno de los más importantes y prolíficos de la Amazonía ecuatoriana. Este bloque está ubicado en la provincia de Sucumbíos, al noreste del país, cerca de la frontera con Colombia. La zona pertenece a la cuenca Oriente, conocida por sus extensos yacimientos de hidrocarburos descubiertos desde la década de 1970. Este campo ha sido operado principalmente por Petroamazonas EP, que ahora está integrada a EP Petroecuador, con apoyo de contratistas y socios estratégicos.

El bloque incluye varios campos además de Shushufindi, como Cuyabeno, que juntos han contribuido de manera significativa a la producción petrolera nacional. Shushufindi, en particular, es reconocido como uno de los yacimientos maduros más productivos del país, con décadas de explotación activa.

- **Gravedad API del petróleo:** El crudo extraído tiene una gravedad API que varía entre 18° y 24°, clasificándolo como un petróleo pesado a mediano.
- **Contenido de agua (BSW, por sus siglas en inglés):** El Basic Sediment and Water (BSW) suele estar en un rango de 30% a 50%, un desafío común en campos maduros donde el agua de formación aumenta con el tiempo.

- **Presión y temperaturas del yacimiento:** El yacimiento presenta una presión media inicial que oscila entre 2,500 y 3,000 psi, con temperaturas que rondan los 70°C a 80°C, lo que afecta la viscosidad del petróleo.
- **Producción de gas asociada:** Aunque no es un yacimiento de gas predominante, el campo genera volúmenes importantes de gas natural, que son aprovechados para operaciones internas o reinyección.

El campo enfrenta desafíos típicos de yacimientos maduros, como la elevada razón de agua (BSw) y el manejo de los fluidos producidos. Sin embargo, la implementación de tecnologías avanzadas, como la inyección de polímeros y surfactantes, ha prolongado la vida útil del campo y mejorado los factores de recobro. Además, los esfuerzos por reducir la quema de gas y aprovecharlo para generación eléctrica han contribuido a una operación más eficiente y sostenible.

En resumen, el campo Shushufindi es un pilar estratégico para la producción petrolera de Ecuador, y su manejo eficiente será clave para mantener su relevancia en los próximos años.

1.2. Planteamiento del problema

La baja productividad de un pozo, como puede ser el caso en el campo Shushufindi, es un desafío común en yacimientos maduros y se debe a una combinación de factores técnicos, geológicos y operativos. Este problema puede impactar significativamente la rentabilidad de las operaciones, incrementando los costos de extracción y reduciendo los márgenes económicos.

La disminución en la productividad de los pozos afecta directamente los costos de operación, ya que se requiere mayor energía y recursos para manejar volúmenes más altos de agua producida y mantener la presión del yacimiento. Además, se incrementa la necesidad de técnicas de recuperación mejorada (EOR), que pueden ser costosas y técnicamente complejas.

Desde una perspectiva económica, la baja productividad reduce los ingresos netos por barril, afectando la viabilidad del campo y limitando la inversión en tecnologías que puedan optimizar la producción. Esto es particularmente crítico en mercados con precios fluctuantes del petróleo.

El pozo SHS 123/BL 57, una fuente importante para la extracción de hidrocarburos enfrenta desafíos técnicos significativos que limitan su capacidad de producción y eficiencia operativa. Entre los problemas más críticos se encuentran las

variaciones de temperatura en el yacimiento y el tiempo de residencia insuficiente en los separadores, los cuales afectan tanto la cantidad como la calidad del crudo extraído. Estas limitaciones, además de generar pérdidas económicas, dificultan la operación sostenible del pozo, representando un obstáculo para el cumplimiento de las metas de producción y calidad establecidas para el año 2025.

Las fluctuaciones de temperatura en el yacimiento tienen un impacto directo en las propiedades físicas y químicas de los hidrocarburos. Una temperatura inestable puede alterar la viscosidad del crudo, dificultar el flujo de los fluidos y favorecer la formación de emulsiones. Esto no solo reduce la eficiencia del proceso de extracción, sino que también incrementa los costos de operación al requerir mayores recursos para estabilizar el flujo y procesar los hidrocarburos. Además, la falta de un control adecuado de la temperatura puede generar problemas adicionales, como el desgaste prematuro de los equipos y la necesidad de realizar paradas frecuentes para mantenimiento.

Por otro lado, el tiempo de residencia insuficiente en los separadores representa otro desafío importante. Los separadores son fundamentales para dividir los componentes del fluido extraído, como el gas, el agua y el crudo. Sin embargo, cuando los tiempos de residencia son menores a los requeridos, la separación es incompleta, lo que genera productos de menor calidad y aumenta los costos asociados a la reprocesamiento de los fluidos. Este problema también puede causar el transporte de impurezas hacia otras etapas del proceso, impactando negativamente en la eficiencia general de la operación y en los indicadores clave de desempeño. Estos problemas no solo afectan la eficiencia técnica del pozo, sino que también tienen implicaciones económicas y ambientales. La pérdida de producción y el uso ineficiente de los recursos incrementan los costos operativos, mientras que las emisiones y los desechos generados por un procesamiento ineficaz contribuyen a la huella ambiental de la operación. Si estos problemas no se abordan de manera adecuada, podrían comprometer seriamente la viabilidad del pozo SHS 123/BL 57, tanto en términos de rentabilidad como de cumplimiento de normativas ambientales y estándares de calidad.

Dado este contexto, resulta imprescindible analizar y optimizar los procesos actuales mediante el uso de herramientas y estrategias técnicas avanzadas. Es necesario comprender a fondo las dinámicas térmicas del yacimiento, así como rediseñar los separadores para garantizar tiempos de residencia adecuados que permitan una separación eficiente. Este planteamiento busca sentar las bases para un modelo operativo más

[illegible]

de procesamiento y mantenimiento, lo que hace urgente la implementación de mejoras en los procesos productivos. A través de este proyecto, se busca abordar estos desafíos mediante el análisis técnico y la aplicación de soluciones innovadoras que optimicen la producción del pozo.

El análisis de la temperatura en el yacimiento es fundamental, ya que las fluctuaciones térmicas pueden alterar la viscosidad del crudo, afectar la presión de flujo y generar ineficiencias en el proceso de extracción. Una mejor comprensión de este fenómeno permitirá diseñar estrategias para mitigar sus efectos negativos, optimizando así la recuperación del petróleo y reduciendo la necesidad de intervenciones correctivas. Además, un control más preciso de la temperatura puede prolongar la vida útil de los equipos, disminuir la formación de emulsiones y mejorar la estabilidad del proceso de producción.

Por otro lado, el tiempo de residencia insuficiente en los separadores representa un obstáculo importante para la adecuada separación de los componentes del fluido extraído. Cuando los hidrocarburos no tienen el tiempo necesario para separarse correctamente del agua y del gas, se generan productos de menor calidad, lo que repercute en mayores costos de procesamiento y menor eficiencia en la refinación. La optimización de este proceso permitirá mejorar la calidad del crudo, minimizar pérdidas de hidrocarburos y reducir la cantidad de impurezas en el sistema.

Desde una perspectiva económica, este proyecto es clave para aumentar la rentabilidad de las operaciones en el pozo SHS 123/BL 57. Al mejorar la eficiencia en la producción, se podrá incrementar la cantidad de crudo recuperado y reducir los costos asociados a su procesamiento. Además, una operación más eficiente y estable permitirá a la empresa cumplir con sus metas de producción y mantener la competitividad en el sector energético.

Finalmente, este proyecto también tiene implicaciones ambientales y de seguridad. Un proceso de extracción más eficiente con un mejor control de temperatura y separación adecuada de fluidos contribuirá a la reducción de emisiones, disminución de residuos y optimización del uso de recursos. Además, una mejor gestión de los equipos y condiciones operativas reducirá el riesgo de fallas y accidentes, garantizando un entorno de trabajo más seguro para los operarios. En conclusión, la optimización de la producción en el pozo SHS 123/BL 57 mediante el mejoramiento de los procesos de extracción y separación es un paso fundamental para asegurar la eficiencia, rentabilidad y sostenibilidad de la operación. Este proyecto no solo beneficiará a la empresa operadora

al incrementar su productividad y reducir costos, sino que también contribuirá a minimizar el impacto ambiental y mejorar la seguridad en las operaciones.

1.5. Alcance

Este proyecto se enfocará en la optimización de la producción del pozo SHS 123/BL 57 mediante el mejoramiento de los procesos de extracción y separación, abordando específicamente las fluctuaciones de temperatura en el yacimiento y el tiempo de residencia insuficiente en los separadores. La investigación y aplicación de mejoras se llevarán a cabo dentro del contexto operativo del pozo, considerando las condiciones actuales de producción, las características del yacimiento y las tecnologías disponibles para su optimización.

El estudio abarcará un análisis detallado de la temperatura en el yacimiento para determinar su impacto en la viscosidad del crudo, la presión de flujo y la eficiencia del proceso de extracción. Se implementarán herramientas de monitoreo y modelado térmico para evaluar las fluctuaciones y proponer soluciones que permitan estabilizar la temperatura y mejorar la productividad del pozo. Además, se estudiarán los efectos de la temperatura en la formación de emulsiones y la calidad del crudo extraído, con el objetivo de minimizar pérdidas y mejorar la eficiencia operativa.

En cuanto al proceso de separación, el proyecto incluirá un diagnóstico del desempeño actual de los separadores utilizados en el pozo, evaluando su capacidad y eficiencia en la separación de los diferentes componentes del fluido extraído. Se analizará el tiempo de residencia de los hidrocarburos en estos equipos y se propondrán mejoras en su diseño, configuración o condiciones de operación para garantizar una separación más eficiente del petróleo, el gas y el agua. Esto permitirá reducir la cantidad de impurezas en el crudo, mejorar su calidad y minimizar los costos de procesamiento posteriores.

El alcance del proyecto también incluirá la implementación de pruebas piloto para validar las soluciones propuestas antes de su aplicación a gran escala. Estas pruebas permitirán evaluar el impacto de las mejoras en la producción y determinar si es necesario realizar ajustes adicionales. Asimismo, se establecerán indicadores clave de desempeño (KPIs) para medir la efectividad de las acciones implementadas y garantizar que los objetivos del proyecto sean alcanzados dentro del tiempo y los recursos disponibles.

Es importante destacar que este proyecto se centrará exclusivamente en el mejoramiento de los procesos internos del pozo SHS 123/BL 57 y no abarcará otros aspectos de la cadena de producción, como el transporte o refinación del crudo. Sin embargo, las mejoras implementadas en la extracción y separación podrán generar

beneficios indirectos en etapas posteriores, optimizando la eficiencia global de la operación.

En conclusión, el alcance de este proyecto está delimitado a la identificación, análisis y optimización de las variables térmicas en el yacimiento y el tiempo de residencia en los separadores del pozo SHS 123/BL 57. A través de un enfoque técnico y basado en evidencia, se busca mejorar la eficiencia de la producción, reducir costos operativos y garantizar la sostenibilidad del pozo en el mediano y largo plazo.

1.6.Objetivos

1.6.1. Objetivo General

Optimizar la producción del pozo SHS 123/BL 57 mediante el mejoramiento de los procesos de extracción y separación, con un enfoque en la estabilidad térmica del yacimiento y la optimización del tiempo de residencia en los separadores, con el fin de incrementar la eficiencia operativa, reducir costos y mejorar la calidad del crudo extraído.

1.6.2. Objetivos específicos

- Analizar el impacto de las fluctuaciones de temperatura en el yacimiento para determinar su influencia en la viscosidad del crudo, el flujo de los hidrocarburos y la formación de emulsiones, con el fin de implementar estrategias para estabilizar la temperatura y mejorar la eficiencia de extracción.
- Evaluar la eficiencia actual de los separadores del pozo SHS 123/BL 57, determinando el tiempo de residencia de los hidrocarburos en estos equipos y proponiendo mejoras en su diseño o configuración para garantizar una separación óptima del crudo, el gas y el agua.
- Implementar y validar soluciones tecnológicas y operativas mediante pruebas piloto que permitan medir el impacto de las mejoras en la producción, asegurando que las estrategias adoptadas contribuyan a la sostenibilidad, rentabilidad y eficiencia de las operaciones en el pozo.

CAPÍTULO II

2. Marco teórico

2.1. Extracción de petróleo

La extracción de petróleo para Sosa (2021) menciona “que es el proceso mediante el cual los hidrocarburos atrapados en formaciones geológicas subterráneas son recuperados y transportados a la superficie para su posterior procesamiento y comercialización. Este proceso involucra diversas etapas y técnicas que varían dependiendo de las características del yacimiento, la profundidad del pozo, la composición del crudo y la presión del reservorio”. La selección de un método de extracción adecuado es clave para maximizar la recuperación de los hidrocarburos y optimizar la eficiencia operativa de los pozos. En términos generales, la extracción de petróleo puede clasificarse en tres fases: producción primaria, secundaria y terciaria. La producción primaria ocurre cuando el crudo asciende de manera natural a la superficie debido a la presión del yacimiento. Sin embargo, a medida que se extrae el petróleo, la presión disminuye y el flujo del crudo se ralentiza, lo que hace necesario el uso de métodos de levantamiento artificial, como las bombas mecánicas o la inyección de gas, para mantener la producción.

La producción secundaria según Petroecuador (2021) menciona que “implica el uso de técnicas para mantener la presión del yacimiento, generalmente mediante la inyección de agua o gas, lo que ayuda a desplazar los hidrocarburos hacia los pozos productores”. Finalmente, la producción terciaria, también conocida como recuperación mejorada de petróleo (EOR, por sus siglas en inglés), utiliza métodos avanzados como la inyección de polímeros, surfactantes o vapor para movilizar el crudo restante en el reservorio. Estas técnicas permiten incrementar la recuperación de hidrocarburos, especialmente en yacimientos con crudos pesados o de alta viscosidad.

El proceso de extracción también involucra el uso de equipos especializados, como cabezales de pozo, tuberías de producción y separadores, que facilitan la recolección y procesamiento inicial del petróleo, separándolo de otros componentes como el agua y el gas. La eficiencia de estos equipos es crucial para garantizar la calidad del crudo extraído y minimizar pérdidas en la producción.

