

Pregrado

Carrera: PETRÓLEO

Asignatura (UIC): Unidad de integración curricular

Trabajo de titulación previo a la obtención del

Título en: Tecnólogo Superior en Petróleos

Tema: Mejorar la movilidad de crudos extra pesados en el campo ishpingo, bloque 43 para su levantamiento a través de inyección de Agua de formación y tratamientos de crudos con Reductores de viscosidad en el año 2024

Autor/s: Moreira Sanchez Amelia Dayerlin

Tutor: Ing. Luis Álvarez

Fecha: 07/05/2025



Autor:



Moreira Sanchez Amelia Dayerlin

Título a obtener: Tecnólogo Superior en Petróleo

Matriz: Sangolquí -Ecuador

Correo electrónico: amelia.moreira@ister.edu.ec

Dirigido por:



Álvarez Lazo Luis Alfredo

Título: Ing. Petróleo

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

Moreira Sanchez Amelia Dayerlin

Mejorar la movilidad de crudos extra pesados en el campo ishpingo, bloque 43 para su levantamiento a través de inyección de Agua de formación y tratamientos de crudos con Reductores de viscosidad en el año 2024

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

CT-ANX-2024-ISTER-1

CARRERA:

TECNOLOGÍA SUPERIOR EN PETROLEOS

AUTOR:

MOREIRA SANCHEZ AMELIA DAYERLIN

TUTOR:

ÁLVAREZ LAZO LUIS ALFREDO

CONTACTO ESTUDIANTE:

CELULAR: 0982908661

CORREO ELECTRÓNICO:

amelia.moreira@ister.edu.ec

TEMA:

Mejorar la movilidad de crudos extra pesados en el campo ishpingo, bloque 43 para su levantamiento a través de inyección de Agua de formación y tratamientos de crudos con reductores de viscosidad en el año 2024.

OPCIÓN DE TITULACIÓN:

UNIDAD DE INTEGRACIÓN CURRICULAR Y PROYECTO.

RESUMEN

Este trabajo aborda el análisis y optimización en la extracción de petróleo en el yacimiento Ishpingo, ubicado en el Bloque 43, Ecuador, este campo es Uno de los puntos más destacados en cuanto de producción de crudo pesado en la región, pero presenta desafíos significativos relacionados con la eficiencia de extracción y la alta presencia de agua en el fluido producido.

Se seleccionaron dos pozos específicos dentro del campo Ishpingo para el análisis detallado: el Pozo 001 y el Pozo 002. El Pozo 001 tiene una producción de petróleo de 499 barriles por día (BPPD) con una producción de fluido total de 503 barriles por día (BFTD) y un porcentaje de agua (BSW%) del 0.13%. Por otro lado, el Pozo 002 produce 1,539 BPPD con una producción de fluido total de 1,673 BFTD y un BSW% de 4.92%. Estos pozos fueron seleccionados debido a su relevancia en la producción del campo y su potencial para mejorar la recuperación de petróleo mediante la aplicación de técnicas avanzadas.

El proyecto abarca la caracterización detallada del yacimiento, la evaluación de las características termodinámicas de las rocas y fluidos, y la implementación de un modelo de inyección de agua caliente, este modelo fue diseñado para aumentar la eficiencia de desplazamiento del petróleo y reducir la viscosidad del crudo, utilizando las propiedades específicas del yacimiento para maximizar la recuperación de hidrocarburos. A través de la aplicación basado en el concepto de desplazamiento de Buckley-Leverett, se realizó un análisis comparativo entre inyección de agua fría y la inyección de agua a alta temperatura. Se determinó la variación de la viscosidad del petróleo con la temperatura, y se desarrollaron curvas de flujo fraccional y su derivada, las cuales son esenciales para comprender la dinámica de fluidos en el yacimiento.

Finalmente, el proyecto presenta un análisis de las posibles mejoras en la recuperación de petróleo y las implicaciones operativas de la implementación de estas técnicas avanzadas. Los datos obtenidos sirven como una base sólida para avanzar en futuros trabajos, con el objetivo de maximizar la producción de petróleo y minimizar los costos operativos asociados.

Palabras claves: Inyección de agua caliente, Buckley-Leverett, Presión histórica, reductores de viscosidad.

ABSTRACT

This paper addresses the analysis and optimization of oil extraction in the Ishpingo field, located in Block 43, Ecuador, which presents significant challenges related to extraction efficiency and the high presence of water in the produced fluid.

Two specific wells within the Ishpingo field were selected for detailed analysis: Well 001 and Well 002. Well 001 has an oil production of 499 barrels per day (bpd) with a total fluid production of 503 barrels per day (bftd) and a percentage of water (BSW%) of 0.13%. Well 002, on the other hand, produces 1,539 bpd with a total fluid production of 1,673 bftd and a BSW% of 4.92%.

The project encompasses detailed reservoir characterization, evaluation of the thermodynamic characteristics of the rocks and fluids, and the implementation of a hot water injection model. This model was designed to increase oil displacement efficiency and reduce crude oil viscosity, utilizing the reservoir's specific properties to maximize hydrocarbon recovery.