En el caso del pozo SHS 123/BL 57, la optimización de los procesos de extracción es fundamental para mejorar la recuperación de hidrocarburos y reducir los problemas asociados a fluctuaciones de temperatura en el yacimiento. La implementación de

estrategias adecuadas permitirá maximizar la eficiencia del pozo y garantizar la sostenibilidad de la operación en el mediano y largo plazo.

2.2.Explotación de pozos petroleros

La exploración de pozos petroleros Utreras (2016) afirma que “es el proceso inicial en la industria de hidrocarburos, cuyo objetivo es identificar y evaluar la presencia de reservas de petróleo y gas en el subsuelo”. Este proceso implica una combinación de estudios geológicos, geofísicos y geoquímicos que permiten determinar la viabilidad de un área para la perforación de un pozo. La exploración es una fase crítica, ya que el éxito de una operación petrolera depende en gran medida de la precisión con la que se identifiquen los yacimientos y se evalúe su potencial de producción. El primer paso en la exploración es el análisis geológico, donde los especialistas estudian la composición y estructura de las rocas para identificar formaciones propicias para la acumulación de hidrocarburos. Posteriormente, se emplean métodos geofísicos, como la sísmica de reflexión, que permite generar imágenes detalladas del subsuelo a través de la propagación de ondas sonoras. Estos estudios ayudan a delinear la ubicación y profundidad de posibles reservorios de petróleo y gas.

Una vez identificadas las áreas con mayor potencial, se realizan estudios geoquímicos para analizar la composición de los fluidos presentes en el subsuelo y confirmar la presencia de hidrocarburos. Si los resultados son favorables, se procede a la perforación de un pozo exploratorio, que tiene como finalidad confirmar la existencia del yacimiento y obtener datos precisos sobre su calidad, presión, temperatura y capacidad productiva. Dependiendo de los resultados obtenidos, la empresa operadora decide si se continúa con la fase de desarrollo y producción del yacimiento.

El proceso de exploración para Gaibor (2021) es altamente costoso y riesgoso, ya que no todas las perforaciones exploratorias resultan en hallazgos comerciales. Sin embargo, el uso de tecnología avanzada y modelos geológicos precisos ha mejorado significativamente la tasa de éxito en la identificación de reservas. Además, la exploración es un componente esencial para garantizar la sostenibilidad de la industria petrolera, permitiendo descubrir nuevas fuentes de hidrocarburos y reemplazar los yacimientos en declive. En el caso del pozo SHS 123/BL 57, la exploración previa permitió determinar sus características y definir las estrategias de extracción más adecuadas. La optimización de su producción dependerá en gran medida de los datos obtenidos durante la fase exploratoria, los cuales proporcionan información clave sobre las condiciones del reservorio y los desafíos operativos a enfrentar.

2.3. Tipos de yacimiento

2.3.1. Yacimientos convencionales

Los yacimientos convencionales para Glosary (2019) son acumulaciones de hidrocarburos que se encuentran atrapadas en formaciones geológicas porosas y permeables, cubiertas por una roca sello que impide la migración del petróleo y el gas hacia la superficie. Estos yacimientos contienen petróleo y gas en estado líquido o gaseoso, almacenados en poros interconectados dentro de rocas sedimentarias, como areniscas y calizas, que permiten el flujo natural de los fluidos hacia los pozos de producción.

La extracción de hidrocarburos en yacimientos convencionales es relativamente más sencilla en comparación con los yacimientos no convencionales, ya que la presión natural del reservorio suele ser suficiente para impulsar el petróleo hacia la superficie en la fase inicial de producción. A medida que la presión disminuye, se pueden implementar métodos de recuperación secundaria, como la inyección de agua o gas, para mantener la producción y maximizar la recuperación de crudo. En algunos casos, cuando el petróleo es muy viscoso o la presión del yacimiento es baja, se recurre a técnicas de recuperación mejorada (EOR) para aumentar la eficiencia de extracción.

Estos yacimientos han sido históricamente la principal fuente de producción de petróleo y gas a nivel mundial debido a su accesibilidad y menor costo de extracción. Sin embargo, muchos de los grandes yacimientos convencionales han alcanzado su etapa de madurez, lo que ha llevado a la industria a explorar nuevas reservas y desarrollar tecnologías que optimicen la producción en campos existentes.

En el caso del pozo SHS 123/BL 57, su clasificación como un yacimiento convencional implica que las estrategias de producción deben centrarse en el manejo eficiente de la presión del reservorio, el control de la temperatura en el yacimiento y la optimización de los procesos de separación. Mejorar estos aspectos permitirá aumentar la productividad del pozo, reducir los costos operativos y extender su vida útil en el tiempo.

2.3.2. Yacimiento no convencional

Los yacimientos no convencionales son según Phillips (2022) acumulaciones de hidrocarburos que se encuentran en formaciones geológicas con baja porosidad y permeabilidad, lo que dificulta el flujo natural del petróleo y gas hacia los pozos de producción. A diferencia de los yacimientos convencionales, donde los hidrocarburos se han migrado y acumulado en trampas geológicas bien definidas, en los yacimientos no

convencionales el petróleo y el gas permanecen atrapados en la roca generadora o en formaciones de difícil extracción.

Existen diferentes tipos de yacimientos no convencionales, entre los que destacan los yacimientos de petróleo y gas de lutitas (shale oil y shale gas), las arenas bituminosas, los hidratos de metano y los yacimientos de crudos extrapesados.

Para extraer los hidrocarburos de estos reservorios, es necesario el uso de tecnologías avanzadas como la fracturación hidráulica (fracking), la perforación horizontal y la inyección de calor o solventes. Estas técnicas permiten romper la roca y facilitar el flujo de petróleo y gas hacia los pozos de producción. A pesar del alto costo y la complejidad de la explotación de los yacimientos no convencionales, su desarrollo ha adquirido gran importancia en las últimas décadas debido al agotamiento de los yacimientos convencionales y la creciente demanda de energía. Países como Estados Unidos, Canadá y Argentina han invertido significativamente en la explotación de estos recursos, logrando aumentar su producción petrolera y reducir su dependencia de las importaciones de crudo.

El desarrollo de yacimientos no convencionales plantea desafíos ambientales y operativos, ya que su explotación requiere grandes volúmenes de agua, el uso de productos químicos y una gestión adecuada de los residuos generados. Además, la fracturación hidráulica ha generado debates sobre su impacto en los acuíferos y la actividad sísmica en ciertas regiones.

Si bien el pozo SHS 123/BL 57 no se encuentra dentro de esta categoría, el conocimiento de los yacimientos no convencionales es relevante para la industria petrolera en general, ya que el avance tecnológico en este tipo de reservas ha permitido la aplicación de nuevas estrategias de optimización que pueden ser adaptadas a yacimientos convencionales para mejorar su eficiencia y prolongar su vida útil.

2.4.Métodos de producción en pozos petroleros

Los métodos de producción según Petroecuador (2023) en pozos petroleros se refieren a las técnicas utilizadas para extraer los hidrocarburos desde el yacimiento hasta la superficie de manera eficiente y rentable. La selección del método adecuado depende de factores como la presión del reservorio, la viscosidad del crudo, la profundidad del pozo y la cantidad de agua y gas presentes en la formación. En términos generales, los métodos de producción se dividen en producción primaria, secundaria y terciaria (o recuperación mejorada de petróleo, EOR, por sus siglas en inglés).

La producción primaria ocurre cuando el petróleo fluye de manera natural hacia la superficie debido a la presión del yacimiento. Este flujo puede mantenerse durante un tiempo sin intervención adicional, pero a medida que se extrae el crudo, la presión disminuye y la producción comienza a declinar. En esta etapa, se pueden utilizar sistemas de levantamiento artificial, como bombas mecánicas (bomba de varilla o electrosumergible) o inyección de gas, para continuar con la extracción del crudo.

Cuando la presión del reservorio no es suficiente para mantener una producción eficiente, se recurre a la producción secundaria, la cual implica la inyección de fluidos para mantener la presión del yacimiento y desplazar el petróleo hacia los pozos productores. Entre los métodos más comunes de recuperación secundaria se encuentran la inyección de agua y la inyección de gas (como gas natural o nitrógeno). Estas técnicas ayudan a mejorar la recuperación de crudo y prolongar la vida útil del pozo.

Finalmente, cuando la producción secundaria ya no es efectiva, se aplican técnicas de recuperación terciaria o mejorada (EOR), que buscan movilizar el petróleo residual atrapado en la roca del yacimiento. Algunos de los métodos más utilizados incluyen la inyección de vapor, inyección de polímeros y el uso de surfactantes o agentes químicos que reducen la viscosidad del crudo y mejoran su desplazamiento. Este tipo de recuperación es especialmente útil en yacimientos de crudos pesados o altamente viscosos.

La optimización de los métodos de producción en el pozo SHS 123/BL 57 es clave para mejorar la eficiencia operativa y reducir costos. Factores como el análisis de temperatura en el yacimiento y la optimización del tiempo de residencia en los separadores pueden influir en la selección de la estrategia más adecuada para mantener y maximizar la producción del pozo.

2.4.1. Flujo natural

El flujo natural es el método de producción más básico en los pozos petroleros y ocurre cuando la presión del yacimiento es suficiente para impulsar los hidrocarburos hasta la superficie sin necesidad de asistencia mecánica o inyección de fluidos. En esta etapa, el petróleo y el gas migran a través de la formación rocosa hacia el pozo y ascienden a la superficie por diferencia de presión entre el yacimiento y la atmósfera.

Para que un pozo pueda producir por flujo natural, deben existir condiciones favorables como una alta presión del reservorio, una baja viscosidad del crudo y una buena conectividad de los poros dentro de la roca productora. En estos casos, el petróleo y el gas pueden fluir de manera continua a través del pozo, alcanzando la superficie con

un mínimo de intervención operativa. La cantidad de producción dependerá de factores como la permeabilidad del yacimiento, el tamaño de la columna de hidrocarburos y la presencia de gas en solución.

El control del flujo natural se realiza mediante válvulas y estranguladores ubicados en la cabeza del pozo, los cuales regulan la producción para evitar daños en la formación o la entrada excesiva de agua y gas. Sin embargo, con el tiempo, la presión del yacimiento tiende a disminuir a medida que se extrae el crudo, lo que hace que la producción por flujo natural se reduzca gradualmente.

Cuando la presión del reservorio cae por debajo de un nivel crítico y el pozo ya no puede producir de manera eficiente, se hace necesario implementar métodos de levantamiento artificial o técnicas de recuperación secundaria y terciaria para mantener la producción. En el caso del pozo SHS 123/BL 57, el análisis de temperatura en el yacimiento y la optimización del tiempo de residencia en los separadores pueden influir en la transición del flujo natural a otros métodos de producción, asegurando así la continuidad operativa del pozo.

2.4.2. *Levantamiento artificial*

El levantamiento artificial es un método de producción utilizado cuando la presión natural del yacimiento ya no es suficiente para impulsar los hidrocarburos hasta la superficie de manera eficiente. Este sistema permite mantener o aumentar la producción del pozo mediante la incorporación de equipos y tecnologías que facilitan el ascenso del petróleo desde el fondo del pozo hasta la superficie. La selección del método de levantamiento artificial depende de diversos factores, como la profundidad del pozo, la viscosidad del crudo, la cantidad de gas en la mezcla y las condiciones operativas del campo petrolero.

2.4.2.1. Bombeo mecánico

Es el sistema más común en la industria petrolera y utiliza una bomba de varilla (o bomba de cavidad progresiva) accionada por un balancín instalado en la superficie. Este mecanismo mueve un pistón dentro del pozo para extraer el crudo. Se emplea en pozos de mediana profundidad con producción moderada.

2.4.2.2. Bombeo electrosumergible (ESP)

Consiste en una bomba centrífuga multietapa instalada en el fondo del pozo y accionada por un motor eléctrico sumergible. Es ideal para pozos profundos y de alta

producción, permitiendo el manejo de grandes volúmenes de crudo, incluso en presencia de agua y gas.

2.4.2.3. Gas Lift

En este sistema, se inyecta gas comprimido a través de una serie de válvulas dentro de la tubería de producción para reducir la densidad de la columna de crudo, facilitando su ascenso. Es muy utilizado en pozos con alta producción de gas y en yacimientos donde se puede aprovechar el gas asociado para mejorar la eficiencia del sistema.

2.4.2.4. Bomba de Cavidad Progresiva (BCP)

Utiliza un rotor helicoidal dentro de un estator de elastómero para generar un movimiento de succión y empujar el crudo hacia la superficie. Es ideal para pozos con alta viscosidad o con presencia de sólidos en el fluido.

2.4.3. Inyección de agua

La inyección de agua es un método de recuperación secundaria utilizado en la producción de petróleo para mantener la presión del yacimiento y mejorar la extracción de hidrocarburos. Este proceso consiste en inyectar agua en el reservorio a través de pozos específicamente diseñados para ello, con el objetivo de desplazar el petróleo hacia los pozos productores y aumentar la eficiencia de recuperación. Este método es particularmente efectivo en yacimientos donde la presión ha disminuido debido a la producción continua de petróleo. La inyección de agua ayuda a mantener el equilibrio del reservorio, evita su agotamiento prematuro y mejora el factor de recuperación. Dependiendo de las características del yacimiento, el agua puede inyectarse en la base del reservorio (inyección periférica) o en zonas específicas de la formación (inyección en patrón).

Uno de los principales desafíos de este método es la calidad del agua utilizada. Es fundamental que el agua inyectada esté libre de sólidos en suspensión, bacterias y compuestos que puedan obstruir los poros de la formación o generar corrosión en las tuberías. Por ello, el agua suele pasar por procesos de filtración y tratamiento químico antes de su inyección. En el caso del pozo SHS 123/BL 57, la inyección de agua podría ser una estrategia clave para mejorar la producción, dependiendo del comportamiento del yacimiento y la disponibilidad de recursos hídricos. Además, el análisis de temperatura en el reservorio y el tiempo de residencia en los separadores juegan un papel fundamental

en la optimización de este proceso, asegurando que el agua inyectada cumpla con los requisitos operativos y maximice la recuperación de petróleo.

Tabla 1. Métodos de explotación petrolera en Campo Shushufindi

MÉTODO	NÚMERO DE POZOS
Sistema Gas Lift (PPG)	1
Bombeo Hidráulico (PPH)	9
Bombeo Electrosumergible (PPS)	86

2.5. Propiedades térmicas del yacimiento

Las propiedades térmicas de un yacimiento son fundamentales para comprender su comportamiento durante la producción de petróleo, ya que influyen en la movilidad de los hidrocarburos y en la eficiencia de los métodos de recuperación. La temperatura del reservorio afecta directamente la viscosidad del crudo, la presión dentro del yacimiento, y la efectividad de diversas técnicas de producción y recuperación mejorada.

La temperatura del yacimiento generalmente aumenta con la profundidad debido al gradiente geotérmico, y puede tener un impacto considerable sobre la fluidez del petróleo. En reservorios con crudos pesados, temperaturas más bajas pueden generar alta viscosidad, lo que dificulta la producción, mientras que temperaturas más altas pueden reducir esta viscosidad, facilitando el flujo. En este contexto, el control térmico se vuelve crucial para mejorar la movilidad del petróleo, particularmente en métodos de recuperación avanzada como la inyección de vapor o el calentamiento de la formación.

Otro aspecto relevante son las propiedades térmicas de la roca del reservorio, como su conductividad térmica, que determina cómo se distribuye el calor a través de la formación. Una alta conductividad permite una distribución uniforme del calor, lo que puede ser beneficioso en técnicas de mejora de recuperación, mientras que una baja conductividad genera una dispersión de calor más lenta.

Además, el calor específico de los fluidos del reservorio también es esencial, ya que define la cantidad de energía necesaria para cambiar la temperatura del petróleo y el agua en la formación. Este parámetro tiene un impacto directo en los métodos de producción y la eficiencia operativa.

2.6. Efecto de la temperatura en la viscosidad del crudo

La temperatura tiene un impacto significativo en la viscosidad del crudo, un factor crucial en la producción de petróleo, ya que influye directamente en la facilidad con la que los hidrocarburos pueden ser extraídos del reservorio. La viscosidad del crudo es una

medida de su resistencia al flujo; cuanto mayor es la viscosidad, más difícil es para el petróleo moverse a través de las formaciones rocosas y los sistemas de producción.

A temperaturas más bajas, los crudos, especialmente los de alta densidad, tienden a tener una viscosidad más alta, lo que puede dificultar su extracción. Esta mayor viscosidad incrementa la fricción en las tuberías, lo que provoca pérdidas de presión y reduce la eficiencia del proceso de producción. En estos casos, los métodos de levantamiento artificial y la implementación de técnicas de calefacción pueden ser necesarios para mejorar el flujo del petróleo.

Por otro lado, a medida que la temperatura aumenta, la viscosidad del crudo disminuye, lo que facilita su flujo. Este fenómeno es aprovechado en diversas técnicas de recuperación mejorada, como la inyección de vapor o la utilización de calor en el yacimiento para reducir la viscosidad y aumentar la movilidad del crudo. El calentamiento de la formación permite que el petróleo fluya con mayor facilidad hacia el pozo productor, mejorando los rendimientos de extracción.

El gradiente térmico del yacimiento, es decir, la variación de la temperatura con la profundidad también juega un papel importante. En yacimientos profundos, donde las temperaturas son naturalmente más altas, la viscosidad del crudo puede ser lo suficientemente baja como para permitir una extracción más eficiente, sin necesidad de intervención adicional. Sin embargo, en yacimientos más superficiales o en crudos más pesados, se requieren técnicas para elevar la temperatura y reducir la viscosidad.

2.7.Proceso de separación de hidrocarburos

El proceso de separación de hidrocarburos es una etapa crucial en la producción de petróleo y gas, ya que tiene como objetivo separar los diferentes componentes presentes en la mezcla extraída del pozo, como el petróleo crudo, el gas y el agua. Este proceso es necesario para obtener productos comerciales de alta calidad y cumplir con los requisitos ambientales.

El primer paso en el proceso de separación es la despresurización de la mezcla de fluido proveniente del pozo. Al salir del pozo, los hidrocarburos están a alta presión y temperatura, por lo que se necesita reducir estas condiciones para permitir que los diferentes componentes se separen en función de sus propiedades físicas, como la densidad y la solubilidad.

La separación primaria generalmente ocurre en un separador de dos fases o tres fases, dependiendo de los componentes presentes en la mezcla. Los separadores de dos fases dividen el petróleo y el gas, mientras que los de tres fases separan el petróleo, el gas y el

agua. Estos separadores pueden ser de tipo vertical u horizontal, y funcionan por el principio de gravedad, donde los componentes más ligeros (como el gas) se separan en la parte superior, mientras que los más pesados (como el petróleo y el agua) se acumulan en la parte inferior.

Una vez separadas las fases, el gas se lleva a instalaciones de tratamiento donde se procesa para eliminar impurezas como el sulfuro de hidrógeno y dióxido de carbono, mientras que el agua separada se trata para eliminar los hidrocarburos disueltos y luego se maneja de acuerdo con las normativas ambientales. El petróleo crudo, por su parte, puede requerir un tratamiento adicional para eliminar agua y sedimentos antes de ser transportado a refinerías o almacenado.

El proceso de separación es crítico no solo para obtener los productos finales, sino también para maximizar la eficiencia de la producción. Cualquier deficiencia en este proceso, como una separación incompleta, puede afectar la calidad de los productos y disminuir la eficiencia operativa. Además, un diseño adecuado del sistema de separación, como la optimización del tiempo de residencia y la presión de operación, es esencial para asegurar que la producción se mantenga a niveles óptimos, lo que es especialmente relevante para pozos como el SHS 123/BL 57.

2.8.Principios de separación de fases en la industria petrolera

El proceso de separación de hidrocarburos es una etapa crucial en la producción de petróleo y gas, ya que tiene como objetivo separar los diferentes componentes presentes en la mezcla extraída del pozo, como el petróleo crudo, el gas y el agua. Este proceso es necesario para obtener productos comerciales de alta calidad y cumplir con los requisitos ambientales.

El primer paso en el proceso de separación es la despresurización de la mezcla de fluido proveniente del pozo. Al salir del pozo, los hidrocarburos están a alta presión y temperatura, por lo que se necesita reducir estas condiciones para permitir que los diferentes componentes se separen en función de sus propiedades físicas, como la densidad y la solubilidad.

La separación primaria generalmente ocurre en un separador de dos fases o tres fases, dependiendo de los componentes presentes en la mezcla. Los separadores de dos fases dividen el petróleo y el gas, mientras que los de tres fases separan el petróleo, el gas y el agua. Estos separadores pueden ser de tipo vertical u horizontal, y funcionan por el principio de gravedad, donde los componentes más ligeros (como el gas) se separan en la

parte superior, mientras que los más pesados (como el petróleo y el agua) se acumulan en la parte inferior.

Una vez separadas las fases, el gas se lleva a instalaciones de tratamiento donde se procesa para eliminar impurezas como el sulfuro de hidrógeno y dióxido de carbono, mientras que el agua separada se trata para eliminar los hidrocarburos disueltos y luego se maneja de acuerdo con las normativas ambientales. El petróleo crudo, por su parte, puede requerir un tratamiento adicional para eliminar agua y sedimentos antes de ser transportado a refinerías o almacenado.

El proceso de separación es crítico no solo para obtener los productos finales, sino también para maximizar la eficiencia de la producción. Cualquier deficiencia en este proceso, como una separación incompleta, puede afectar la calidad de los productos y disminuir la eficiencia operativa. Además, un diseño adecuado del sistema de separación, como la optimización del tiempo de residencia y la presión de operación, es esencial para asegurar que la producción se mantenga a niveles óptimos, lo que es especialmente relevante para pozos como el SHS 123/BL 57.

2.9.Importancia del tiempo de residencia en los separadores

El tiempo de residencia en los separadores es un factor crucial para garantizar una separación eficiente de las fases en la industria petrolera. Este concepto se refiere al tiempo que una mezcla de hidrocarburos, agua y gas permanece dentro del separador antes de que los componentes sean separados de manera efectiva. Un tiempo de residencia adecuado permite una mejor separación de las fases, lo que aumenta la eficiencia del proceso y asegura que los productos finales cumplan con los estándares de calidad necesarios para su comercialización.

Un tiempo de residencia insuficiente puede resultar en una separación incompleta, lo que lleva a la emulsificación del petróleo y el agua, o incluso a la mezcla de gas con petróleo, lo que afecta negativamente la calidad del crudo y puede requerir procesos de tratamiento adicionales. Por otro lado, un tiempo de residencia excesivo puede generar costos operativos más altos debido a un mayor volumen de fluido procesado sin una mejora proporcional en la calidad del producto.

El tiempo de residencia es esencial para el ajuste de los parámetros operativos en el separador. Si el tiempo es demasiado corto, la fase de agua o gas no se separará adecuadamente, lo que podría provocar problemas como la corrosión o la contaminación del crudo con agua o gas. Si el tiempo es adecuado, el separador tendrá suficiente tiempo para que las fases más ligeras, como el gas, se acumulen en la parte superior, mientras

que las fases más pesadas, como el petróleo y el agua, se separen eficientemente en la parte inferior.

Además, el tiempo de residencia también está relacionado con la capacidad de los separadores. Separadores diseñados para procesos a gran escala deben tener un tiempo de residencia suficientemente largo para manejar grandes volúmenes de fluido, mientras que los separadores más pequeños pueden operar con tiempos de residencia más cortos.

2.10. Tipos de separadores

2.10.1. Horizontales

Los separadores horizontales son equipos ampliamente utilizados en la industria petrolera para separar las fases de una mezcla de hidrocarburos extraída del pozo, como gas, petróleo y agua. Su diseño horizontal permite una mayor superficie de separación en comparación con los separadores verticales, lo que los hace más eficientes en la separación de grandes volúmenes de fluido. Este tipo de separador es ideal para aplicaciones en las que se requieren largos tiempos de residencia y donde la producción es alta o el contenido de agua es significativo. El principio básico de funcionamiento de los separadores horizontales se basa en la diferencia de densidad entre los componentes presentes en la mezcla.

Al ingresar el fluido al separador, este fluido fluye a lo largo de un cuerpo horizontal, permitiendo que las fases más ligeras, como el gas, suban hacia la parte superior del separador, mientras que las fases más pesadas, como el petróleo y el agua, se acumulan en la parte inferior. Esta separación se realiza principalmente por gravedad y es optimizada por un tiempo de residencia adecuado.

Uno de los principales beneficios de los separadores horizontales es su capacidad para manejar grandes cantidades de fluido, lo que los hace ideales en pozos de alta producción. Además, permiten una separación más eficaz de los tres componentes principales (gas, petróleo y agua) debido a la mayor área disponible para el proceso de separación. Esto se debe a que el diseño horizontal ofrece una mayor longitud de la columna de fluido, lo que contribuye a una separación más completa en comparación con los separadores verticales.

Estos separadores también ofrecen un control más preciso sobre la velocidad de flujo, lo que ayuda a mejorar la eficiencia de la separación y reduce la posibilidad de emulsiones indeseadas. Sin embargo, debido a su tamaño, los separadores horizontales requieren más espacio para su instalación y mantenimiento, lo que puede implicar costos adicionales y desafíos logísticos.

En términos operativos, los separadores horizontales son especialmente efectivos cuando se utilizan para separar mezclas con altos flujos de producción y cuando se requiere una separación precisa de las fases líquidas y gaseosas. Son particularmente útiles en yacimientos con alta producción de agua o gas asociado, como los pozos SHS 123/BL 57, donde se necesita optimizar la eficiencia de separación para maximizar la producción y la calidad de los productos.

2.10.2. Verticales

Los separadores verticales son equipos diseñados para separar las fases de una mezcla de hidrocarburos extraída de un pozo, como gas, petróleo y agua, utilizando la gravedad para facilitar la separación de los componentes. Este tipo de separador tiene una estructura vertical en la que el fluido entra por la parte inferior y asciende a medida que se mueve a través del equipo. Gracias a la diferencia de densidad entre las fases (gas, líquido y agua), los componentes se separan en diferentes niveles dentro del separador.

El principio de funcionamiento de los separadores verticales se basa en que los componentes más ligeros, como el gas, ascienden hacia la parte superior debido a su baja densidad, mientras que los líquidos más pesados, como el petróleo y el agua, se acumulan en la parte inferior. Este proceso se facilita por la gravedad, que permite que los distintos componentes de la mezcla se separen sin necesidad de una intervención mecánica compleja. La eficiencia de la separación está influenciada por factores como el tiempo de residencia, la presión y la temperatura dentro del separador, así como el caudal de la mezcla.

Una de las principales ventajas de los separadores verticales es su diseño compacto, que requiere menos espacio que los separadores horizontales, lo que los hace adecuados para instalaciones con restricciones de espacio. Además, estos separadores son ideales para pozos con una producción moderada de hidrocarburos, donde las variaciones en la mezcla no son tan grandes. Su funcionamiento sencillo y directo permite una separación rápida y eficiente, especialmente en situaciones donde no hay una cantidad significativa de agua o gas asociado.

Sin embargo, los separadores verticales tienen algunas limitaciones en cuanto a la capacidad de manejo de grandes volúmenes de fluido. Debido a su diseño, son más efectivos en situaciones con menor flujo de producción y menos complejidad en la mezcla de fases. En pozos con una alta producción de agua o gas, el separador vertical puede no ser tan eficiente como un separador horizontal, ya que la capacidad de manejo de volúmenes grandes de fluido es más limitada.

En resumen, los separadores verticales son una opción efectiva y eficiente en la separación de fases para pozos con producciones moderadas y fluidos relativamente simples. Su diseño compacto, bajo mantenimiento y facilidad de operación los hace populares en la industria petrolera, especialmente cuando se requiere una separación rápida y con menores costos operativos.