Through the application of the Buckley-Leverett displacement concept, a comparative analysis was performed between cold water injection and high-temperature water injection. The variation in oil viscosity with temperature was determined, and fractional flow curves and their derivatives were developed, which are essential for understanding fluid dynamics in the reservoir.

Keywords: Hot water injection, Buckley-Leverett, Historical pressure, viscosity reducers.

CARTA DE CESIÓN DE DERECHOS DEL TRABAJO DE TITULACIÓN

CT-ANX-2024-ISTER-6-6.2

Sangolquí, 07 de Mayo 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 **MOREIRA SANCHEZ AMELIA DAYERLIN**, declaro y acepto en forma expresa lo siguiente: Ser autor del trabajo de titulación denominado **Mejorar la movilidad de crudos extra pesados en el campo ishpingo, bloque 43 para su levantamiento a través de inyección de Agua de formación y tratamientos de crudos con Reductores de viscosidad en el año 2024** de la Tecnología Superior en Petróleos; y a su vez manifiesto mi voluntad de ceder al Instituto Superior Tecnológico Rumiñahui con condición de Universitario los derechos de reproducción, distribución y publicación de dicho trabajo de titulación, en cualquier formato y medio, con fines académicos y de investigación.

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

En fe de lo cual, firmo la presente.

Atentamente,



MOREIRA SANCHEZ AMELIA DAYERLIN
C.I. 2250035249

SOLICITUD DE PUBLICACIÓN DEL TRABAJO DE TITULACIÓN

CT-ANX-2024-ISTER-2

Sres.-

INSTITUTO SUPERIOR TECNOLÓGICO RUMIÑAHUI CON CONDICIÓN DE UNIVERSITARIO

Presente

A través del presente me permito aceptar la publicación del trabajo de titulación de la Unidad de Integración Curricular en el repositorio digital “DsPace” de la estudiante: **MOREIRA SANCHEZ AMELIA DAYERLIN**, con C.I **2250035249** alumno de la Carrera **TECNOLOGIA SUPERIOR EN PETROLEOS**

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

Atentamente,



MOREIRA SANCHEZ AMELIA DAYERLIN

CI: 2250035249

MSc. Elizabeth Ordoñez
DIRECTORA DE DOCENCIA

MSc. Mónica Loachamín
COORDINADORA DE TITULACIÓN

Fecha del Informe 07 / 05 / 2025

MATRIZ SANGOLQUÍ: Av. Atahualpa 1701 y 8 de Febrero

Telf: 0960052734 / 023524576 / 022331628

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

Dedicatoria:

A Dios y a la Virgen del Cisne, por llenarme de entendimiento, fuerza, sabiduría y sobre todo paciencia en los momentos difíciles, permitiéndome cumplir una meta mas en mi vida profesional que fue plasmada y que hoy doy por cumplida.

A mi tío Jaime por siempre estar presente en cada momento de mi vida profesional, por alentarme con sus sabios consejos y palabras de ánimos que me motivaron a culminar con mi carrera y a seguir luchando por cumplir esta meta.

A mi abuelita Mercedes y mi mami Yessenia, por sus palabras de motivación, consejos y sobre todo por el inmenso cariño que siempre ha tenido hacia mí.

Agradecimientos:

Al concluir una etapa maravillosa de mi vida quiero extender un profundo agradecimiento a quienes caminaron conmigo en todo momento y fueron una inspiración, apoyo y fortaleza. Esta mención en especial es para mi mamá, mi abuelita, mi tío, mis hermanas Ethzyl y Sara, y demás familiares, a Dios por cada uno de los días brindados en este maravilloso mundo.

Resumen:

Este trabajo aborda el análisis y optimización en la extracción de petróleo en el yacimiento Ishpingo, ubicado en el Bloque 43, Ecuador, este campo es Uno de los puntos más destacados en cuanto de producción de crudo pesado en la región, pero presenta desafíos significativos relacionados con la eficiencia de extracción y la alta presencia de agua en el fluido producido.

Se seleccionaron dos pozos específicos dentro del campo Ishpingo para el análisis detallado: el Pozo 001 y el Pozo 002. El Pozo 001 tiene una producción de petróleo de 499 barriles por día (BPPD) con una producción de fluido total de 503 barriles por día (BFTD) y un porcentaje de agua (BSW%) del 0.13%. Por otro lado, el Pozo 002 produce 1,539 BPPD con una producción de fluido total de 1,673 BFTD y un BSW% de 4.92%.

Estos pozos fueron seleccionados debido a su relevancia en la producción del campo y su potencial para mejorar la recuperación de petróleo mediante la aplicación de técnicas avanzadas.