CAPITULO III

3. Diseño e implementación

3.1.Fundamentos de prueba a presión

Las pruebas a presión son procedimientos esenciales en la industria petrolera para evaluar la integridad estructural de los equipos, tuberías y sistemas de producción en pozos petroleros. Estas pruebas permiten detectar fugas, fallas en materiales y posibles debilidades en la infraestructura, garantizando la seguridad y eficiencia operativa. El principio básico de una prueba a presión consiste en aplicar un fluido (agua, gas o una combinación de ambos) a una presión superior a la de operación normal, con el fin de verificar si el sistema mantiene su integridad sin presentar pérdidas o deformaciones. Dependiendo del objetivo de la prueba, se pueden utilizar diferentes métodos, como la prueba hidrostática y la prueba neumática.

La prueba hidrostática es la más común y se realiza llenando el sistema con agua y aumentando la presión hasta un nivel predeterminado. Se monitorea el comportamiento del sistema durante un período de tiempo para detectar cualquier caída de presión, lo que indicaría una fuga. Este método es preferido por su seguridad, ya que el agua es incompresible y reduce el riesgo de explosiones en caso de falla.

Por otro lado, la prueba neumática utiliza gases comprimidos (generalmente aire, nitrógeno o helio) para evaluar la resistencia de los equipos. Aunque es más sensible para detectar pequeñas fugas, implica mayores riesgos debido a la compresibilidad del gas y la posibilidad de liberación repentina de energía en caso de falla.

En el contexto del pozo SHS 123/BL 57, las pruebas a presión son fundamentales para asegurar la integridad de los separadores y otros equipos de procesamiento. Un análisis adecuado de la temperatura del yacimiento y el tiempo de residencia en los separadores también puede influir en los resultados de estas pruebas, permitiendo ajustes en la operación para mejorar la eficiencia y seguridad del sistema de producción.

3.1.1. Radio de la investigación

El radio de investigación de este proyecto abarca el área de influencia directa del pozo SHS 123/BL 57, incluyendo tanto la infraestructura de producción como el entorno geológico y operativo del yacimiento. Se considerarán aspectos técnicos y ambientales dentro de un perímetro definido que permita evaluar de manera integral los factores que afectan la producción, el comportamiento térmico del reservorio y la eficiencia de los separadores.

En términos espaciales, la investigación se centrará en la zona donde se encuentran las instalaciones de extracción y procesamiento del crudo, abarcando los pozos productores, los separadores y las líneas de transporte. Además, se analizarán las condiciones del yacimiento en función de la temperatura y la presión, lo que podría extender el radio de estudio hacia áreas cercanas que influyan en la dinámica del flujo de hidrocarburos.

$$r_i = 0.003 * \sqrt{\frac{kt}{\phi_{ucl}}}$$

Ecuación 1. Ratio de la investigación

3.1.2. Pruebas de build up

Las pruebas de Build-Up son un método fundamental en la evaluación de pozos petroleros, utilizado para determinar las propiedades del yacimiento y la eficiencia del pozo después de un periodo de producción. Este tipo de prueba consiste en cerrar el pozo por un tiempo determinado y registrar la respuesta de la presión en el fondo del pozo a medida que se restablece el equilibrio en el reservorio.

El objetivo principal de una prueba de Build-Up es analizar la presión transitoria del yacimiento para obtener información clave sobre la permeabilidad de la formación, la presión original del reservorio, el daño a la formación causado por la producción y la conectividad del yacimiento. A través de la interpretación de los datos obtenidos, los ingenieros pueden tomar decisiones estratégicas sobre la optimización de la producción y la implementación de métodos de recuperación mejorada.

El procedimiento de la prueba comienza con la instalación de un sensor de presión en el fondo del pozo antes de su cierre. Una vez que el pozo deja de producir, la presión comienza a aumentar de manera gradual. Los datos se registran durante varias horas o incluso días, dependiendo de la velocidad de restauración de la presión. Posteriormente, los registros se analizan mediante modelos matemáticos y software especializado para caracterizar el comportamiento del yacimiento.

En el caso del pozo SHS 123/BL 57, una prueba de Build-Up puede proporcionar información valiosa sobre el impacto del tiempo de residencia insuficiente en los separadores y el comportamiento térmico del yacimiento. Además, los resultados pueden ser clave para evaluar la necesidad de intervenciones en el pozo, como la estimulación

del reservorio o la implementación de estrategias de levantamiento artificial para mejorar la eficiencia de producción.

3.2.Descripción de los programas computacionales para pruebas de presión y análisis nodal

Se llevará a cabo el análisis de las pruebas de presión utilizando el software comercial F.A.S.T. Well Test32®, con el objetivo de determinar el valor óptimo del Índice de Productividad (IP) y la presión del yacimiento. Adicionalmente, se realizará un análisis nodal del pozo SHS 123/BL 57 mediante el software WellFlo® de Weatherford Inc., permitiendo evaluar el comportamiento actual del sistema pozo-reservorio. Con base en los resultados obtenidos, se elaborarán recomendaciones sobre las acciones necesarias para optimizar la producción de petróleo en dicho pozo. A continuación, se describe la aplicación práctica de estos programas computacionales en el análisis del SHS 123/BL 57.

3.2.1. Descripción del programa WELLTEST32

El software F.A.S.T. Well Test32® es una herramienta comercial ampliamente utilizada en la industria petrolera para el análisis e interpretación de pruebas de presión en pozos. Su principal función es evaluar el comportamiento de los reservorios a partir de datos obtenidos en pruebas transitorias, como Build-Up, Drawdown e Interferencia, permitiendo determinar parámetros clave como la permeabilidad, el daño a la formación, la presión inicial del yacimiento y el Índice de Productividad (IP).

Este programa utiliza modelos matemáticos avanzados y algoritmos de simulación para procesar los datos de presión y caudal medidos en campo. A partir de estos datos, genera gráficos de diagnóstico y curvas de ajuste que facilitan la interpretación del comportamiento del yacimiento. Además, Well Test32® permite comparar los resultados obtenidos con modelos teóricos de flujo en el reservorio, lo que ayuda a los ingenieros a identificar problemas de producción y tomar decisiones estratégicas para la optimización del pozo.

Otra característica importante de Well Test32® es su capacidad para manejar diferentes tipos de pruebas y condiciones de yacimiento, desde sistemas convencionales hasta formaciones más complejas con efectos de fracturamiento hidráulico o heterogeneidades. Su interfaz gráfica intuitiva facilita la visualización y análisis de los resultados, permitiendo realizar ajustes en los modelos y mejorar la precisión de las predicciones sobre el desempeño del pozo.

En el caso del pozo SHS 123/BL 57, el uso de F.A.S.T. Well Test32® será fundamental para obtener información precisa sobre la presión del reservorio y el comportamiento del fluido dentro de la formación. Los resultados de este análisis permitirán definir estrategias de producción más eficientes, minimizar problemas operativos y maximizar la recuperación de hidrocarburos en el campo.

4.2.1.1. Procedimiento de ingreso de datos

El ingreso preciso de los datos es un aspecto fundamental, ya que de ello depende la obtención de resultados lo más cercanos posible a la realidad, siempre y cuando la información utilizada sea confiable.

El software ofrece una opción de guía que facilita el ingreso de datos de manera estructurada y en el orden correcto. Los pasos a seguir incluyen:

1. Al iniciar el programa, se selecciona el tipo de prueba de presión a analizar, pudiendo elegir entre un análisis convencional o no convencional. En este caso, se opta por una prueba convencional de Drawdown/Buildup para evaluar el comportamiento del pozo.

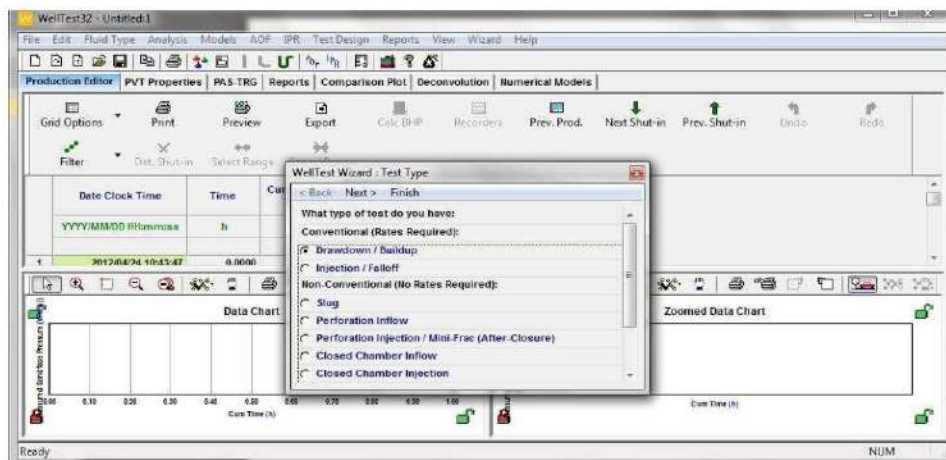
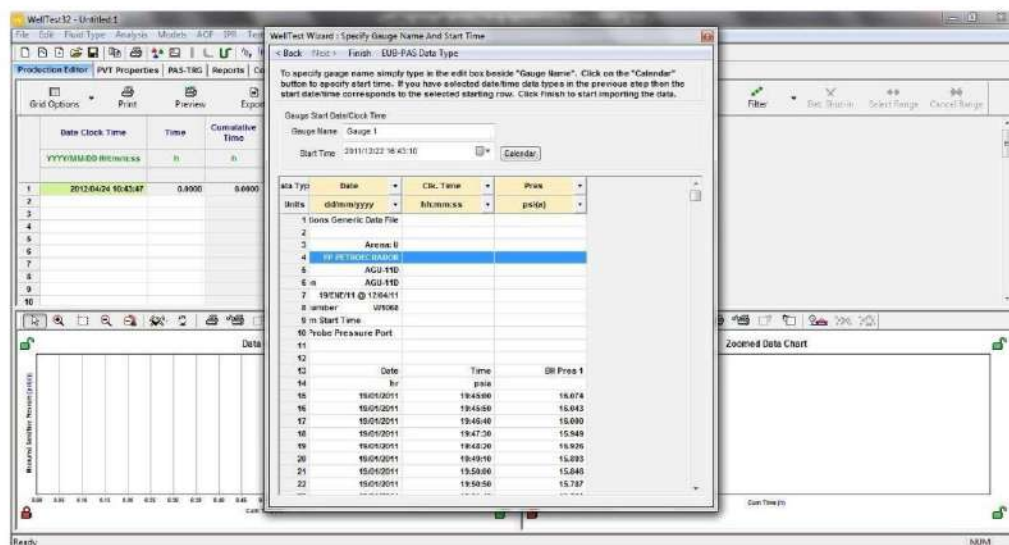


Figura 2. Ingreso de datos

2. Se importa los datos tomados por las memorias, las cuales registran la presión (psia) y el tiempo (h). En esta sección se puede ingresar el nombre de las memorias, la fecha y hora exacta del inicio de las lecturas.



3. Para ingresar los datos de producción existen tres opciones, importarlos de una hoja de registros, ingresar el dato de producción estabilizada (tp) para realizar los ajustes en el método de Horner o ingresarla manualmente poniendo los valores de producción según el comportamiento durante la prueba. En nuestro análisis se introdujo manualmente los valores de producción de petróleo, gas y agua; con esto se ve gráficamente el comportamiento de la producción durante la prueba, como se muestra en la Figura 4.

4. Ingresar el tipo de fluido en el reservorio, este puede ser: petróleo, gas, agua, condensado de gas o petróleo y gas. En nuestro caso seleccionamos petróleo.

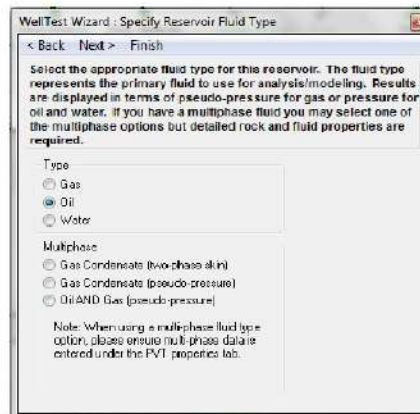


Figura 5. Tipo de fluido en el reservorio

El programa pregunta si se desea filtrar los datos para eliminar puntos redundantes, lo cual hace que el programa corra más rápido. Se recomienda no filtrar los datos ya que esto hace que se pierda información valiosa, dando resultados diferentes a los reales.

5.Las memorias que toman los datos de las presiones durante la prueba son asentadas en NOGOs a profundidades menores a las del reservorio, por lo que es necesario corregir los datos de presión a esta profundidad. Para realizar dicha corrección se despliega una pantalla en la que se ingresa: la profundidad de asentamiento de las memorias, la profundidad a la mitad de las perforaciones y el gradiente del fluido. Con esto se obtiene la presión de ajuste, la cual se sumará a cada dato de presión medido por las memorias.

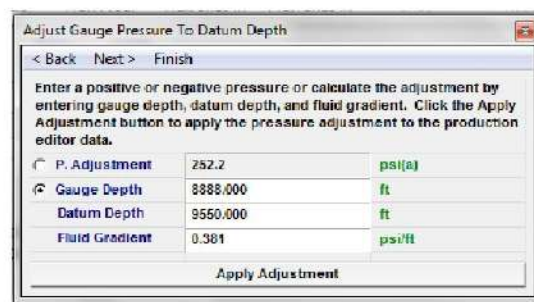


Figura 6. Ajuste de presiones a la profundidad de las perforaciones

6.Ingresar la presión de reservorio, en este caso se ingresa la última presión medida al momento del cierre; la temperatura del reservorio, que es la máxima temperatura medida por las memorias; y la gravedad API del petróleo producido. Estos valores se los ingresa para calcular los parámetros PVT que no se tiene como dato.

Se ingresan los datos del gas: gravedad específica, composición, propiedades críticas, viscosidad y compresibilidad. Datos del petróleo: presión de burbuja, si es saturado o sub-saturado, factor volumétrico, viscosidad, compresibilidad y relación gas-petróleo (Figura 7). Datos del agua: gravedad específica, salinidad, factor volumétrico, viscosidad y compresibilidad.

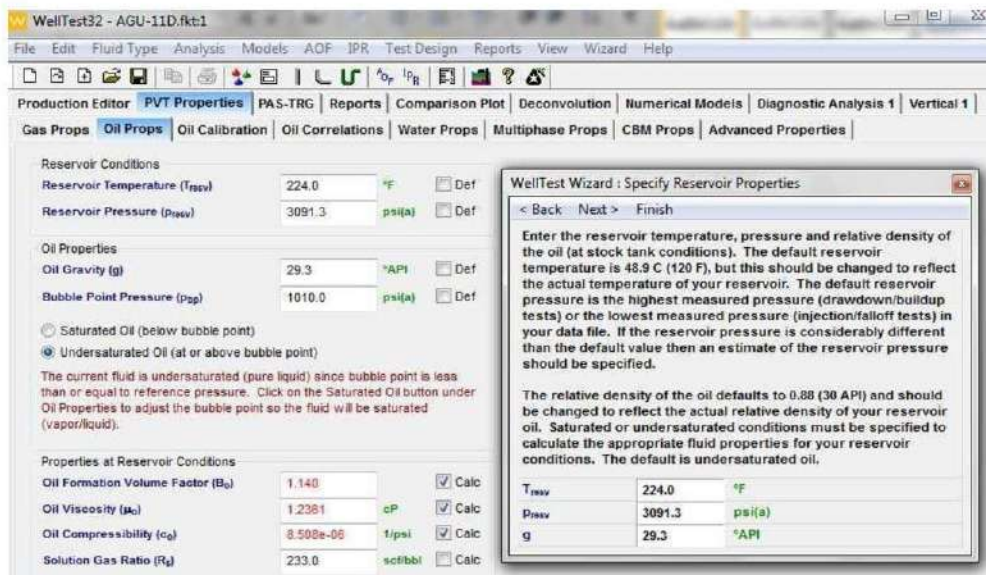


Figura 7. Propiedades de los fluidos

Las correlaciones aplicadas para calcular los datos PVT que no se tiene como datos son las de aplicación general: Vasquez and Beggs para correlaciones del petróleo y Beggs and Robinson para correlaciones de viscosidad.

4.1.1.1. Procedimiento del análisis de la prueba de presión

Luego de ingresar los datos de presión durante la prueba y los parámetros de los fluidos del reservorio, con sus respectivos ajustes, el analista debe generar las curvas para los métodos que se utilizarán en el análisis, para lo cual se siguen los siguientes pasos:

1. Se genera un análisis de diagnóstico escogiendo el tipo de pozo en el que se está trabajando, este puede ser vertical u horizontal (para pozos desviados se utiliza el tipo de pozo vertical y se debe ingresar todos los datos medidos en TVD), Figura 8.

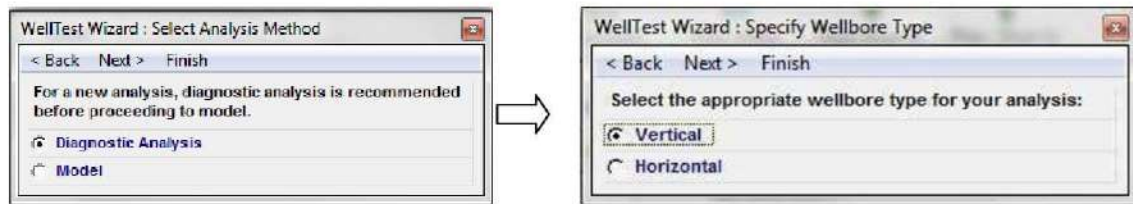


Figura 8. Tipo de pozos de análisis

2. Al generarse las curvas se debe ingresar los datos petrofísicos y de completación: espesor de la arena, la porosidad, la saturación de fluidos (por default son 80% de petróleo y 20% de agua), compresibilidades y el radio del pozo.

3. Se despliegan diferentes pantallas en las cuales se puede elegir el método de análisis a utilizar, en nuestro caso utilizaremos el análisis de Horner y el de la Derivada/Gringarten, métodos que han sido descritos en el capítulo 3. Para el análisis de Horner se debe asegurar que el eje X sea de tiempo radial de Horner el cual corrige el tiempo normal por medio del valor de tiempo de flujo estabilizado. Para el análisis de la Derivada/Gringarten el eje X debe ser del tiempo radial equivalente.

4. En las opciones para el análisis se puede elegir las líneas que representan a los diferentes tipos de flujo que pueden darse durante una prueba de presión, estas son: ALMACENAMIENTO ($m=1$), FRACTURA BILINEAL ($m=1/4$), FRACTURA LINEAL ($m=1/2$), FLUJO ESFÉRICO ($m=-1/2$), FLUJO RADIAL ($m=0$) y CANAL LINEAL ($m=1/2$).

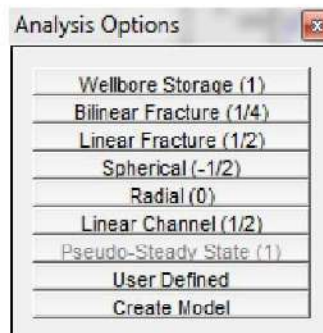


Figura 9. Diferentes tipos de flujo en una prueba de presión.

En este caso de análisis se coloca la línea del ALMACENAMIENTO y la de FLUJO RADIAL. El programa nos permite arrastrar estas líneas para colocarlas donde creamos que se evidencia cada flujo. Se utiliza las gráficas de la Derivada y Gringarten para empatar las líneas de flujo con las curvas de datos (Figura 10), ya que, como es

conocido, en la curva de la Derivada es en donde se nota más claramente la presencia de los diferentes tipos de flujo.

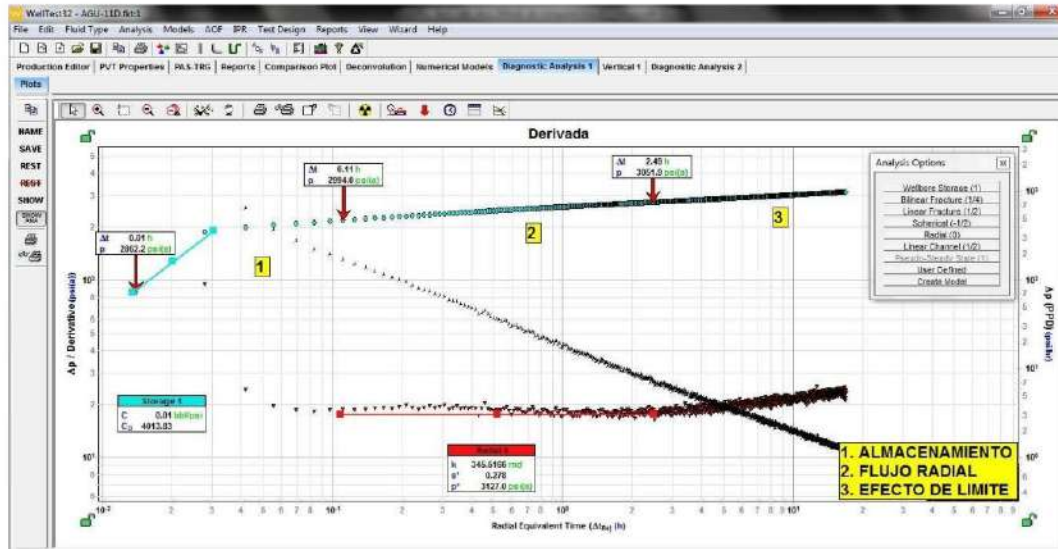


Figura 10. Empate de las líneas de flujo con los datos de la prueba-método de la derivada

Del lugar donde estas líneas son colocadas dependen los valores de constante de almacenamiento, permeabilidad, daño, tiempo de flujo radial, límites del reservorio y P^* , por lo que es muy importante que el analista tenga los conocimientos adecuados y la experiencia necesaria para realizar el empate con el mejor criterio posible.

Una herramienta importante para lograr este objetivo es la curva de PPData, la cual debe ser siempre decreciente; este criterio lo podemos utilizar en el caso de presentarse subidas en su comportamiento para saber que los datos relacionados en estos periodos pueden ser erróneos.

Se puede hacer un diagnóstico sobre la correcta posición de los periodos de flujo al observar el empate que se realiza automáticamente en el método de Horner (Figura 4.10), donde también se puede observar el período de ALMACENAMIENTO y de FLUJO RADIAL.

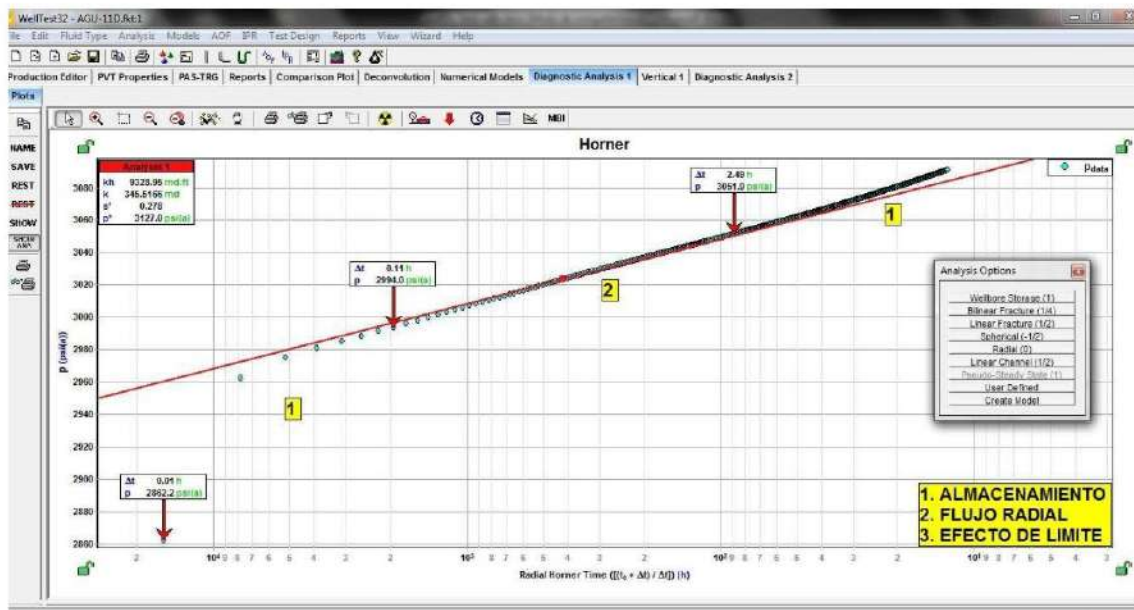


Figura 11. Empate de las líneas de flujo con los datos de la prueba-método de Horner

5. Crear un modelo que simule el comportamiento del reservorio adaptándose a las curvas de los datos reales, esto lo hacemos escogiendo la opción MODELS de la cual se despliegan los diferentes tipos de modelos (Figura 4.11), en nuestro estudio se utilizan los modelos VERTICAL (penetración total) y PENETRACIÓN PARCIAL, estos modelos se los describió en el Capítulo 2. En el pozo de ejemplo se escoge un modelo VERTICAL.

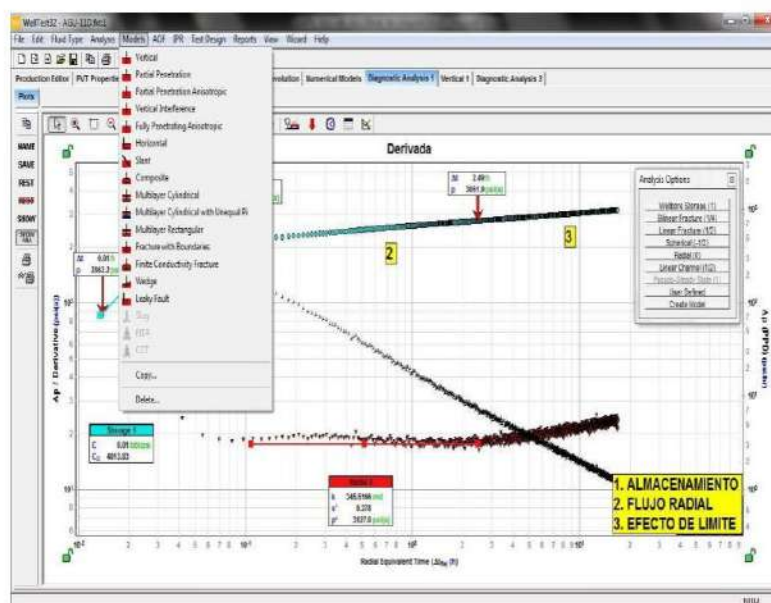
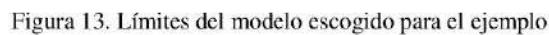


Figura 12. Tipo de modelos de reservorio

En este caso escogemos un límite de NO FLUJO ubicado a la derecha del pozo (Figura 4.12). La elección de esta configuración debe ser hecha luego de un análisis minucioso de aspectos del reservorio como: estructura y estratigrafía, presencia de empuje de acuíferos o capas de gas, etc.; y de aspectos de la zona como: presencia de pozos vecinos, comportamiento del incremento de agua, ubicación del pozo, etc.



7. En la pestaña PLOTS se presentan los datos ingresados para el análisis sobre los cuales se dibujan las curvas generadas por el modelo escogido. El objetivo es encontrar el modelo que mejor se adapte a los datos, es decir, cuyos resultados de permeabilidad y daño sean similares a los encontrados en el análisis realizado por el analista encargado, esto se presenta cuando la curva del modelo se superpone lo mejor posible sobre los datos. En la Figura 4.13 se presenta el ajuste del modelo escogido para el ejemplo.

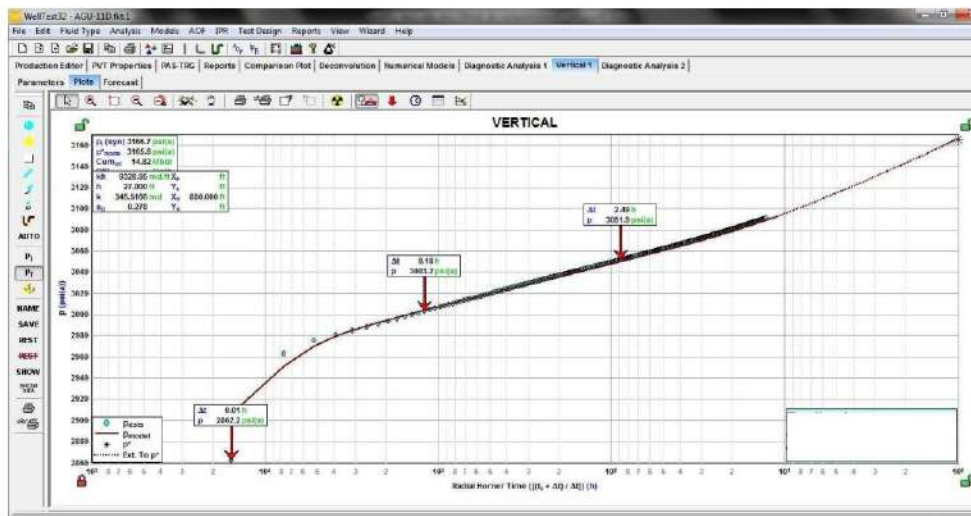
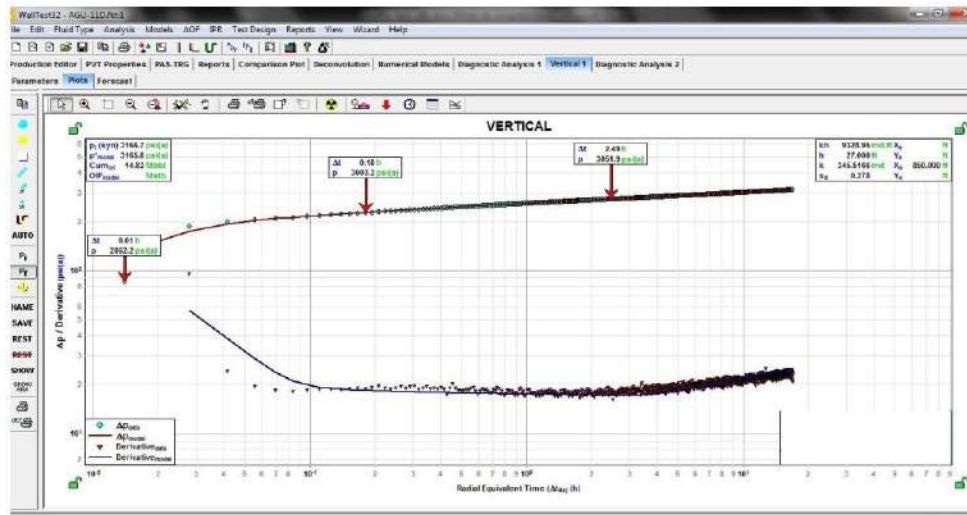


Figura 14. Ajuste del modelo para el pozo SHS 123 BL 57 derivada y Horner

8. Luego de encontrar el modelo de mejor ajuste se puede ingresar a la pestaña REPORTS en la opción PREVIEW REPORT para ver los resultados detallados de los parámetros que se quería encontrar mediante este estudio, presentados en la Figura 15.

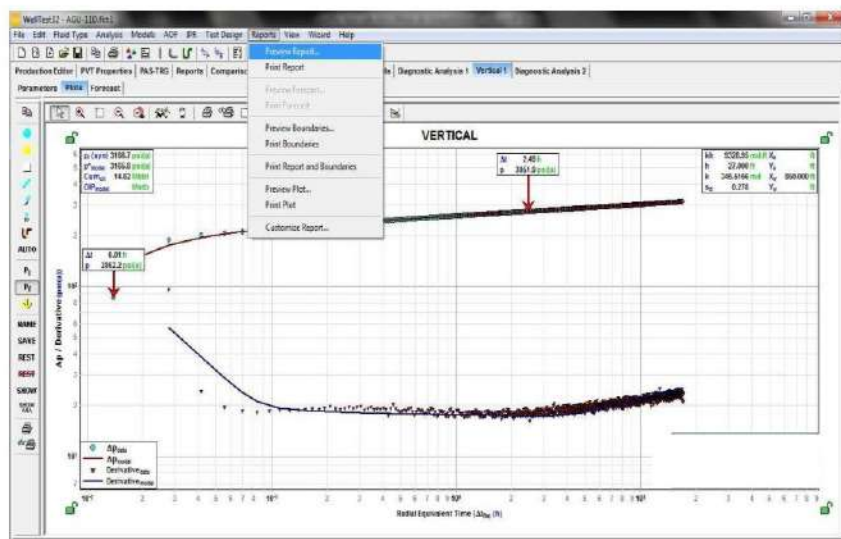


Figura 15. Resultados del análisis de la prueba de presión

Vertical Oil Well Model

Case Name: Vertical 1

Model Parameters

Oil Permeability (k_o)	345.517	md	Reservoir Length (X_{ro})	1000000.000	ft
Gas Permeability (k_g)		md	Reservoir Width (Y_{ro})	1000000.000	ft
Water Permeability (k_w)	0.206	md	Active Well AT (X_{wa})	550.000	ft
Total Mobility ($k'_{\text{rel}} \cdot k$)	280.31	md/cp	Active Well AT (Y_{wa})		ft
Total Transmissivity (Darcy · ft)	7568.25	md-ft/cp			
Skin (s)	0.278				

Production and Pressure

Formation Parameters

Net Pay (H)	27	ft	Q _{gr}	1870.877	bb/d
Total Porosity (ϕ)	0.00	%	Final Oil Rate	1637.000	bb/d
Oil Saturation (S_o)	0.00	%	Final Gas Rate	0.381	MM CF/D
Gas Saturation (S_g)	0.00	%	Final Water Rate	5.000	bb/d
Water Saturation (S_w)	0.00	%	Final Flowing Pressure (psig)	2775.98	psi
Wellbore Radius (r_w)	0.28	ft	Final Measured Pressure	3001.36	psi
Formation Temperature (T_f)	24.0	°F	Cumulative Oil Production	14617.313	bb
Oil Formation Volume Factor (B_o)	1.140				
Gas Formation Volume Factor (B_g)	0.00757	bb/scf	Forecast Flowing Pressure (P _{flow})	2775.98	psi
Water Formation Volume Factor (B_w)	1.037				
Oil Viscosity (μ_o)	1.236	cp	3 - Month Constant Rate Forecast @ Curr. Skin	1345.774	bb/d
Gas Viscosity (μ_g)	0.0380	cp	5 - Month Constant Rate Forecast @ Curr. Skin	1250.500	bb/d
Water Viscosity (μ_w)	0.265	cp	Forecast Flow Duration (t _{flow})	12.00	month

Forecasts

3.3.Tiempo de residencia

El tiempo de residencia es un parámetro clave en los procesos de separación de fluidos en la industria petrolera, ya que determina cuánto tiempo permanece una mezcla de hidrocarburos en un separador antes de ser procesada. Este tiempo influye directamente

en la eficiencia de separación del gas, petróleo y agua, afectando la calidad de los productos extraídos.

$$T_r = \frac{V_s}{Q}$$

Ecuación 2. Fórmula de tiempo de residencia

T_r : es el tiempo de residencia (en segundos o minutos).

V_s : es el volumen del separador (en barriles o metros cúbicos).

Q : es el caudal volumétrico del fluido que ingresa al separador (en barriles por día o metros cúbicos por segundo).

3.3.1. Separador Trifásico

Un separador trifásico de gran capacidad es un equipo fundamental en la industria petrolera, diseñado para separar eficientemente los tres componentes principales del fluido producido en un pozo: gas, petróleo y agua. Este tipo de separador es ampliamente utilizado en instalaciones de alto rendimiento, donde se manejan grandes volúmenes de producción y se requiere una separación eficiente para optimizar el procesamiento posterior de los hidrocarburos.

3.3.2. Diseño del separador

El separador trifásico de gran capacidad es generalmente de tipo horizontal, ya que este diseño permite una mayor eficiencia en la separación de fases cuando se manejan grandes volúmenes de fluido. Está compuesto por varias secciones y dispositivos que facilitan la separación, entre ellos:

- **Zona de entrada:** Es la sección donde ingresa la mezcla de gas, petróleo y agua proveniente del pozo. Suele contar con deflectores que reducen la turbulencia para mejorar la eficiencia de la separación.
- **Zona de separación primaria:** Aquí se produce la separación inicial de las fases mediante la diferencia de densidades y la acción de la gravedad. El gas tiende a ascender, mientras que el petróleo y el agua descienden.
- **Zona de separación secundaria:** Se encarga de refinar la separación mediante mecanismos como platos de coalescencia o filtros para eliminar pequeñas gotas de líquidos en la fase gaseosa.
- **Zona de acumulación de líquido:** Se divide en dos compartimentos: uno para el petróleo y otro para el agua. Cada compartimento tiene controladores de nivel que regulan el flujo de salida de cada fluido.

- **Salida de gas:** Ubicada en la parte superior del separador, está equipada con un extractor de neblina para minimizar la presencia de gotas de líquido en el gas separado.
- **Salidas de petróleo y agua:** Cada fase líquida se descarga a través de válvulas de control, asegurando que no haya contaminación cruzada entre el agua y el crudo.

3.3.3. *Funcionamiento*

El fluido producido entra al separador a través de la línea de alimentación. Al ingresar, la disminución de presión permite que el gas se libere y ascienda hacia la parte superior, donde es dirigido hacia la línea de procesamiento o venteo.

El petróleo y el agua, al ser más densos, permanecen en la parte inferior. Con el tiempo de residencia adecuado, el agua más pesada se deposita en el fondo, mientras que el petróleo queda por encima, permitiendo su extracción por líneas separadas.

3.3.4. *Capacidad y aplicaciones*

Este separador trifásico de gran capacidad pueden manejar altos volúmenes de producción, en el rango de 500 a más de 10,000 barriles por día (BPD), dependiendo del diseño y las condiciones operativas del campo petrolero. Son esenciales en campos maduros donde la producción de agua es significativa y en yacimientos de alta presión donde se necesita una separación eficiente para evitar problemas en el transporte y procesamiento del crudo.

En resumen, un separador trifásico de gran capacidad es un equipo clave para la optimización de la producción de hidrocarburos, permitiendo una separación eficiente del gas, petróleo y agua, mejorando la calidad del crudo producido y facilitando su posterior tratamiento.

3.4. Aplicación de fórmula

- Volumen útil separador (V)= 50 m³
- Caudal de entrada de fluido total (Q) = 10 m³/min

Tomar en cuenta la ecuación 1, para poder sustituirla.

$$T_r = \frac{50m^3}{10m^3/min}$$

$$T_r = 5 \text{ min}$$

Ecuación 3. Tiempo de residencia realizada

Este resultado indica que los fluidos permanecen en el separador durante 5 minutos antes de salir por sus respectivas líneas de descarga. Un tiempo de residencia adecuado permite que el gas ascienda correctamente, el petróleo se estabilice en la parte media y el agua se deposite en el fondo para su posterior extracción.

Si el caudal de entrada aumentara, por ejemplo, a 20 m³/min, el tiempo de residencia se reduciría a 2.5 minutos, lo que podría comprometer la eficiencia de la separación, generando arrastre de agua en el petróleo o presencia de crudo en el agua separada. En cambio, si el caudal disminuyera, el tiempo de residencia sería mayor, lo que optimizaría la separación, pero también podría indicar que el separador es más grande de lo necesario.

En conclusión, esta fórmula es una herramienta fundamental para el diseño y operación de separadores trifásicos, ayudando a mantener un equilibrio entre eficiencia y capacidad operativa en la producción de hidrocarburos.

CAPITULO IV

4. Análisis interno

En este estudio se analizan dos propuestas de intervención en los pozos, cuyos detalles y resultados esperados en términos de producción se presentan en la tabla 2. Estas propuestas buscan optimizar la eficiencia operativa y maximizar la extracción de hidrocarburos tras su implementación.

La primera propuesta contempla un proceso de reacondicionamiento enfocado en la eliminación del daño de formación mediante un tratamiento químico. Una vez finalizada esta etapa, los pozos continuarán operando con la misma bomba instalada. Sin embargo, en la mayoría de los casos será necesario incrementar la frecuencia de operación de la bomba, con excepción del pozo SSF-129D, que mantendrá su configuración actual.

La segunda propuesta es la instalación de un separador dentro del campo SHS 123/BL 57 la implementación de un separador trifásico horizontal en el pozo traería múltiples beneficios operativos, optimizando la separación de gas, petróleo y agua. Este equipo es fundamental para mejorar la eficiencia del proceso de producción, reduciendo pérdidas y asegurando una mejor calidad del crudo extraído.

4.1.1. Implementación de Deshidratadores Electroestáticos (Desaladores)

El objetivo principal de esta propuesta es optimizar la eficiencia en la producción del pozo SHS 123/BL 57 mediante la implementación de deshidratadores electroestáticos, mejorando la separación de agua y petróleo para garantizar un crudo de mayor calidad y reducir costos operativos. Esta iniciativa busca mejorar la eficiencia del proceso de deshidratación, reduciendo el tiempo de residencia en los separadores y minimizando el uso de productos químicos desemulsionantes.

A través de la utilización de tecnología electrostática, se pretende acelerar el proceso de coalescencia de las gotas de agua dentro del crudo, permitiendo una separación más rápida y efectiva. Esto no solo contribuye a mejorar la calidad del hidrocarburo, sino que también reduce la cantidad de agua residual con contaminantes, facilitando su tratamiento y disposición final de acuerdo con las normativas ambientales vigentes.

Además, esta implementación busca optimizar el consumo energético en las operaciones del pozo, reduciendo la dependencia de métodos mecánicos y térmicos tradicionales. Con ello, se espera disminuir la emisión de gases de efecto invernadero y el impacto ambiental asociado al tratamiento del crudo. De esta manera, el proyecto

contribuye a la sostenibilidad de la producción petrolera, asegurando una operación más eficiente, rentable y ambientalmente responsable.

Dado que el pozo SHS 123/BL 57 produce aproximadamente 660 barriles por día (BPD) de crudo, es importante seleccionar un deshidratador electrostático con una capacidad adecuada para manejar el flujo de crudo y su contenido de agua.

Pozo	Producción de barriles diarios
Shushufindi 211	330 BPPD
Shushufindi 123	142 BPPD
Aguarico 14	188 BPPD
Aguarico 38	Fuera de servicio
Aguarico 39	Fuera de servicio

Tabla 2. Producción de pozos 2024

Factores Clave para la Selección del Deshidratador:

Producción de crudo: 660 BPD.

Contenido de agua estimado en la emulsión: Si el crudo tiene un 40% de agua, entonces el pozo genera aproximadamente:

Crudo neto: 396 BPD.

Agua y emulsión: 264 BPD.

Meta de deshidratación:

Reducir el contenido de agua a menos del 1% en el crudo tratado.

Capacidad Requerida del Deshidratador

Para garantizar un margen de operación y variaciones en el flujo de producción, se recomienda un deshidratador electrostático con una capacidad de 800 a 1,000 BPD.

Beneficios de un Deshidratador de 800 - 1,000 BPD

- Procesa eficientemente la producción del pozo, con margen para fluctuaciones.
- Optimiza la separación de agua, asegurando que el crudo cumpla con estándares comerciales.
- Reduce la necesidad de químicos des emulsionantes, minimizando costos operativos.
- Disminuye la carga en los sistemas de separación existentes, evitando tiempos de residencia insuficientes.

- Extiende la vida útil de tuberías y equipos, al reducir la corrosión por agua residual.
- Capacidad nominal: 800 - 1,000 BPD.
- Voltaje ajustable: 12 - 25 kV, según la resistividad del crudo.
- Diseño compacto: Adaptado a la infraestructura del pozo.
- Sistema de monitoreo automático: Para optimizar la eficiencia del proceso.

En este caso, podemos hacer una estimación de cómo las partículas de agua (o emulsión) presentes en el crudo se comportarían al ser separadas por el deshidratador electrostático, dado que estamos hablando de un crudo con una alta proporción de agua (40%).

- **Viscosidad del crudo (η):** La viscosidad del crudo es de $50CP = \left(o 0.05 \frac{Pa}{cdotps} \right)$
- **Densidad del crudo (ρ_{crudo}):** La densidad del crudo es de 850 kg/m^3 .
- **Densidad del agua (ρ_{agua}):** La densidad del agua es de 1000 kg/m^3 .
- **Radio de las gotas de agua (r):** Supongamos que las gotas de agua en la emulsión tienen un tamaño promedio de 1 micrómetro ($r = 1 * 10^6 m$)
- **Gravedad (g):** 9.81 m/s^2

$$v_t = \frac{2r^2(\rho_{agua} - \rho_{crudo})g}{9\eta}$$

Sustituyendo los valores:

$$v_t = \frac{2 \times (1 \times 10^{-6})^2 \times (1000 - 850) \times 9.81}{9 \times 0.05}$$

Realizamos el cálculo:

$$v_t = \frac{2 \times 10^{-12} \times 150 \times 9.81}{0.45}$$

$$v_t = \frac{2.94 \times 10^{-9}}{0.45}$$

$$v_t = 6.53 \times 10^{-9} \text{ m/s}$$

La velocidad terminal es extremadamente baja ($6.53 \times 10^{-9} \text{ m/s}$), que indica que las gotas de agua en el crudo de este pozo se moverían muy lentamente hacia la separación en condiciones normales de flujo, debido a la alta viscosidad del crudo. Esto implica que se necesitaría un proceso más eficiente (como un deshidratador

electroestático) para separar el agua del crudo, ya que la separación natural es muy lenta.

Después de pasar por el deshidratador y con la ayuda de un viscosímetro de tubo capilar se puede determinar que esta baja a 30 cP, por lo que es importante volver a calcular con la ayuda de la Ley de Stokes.

Sustituyendo los valores:

$$v_t = \frac{2 \times (1 \times 10^{-6})^2 \times (1000 - 850) \times 9.81}{9 \times 0.03}$$

Realizamos el cálculo:

$$v_t = \frac{2 \times 10^{-12} \times 150 \times 9.81}{0.27}$$

$$v_t = \frac{2.94 \times 10^{-9}}{0.27}$$

$$v_t = 1.09 \times 10^{-8} \text{ m/s}$$

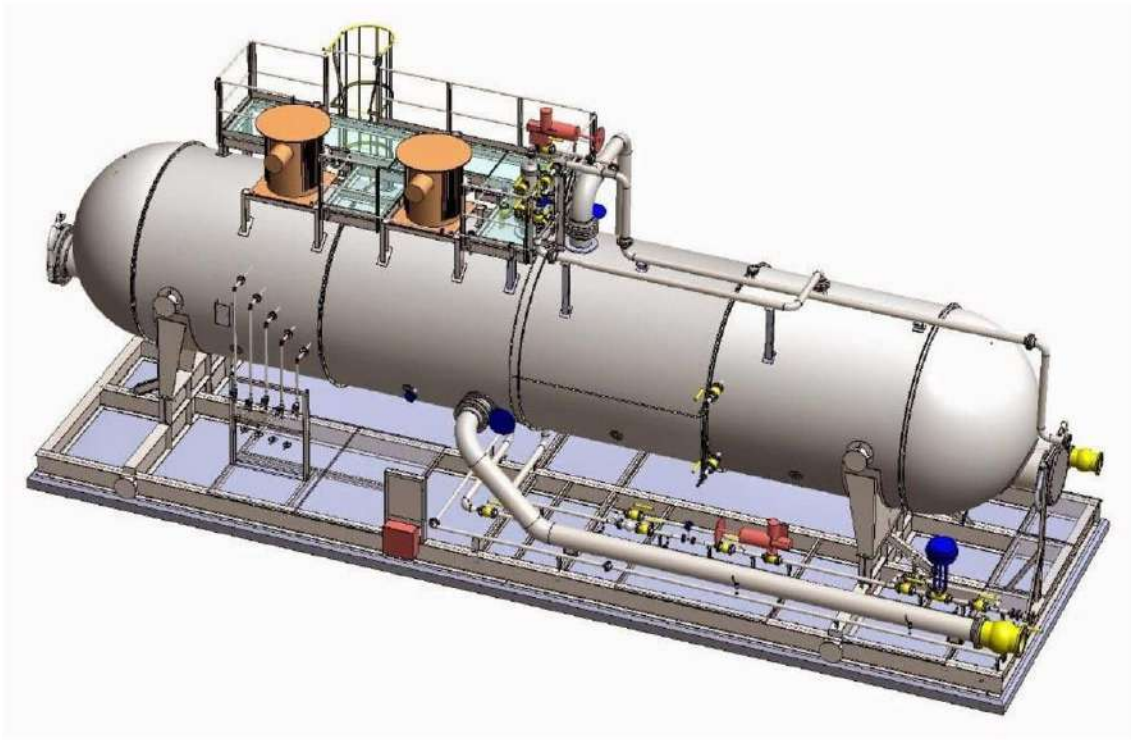
Después de la deshidratación, la velocidad terminal de las gotas de agua es 1.09×10^{-8} m/s, que es significativamente más alta que antes del proceso de deshidratación. Esto significa que las gotas de agua se moverían mucho más rápido hacia la separación (o incluso pueden ser arrastradas por el campo electroestático), lo que facilita su eliminación del crudo.

El proceso de deshidratación electroestática logra reducir la viscosidad del crudo y disminuir considerablemente el contenido de agua, lo que resulta en una mayor facilidad para separar el agua del crudo. Esto implica que, en condiciones de operación después de la deshidratación, la separación del agua será mucho más eficiente y rápida.

Tabla 3. Características del crudo antes y después del deshidratador

Parámetro	Antes del Proceso (Emulsión)	Después del Proceso (Crudo Deshidratado)
Producción de crudo	660 BPD	660 BPD
Contenido de agua	40% (264 BPD)	<1% (menos de 6.6 BPD)
Crudo neto (sin agua)	396 BPD	653.4 BPD
Agua y emulsión	264 BPD	<6.6 BPD
Porcentaje de agua en crudo	40%	<1%
Viscosidad	50 cP (centipoise)	30 cP (estimado)
Volumen de agua eliminado	264 BPD	~257.4 BPD
Volumen de crudo tratado	396 BPD	653.4 BPD

Gráfico 1. Deshidratador



4.2. Plan de Optimización del Sistema de Separación con Tanques de Retención y Calentadores de Flujo

Optimizar la eficiencia del sistema de separación de crudo y agua en el pozo SHS 123/BL 57, mediante la implementación de tanques de retención y calentadores de flujo. Esto permitirá mejorar la calidad del crudo, reducir la cantidad de agua en el producto final y minimizar el uso de químicos desemulsionantes.

Bajo el diagnóstico actual se puede determinar que:

- **Producción de crudo:** 660 BPD con un contenido de agua del 40%.
- **Sistema actual:** Separación primaria con baja eficiencia, lo que deja un alto contenido de emulsión en el crudo.
- **Problemas detectados:**
 - Elevado uso de desemulsionantes químicos.
 - Pérdida de eficiencia en el deshidratador electroestático.
 - Presencia de agua en el crudo comercializado.
 - Posible corrosión en tuberías y equipos debido a agua residual.
 - Pérdida de calor en el proceso de separación.

La producción de crudo en el pozo SHS 123/BL 57 presenta un alto contenido de agua en la emulsión, lo que dificulta su procesamiento y comercialización. Para optimizar la separación de fases y reducir la cantidad de agua en el crudo, es necesario mejorar la eficiencia del sistema de tratamiento. En este contexto, la instalación de tanques de retención se presenta como una solución clave para mejorar el tiempo de residencia del fluido y facilitar la coalescencia y decantación del agua antes de su paso por el deshidratador electroestático.

Los tanques de retención permiten que el crudo permanezca en reposo el tiempo suficiente para que las gotas de agua suspendidas se agrupen y sedimenten, optimizando la eficiencia de los sistemas de separación posteriores. Al proporcionar un espacio adecuado para la decantación, estos tanques reducen la carga de agua en los deshidratadores y minimizan la necesidad de aditivos químicos desemulsionantes, lo que disminuye los costos operativos y mejora la calidad del crudo tratado.

La instalación de estos tanques requiere un diseño adecuado en términos de capacidad, geometría interna y tiempo de retención óptimo, asegurando que el proceso sea eficiente y alineado con las características del crudo del pozo SHS 123/BL 57. Además, su implementación debe considerar factores como la temperatura de operación, la velocidad del flujo y el sistema de drenaje de agua separada para maximizar su efectividad.

En este proyecto, la incorporación de tanques de retención no solo optimizará la separación de agua y crudo, sino que también contribuirá a proteger la infraestructura de producción al reducir la corrosión en tuberías y equipos. Esta mejora en el sistema de tratamiento permitirá una operación más eficiente y sostenible, asegurando que el crudo procesado cumpla con los estándares de calidad requeridos para su comercialización.

Especificaciones:

Capacidad recomendada: 500 a 1,000 barriles.

Tiempo de retención óptimo: 6 a 8 horas.

Diseño: Con separadores internos para mejorar la decantación.

Beneficios:

- Mejora la separación de fases antes del deshidratador.
- Reduce la carga de agua en el sistema de tratamiento.
- Disminuye el uso de químicos desemulsionantes.

El tratamiento del crudo producido en el pozo SHS 123/BL 57 requiere una separación eficiente del agua para cumplir con los estándares de comercialización. Sin embargo, la alta viscosidad del crudo y la presencia de emulsiones dificultan este proceso, aumentando la dependencia de químicos desemulsionantes y reduciendo la eficiencia de los sistemas de separación. Para optimizar la remoción de agua y mejorar la calidad del crudo tratado, la implementación de calentadores de flujo representa una solución efectiva dentro del sistema de producción.

Los calentadores de flujo elevan la temperatura del crudo antes de su ingreso a los equipos de separación, reduciendo su viscosidad y facilitando la coalescencia de las gotas de agua presentes en la emulsión. Este incremento de temperatura acelera el proceso de separación, optimizando la eficiencia del deshidratador electrostático y disminuyendo la necesidad de aditivos químicos. Además, el calentamiento del crudo contribuye a evitar la formación de depósitos y parafinas en tuberías y equipos, reduciendo costos de mantenimiento y prolongando la vida útil de la infraestructura.

Para su implementación, es fundamental seleccionar calentadores con una capacidad adecuada, que operen en un rango de temperatura óptimo y que sean compatibles con las condiciones del pozo SHS 123/BL 57. Factores como el tipo de crudo, la disponibilidad de fuentes de calor y la eficiencia energética del equipo deben considerarse para garantizar una operación segura y eficiente.

La integración de calentadores de flujo en el sistema de tratamiento del pozo permitirá mejorar la eficiencia del proceso de deshidratación, reducir costos operativos y aumentar la calidad del crudo producido. Esta optimización no solo beneficiará la operación del pozo, sino que también garantizará un mejor rendimiento en la comercialización del hidrocarburo, asegurando su conformidad con los estándares del mercado.

Especificaciones:

- **Rango de temperatura:** 50°C - 80°C (según la curva de viscosidad del crudo).
- **Tipo de calentador:** Indirecto con baño de agua o gas.
- **Capacidad:** 800 - 1,000 BPD.

Beneficios:

- Reduce la viscosidad del crudo, facilitando la separación.
- Acelera la coalescencia de gotas de agua.

- Optimiza la eficiencia del deshidratador electroestático.

Tabla 4. Crudo antes y después del separador

Parámetro	Antes del Tratamiento	Después del Tratamiento
Producción Total	660 BPD	660 BPD
Contenido de Agua	~40% (264 BPD de agua)	<1% (≤ 6.6 BPD de agua)
Crudo Neto	396 BPD	653.4 BPD
Viscosidad	Alta (~50-100 cP a 25°C)	Reducida (~20-40 cP a 60°C)
Densidad API	~22° - 24° API	~24° - 26° API (Mejora por eliminación de agua)
Temperatura	~25°C (Temperatura ambiente)	~60-80°C (Por calentamiento)
Estabilidad de Emulsión	Alta, difícil de separar	Baja, facilita la separación
Uso de Químicos	Alto (desemulsionantes)	Reducido (menor necesidad de aditivos)
Tiempo de Separación	Lento (Debido a emulsión estable)	Rápido (Gracias a calor y tiempo de retención)
Corrosión en Equipos	Alta, debido a agua residual	Reducida, por menor contenido de agua
Costo de Operación	Elevado (por alto consumo de químicos y mantenimientos)	Optimizado (menor uso de químicos y mantenimiento)

CAPITULO V

5. Conclusiones y recomendaciones

5.1.Conclusiones

- El uso de calentadores de flujo en el tratamiento del crudo contribuye significativamente a la reducción de su viscosidad, mejorando la eficiencia en la separación de agua y reduciendo la estabilidad de las emulsiones. Esto permite un menor consumo de aditivos químicos, acelera la deshidratación y mejora la calidad del crudo para su comercialización. Además, al prevenir la acumulación de parafinas y otros residuos, se optimiza la operación y mantenimiento de los equipos.
- La implementación de tanques de retención en el pozo SHS 123/BL 57 permite una mejor separación del agua antes de su ingreso al deshidratador electroestático. Gracias al aumento del tiempo de residencia, se logra una reducción en el uso de químicos desemulsionantes, una disminución del contenido de agua en el crudo y una mejora en la eficiencia del sistema de separación. Además, se minimiza la corrosión en tuberías y equipos, optimizando la vida útil de la infraestructura.
- La instalación de un deshidratador electroestático en el pozo SHS 123/BL 57 representa una solución eficiente para la eliminación del agua residual en el crudo, asegurando que el producto final cumpla con los estándares de comercialización. Gracias a la aplicación de un campo eléctrico, se logra una separación rápida y efectiva de las gotas de agua, reduciendo la dependencia de productos químicos desemulsionantes y optimizando el rendimiento del sistema de tratamiento. Además, al minimizar la presencia de agua en el crudo, se protege la infraestructura de corrosión y se mejora la eficiencia en el transporte y almacenamiento del hidrocarburo.

5.2.Recomendaciones

- Se recomienda implementar un sistema de monitoreo en tiempo real para la recopilación y análisis de datos de presión, temperatura y flujo en el pozo SHS 123/BL 57. Esto permitirá realizar ajustes inmediatos en la operación del separador trifásico, optimizando la producción y reduciendo costos operativos. Además, contar con información actualizada minimizará errores en la interpretación de los datos y facilitará una mejor toma de decisiones.

- Se sugiere realizar pruebas de presión periódicas en los pozos del campo para contar con datos actualizados del Índice de Productividad (IP). Esta información será fundamental para la toma de decisiones respecto a los procedimientos más adecuados para la optimización de la producción, permitiendo aplicar estrategias más eficientes y ajustadas a las condiciones reales del yacimiento.
- Para garantizar la eficiencia del separador trifásico, se recomienda establecer un plan de mantenimiento preventivo que incluya inspecciones periódicas, calibración de sensores y limpieza de componentes clave. Adicionalmente, es fundamental capacitar al personal operativo en manejo, control y optimización del separador, asegurando así su correcto funcionamiento y maximizando la vida útil del equipo.

5.3.PESTEL

Variables	Descripción
Político	• El entorno político juega un papel crucial en el desarrollo de proyectos petroleros, ya que las regulaciones gubernamentales, la estabilidad del país y las políticas energéticas pueden influir directamente en la viabilidad y ejecución de la implementación de un separador trifásico en el pozo SHS 123/BL 57. Uno de los principales factores a considerar es la normativa legal vigente en materia de exploración y explotación de hidrocarburos, ya que cualquier cambio en las leyes puede afectar los permisos requeridos para la instalación y operación del separador. La existencia de leyes ambientales más estrictas podría implicar la necesidad de cumplir con normativas adicionales, como estudios de impacto ambiental o requisitos de monitoreo de emisiones. • Otro aspecto relevante es la estabilidad política del país o la región donde se ubica el pozo. En un entorno político inestable, pueden existir riesgos

	asociados a cambios en la legislación, impuestos sobre la producción petrolera o restricciones a la importación de equipos y materiales esenciales para la implementación del separador. Además, las políticas de subsidios o incentivos a la industria petrolera pueden impactar la rentabilidad del proyecto, ya sea facilitando su desarrollo a través de beneficios fiscales o dificultándolo mediante aumentos en tasas impositivas o regulaciones más estrictas sobre la producción. • Por último, la relación del gobierno con el sector privado y las empresas operadoras de campos petroleros también es determinante. La burocracia y la velocidad con la que se aprueban los proyectos pueden afectar los tiempos de implementación, generando retrasos y costos adicionales. En este sentido, la transparencia en la adjudicación de contratos y el cumplimiento de acuerdos por parte de las entidades gubernamentales son clave para garantizar el éxito del proyecto y evitar incertidumbre en la inversión.
Económico	• Los factores económicos tienen un impacto significativo en la viabilidad y rentabilidad de la implementación de un separador trifásico en el pozo SHS 123/BL 57. Uno de los elementos más importantes a considerar es el precio del petróleo en el mercado internacional, ya que su fluctuación afecta directamente los ingresos generados por la producción del pozo. Si los precios del crudo son bajos, la inversión en nuevos equipos como el separador trifásico puede representar un riesgo

	financiero mayor, retrasando la ejecución del proyecto hasta que las condiciones sean más favorables. • Otro aspecto clave es el costo de adquisición e instalación del separador, el cual involucra gastos en equipos, transporte, mano de obra e infraestructura. Los costos operativos también deben ser evaluados, considerando factores como el mantenimiento del separador, consumo energético y optimización de la producción. Si bien la implementación del separador puede generar ahorros a largo plazo al mejorar la eficiencia en la separación de fases, la empresa debe garantizar que los beneficios económicos superen la inversión inicial en un período de recuperación razonable. • Además, la disponibilidad de financiamiento y acceso a créditos o incentivos gubernamentales puede influir en la factibilidad del proyecto. En países donde existen políticas de apoyo a la industria petrolera, es posible acceder a subsidios o beneficios fiscales que reduzcan el impacto financiero de la inversión. Sin embargo, en escenarios donde la carga tributaria es elevada o el acceso a financiamiento es limitado, la implementación del separador puede enfrentar dificultades. También es importante considerar la inflación y el tipo de cambio, especialmente si la compra del equipo y materiales se realiza en moneda extranjera, lo que puede encarecer significativamente el proyecto en función de la estabilidad económica del país.
--	--

Social	• Los factores sociales juegan un papel crucial en la viabilidad y aceptación de la implementación de un separador trifásico en el pozo SHS 123/BL 57. Uno de los aspectos más relevantes es la relación de la industria petrolera con las comunidades locales. La extracción de petróleo suele realizarse en zonas cercanas a poblaciones que pueden verse afectadas por la actividad industrial. Es fundamental que la empresa mantenga un diálogo abierto y transparente con la comunidad para mitigar preocupaciones sobre posibles impactos ambientales y garantizar que el proyecto sea percibido como un beneficio y no como una amenaza. • Otro factor clave es la generación de empleo y desarrollo local. La instalación del separador trifásico puede representar una oportunidad de empleo para la población cercana, ya sea en la construcción, operación o mantenimiento del equipo. Sin embargo, si la empresa no prioriza la contratación de mano de obra local, podría generar descontento entre los habitantes, lo que podría traducirse en conflictos sociales o protestas que retrasen la ejecución del proyecto. • Además, la percepción pública sobre la industria petrolera influye en la viabilidad del proyecto. En algunas regiones, existe un rechazo social hacia las actividades extractivas debido a preocupaciones ambientales o históricas relacionadas con la contaminación. En este sentido, la empresa debe implementar estrategias de responsabilidad social empresarial (RSE) para mejorar su imagen y demostrar que su operación
---------------	--

	está alineada con prácticas sostenibles. Esto puede incluir la inversión en proyectos comunitarios, el desarrollo de programas de capacitación laboral o la adopción de tecnologías limpias para minimizar el impacto ambiental. • Por último, la seguridad laboral es otro factor social importante. Es esencial garantizar que los trabajadores involucrados en la instalación y operación del separador trifásico cuenten con capacitación en normas de seguridad y prevención de riesgos. Un entorno laboral seguro no solo protege a los empleados, sino que también fortalece la reputación de la empresa y evita sanciones o interrupciones en la operación por incumplimientos normativos.
Tecnología	• La implementación de soluciones tecnológicas avanzadas es crucial para optimizar la producción en el pozo SHS 123/BL 57, especialmente en el contexto de los análisis de temperatura en el yacimiento y la mejora del tiempo de residencia en los separadores. La adopción de tecnologías de monitoreo en tiempo real permite una visibilidad continua de las condiciones operativas en el pozo, lo cual es esencial para realizar ajustes rápidos y minimizar los riesgos de pérdida de producción. • Uno de los avances más relevantes en este campo es el uso de sensores de temperatura y presión que proporcionan datos precisos sobre el comportamiento del yacimiento y los equipos involucrados en el proceso de extracción. Estos sensores inteligentes pueden integrarse en un sistema de gestión de datos que permita a los ingenieros monitorizar constantemente las

	variaciones de temperatura en el yacimiento, lo cual es esencial para ajustar las técnicas de recuperación mejorada de petróleo (EOR, por sus siglas en inglés) y mantener la eficiencia operativa. • Además, los sistemas de simulación digital avanzados pueden modelar el comportamiento de los fluidos en el yacimiento y la eficiencia de los separadores en diferentes condiciones de temperatura y presión. Esto permite prever los posibles problemas antes de que ocurran, optimizando tanto la extracción de hidrocarburos como el procesamiento posterior del petróleo crudo. • En cuanto a la mejora del tiempo de residencia en los separadores, la integración de tecnologías de separación avanzada puede mejorar la eficiencia de los procesos de separación multifásica. Los separadores más modernos, como aquellos con tecnología de alta eficiencia y sistemas de control automático, permiten ajustar dinámicamente las condiciones operativas para garantizar que los tiempos de residencia sean adecuados para una separación completa y eficiente de las fases (agua, gas y aceite).
Ecológico	• En el contexto de la optimización de la producción en el pozo SHS 123/BL 57, es fundamental abordar los impactos medioambientales asociados con las actividades de extracción y procesamiento de hidrocarburos. La sostenibilidad y la reducción de los efectos negativos en el entorno natural son objetivos clave en este tipo de proyectos. Los avances

	tecnológicos y las estrategias ecológicas deben alinearse para garantizar que la optimización de la producción no solo sea rentable, sino también respetuosa con el medio ambiente. • Uno de los principales desafíos ecológicos en la producción de hidrocarburos es la gestión de los recursos naturales, especialmente el agua y los productos químicos utilizados en los procesos de extracción. El monitoreo en tiempo real de la temperatura en el yacimiento, por ejemplo, puede ayudar a reducir la cantidad de agua y energía utilizadas al optimizar las técnicas de recuperación mejorada de petróleo (EOR). Esto no solo mejora la eficiencia operativa, sino que también minimiza el uso de recursos hídricos, que en muchas regiones es un bien escaso. • Además, el uso de separadores más eficientes reduce la cantidad de residuos generados durante el proceso de separación de fases (gas, agua y aceite). Al mejorar el tiempo de residencia en los separadores y optimizar su funcionamiento, se puede reducir la cantidad de productos no deseados, como el agua de formación, que requiere tratamiento para evitar la contaminación de los cuerpos de agua cercanos. Implementar tecnologías avanzadas de separación multifásica también puede contribuir a un manejo más eficiente de estos residuos, facilitando su reintegración o disposición adecuada.
Legal	• La implementación de un proyecto de optimización de la producción en el pozo SHS 123/BL 57 debe estar alineada con las normativas legales y regulatorias vigentes en el sector de la

	energía y la explotación de hidrocarburos. Cumplir con los requisitos legales no solo es esencial para evitar sanciones, sino que también garantiza la sostenibilidad del proyecto a largo plazo y mejora la reputación de la empresa ante las autoridades y las comunidades locales. • En primer lugar, la regulación ambiental es uno de los aspectos más importantes que debe tenerse en cuenta. Las leyes que regulan las emisiones de gases contaminantes, la gestión de residuos, el tratamiento de aguas residuales y la protección de los recursos naturales son fundamentales para garantizar que las operaciones no afecten negativamente al medio ambiente. En muchos países, existen estrictas normativas sobre las emisiones de CO₂ y otros contaminantes provenientes de la extracción de hidrocarburos, lo que requiere que las empresas implementen tecnologías para minimizar su huella de carbono. Además, la gestión de los residuos generados durante la operación del pozo, como el agua de formación o los productos químicos usados, debe cumplir con las leyes locales de disposición de residuos peligrosos. • El marco legal relacionado con la propiedad del suelo también es crucial, ya que en muchos casos, la propiedad de los recursos naturales subterráneos pertenece al Estado o a comunidades locales. Es esencial asegurar que la explotación de los recursos se realice bajo un contrato o concesión legal que permita a la empresa operar sin infringir los derechos de propiedad. Además, es importante cumplir con los acuerdos de
--	--

	concesión o arrendamiento que detallen las condiciones operativas, los plazos de explotación y los porcentajes de regalías que la empresa debe pagar al Estado o a las comunidades.
--	---

BIBLIOGRAFÍA

Sosa Alex Repsol. (2024, 24 mayo). REPSOL. <https://www.repsol.com/es/tecnologia-digitalizacion/technology-lab/petroleo-y-gas/todo-sobre-el-petroleo/index.cshtml>

Gaibor, P, Carolina, G. M., & Desirée, D. A. (s. f.). *Los macroprocesos de la industria petrolera y sus consecuencias ambientales*.
https://ve.scielo.org/scielo.php?script=sci_arttext&pid=S1316-48212007000200006

Gómez, M. (2022).
https://glossary.slb.com/es/terms/s/secondary_recovery#:~:text=Segunda%20etapa%20de%20producci%C3%B3n%20de,fluidos%20con%20los%20pozos%20productores.

Glosary (2019) https://glossary.slb.com/es/terms/c/conventional_reservoir

Phillips. (2022). <http://www.shaleenargentina.com.ar/hidrocarburos-no-convencionales>

Petroecuador (2021). *PROCESOS PARA REACTIVAR POZOS e INDUSTRIALIZAR GAS ASOCIADO CAPTARÁN APROXIMADAMENTE USD 550 MILLONES DE INVERSIÓN PARA EL SECTOR PETROLERO DEL ECUADOR – EP PETROECUADOR*. (s. f.). <https://www.eppetroecuador.ec/?p=13963>

Urtreras, S. (2016, 17 octubre). Apuntes sobre la explotación petrolera en el Ecuador. *Inredh*. <https://inredh.org/apuntes-sobre-la-explotacion-petrolera-en-el-ecuador/>