El proyecto abarca la caracterización detallada del yacimiento, la evaluación de las características termodinámicas de las rocas y fluidos, y la implementación de un modelo de inyección de agua caliente, este modelo fue diseñado para aumentar la eficiencia de desplazamiento del petróleo y reducir la viscosidad del crudo, utilizando las propiedades específicas del yacimiento para maximizar la recuperación de hidrocarburos.

A través de la aplicación basado en el concepto de desplazamiento de Buckley-Leverett, se realizó un análisis comparativo entre inyección de agua fría y la inyección de agua a alta temperatura. Se determinó la variación de la viscosidad del petróleo con la temperatura, y se

desarrollaron curvas de flujo fraccional y su derivada, las cuales son esenciales para comprender la dinámica de fluidos en el yacimiento.

Finalmente, el proyecto presenta un análisis de las posibles mejoras en la recuperación de petróleo y las implicaciones operativas de la implementación de estas técnicas avanzadas. . Los datos obtenidos sirven como una base sólida para avanzar en futuros trabajos, con el objetivo de maximizar la producción de petróleo y minimizar los costos operativos asociados.

Palabras claves: Inyección de agua caliente, Buckley-Leverett, Presión histórica, reductores de viscosidad.

Abstract:

This paper addresses the analysis and optimization of oil extraction in the Ishpingo field, located in Block 43, Ecuador, which presents significant challenges related to extraction efficiency and the high presence of water in the produced fluid. Two specific wells within the Ishpingo field were selected for detailed analysis: Well 001 and Well 002. Well 001 has an oil production of 499 barrels per day (bpd) with a total fluid production of 503 barrels per day (bftd) and a percentage of water (BSW%) of 0.13%. Well 002, on the other hand, produces 1,539 bpd with a total fluid production of 1,673 bftd and a BSW% of 4.92%.

The project encompasses detailed reservoir characterization, evaluation of the thermodynamic characteristics of the rocks and fluids, and the implementation of a hot water injection model. This model was designed to increase oil displacement efficiency and reduce crude oil viscosity, utilizing the reservoir's specific properties to maximize hydrocarbon recovery.

Through the application of the Buckley-Leverett displacement concept, a comparative analysis was performed between cold water injection and high-temperature water injection. The variation in oil viscosity with temperature was determined, and fractional flow curves and their derivatives were developed, which are essential for understanding fluid dynamics in the reservoir.

Keywords: Hot water injection, Buckley-Leverett, Historical pressure, viscosity reducers.

ÍNDICE GENERAL

Capítulo 1

- 1.1 Definición del Problema: 10
- 1.2 Fundamentación..... 11
- 1.3 Delimitación del Estudio 10
- 1.4 Objetivos Generales Y Específicos 15

Capítulo 2: Contexto Teórico

- 2.3 Calentamiento De La Formación 23
- 2.4 Pérdida De Calor Del Pozo 26
- 2.5 Factores Que Afectan La Recuperación Del Petróleo..... 27
- 2.6 Teoría De Desplazamiento 28

Capítulo 3: Diseño E Implementación

- 3.1 Implementación De La Metodología 31
- 3.2 Análisis De Pozos Seleccionados Para El Modelo De Inyección 34
- 3.3 Recuperación De Petróleo En El Campo Ishpingo 38

Capítulo 4: Prueba, resultados y discusión

- 4.1 Recuperación De Datos..... 41
- 4.2 Evaluación De La Eficiencia De La Inyección De Agua Caliente 47
- 4.3 Impacto De La Recuperación De Petróleo 48
- 4.4 Implicaciones Para La Gestión De Reservorio 50

Capítulo 5: Conclusiones Y Recomendaciones

- 5.1 Conclusión 55
- 5.2 Recomendaciones 61

LISTA DE CONTENIDOS

• 1.1: Movilidad de Crudo Extrapesado	10
• 1.2: Condiciones Actuales de los Pozos Seleccionados	11
• 1.3: Profundidad Actual de los Pozos Seleccionados	11
• 1.4: Homogeneidad del Yacimiento	15
• 1.5: Saturación de los Pozos	21
• 1.6: Distribución de la Temperatura en el Yacimiento	21
• 1.7: Propiedades Termodinámicas de la Arena	24
• 1.8: Distribución de la Temperatura en el Yacimiento	29
• 1.9: Variación de la Viscosidad con la Temperatura	30
• 2.0: Inyección de Agua Caliente	34
• 2.1: Datos de Producción del Pozo	37
• 2.2: Datos de Presión del Yacimiento	39
• 2.3: Datos de Temperaturas del Yacimiento	41
• 2.4: Variación de la Viscosidad con la Temperatura	43
• 2.5: Variación de la Saturación del Agua con la Temperatura	45
• 2.6: Comparación de Resultados	44
• 2.7: Impacto de la Recuperación de Petróleo	48
• 2.8: Resumen de Factores Políticos	50
• 2.9: Factores Económicos	56
• 3.0: Aspectos Socioculturales	56
• 3.1: Aspectos Tecnológicos	58

- 3.2: Aspectos Legales 59
- 3.3: Aspectos Ambientales 60

Listado de Figuras

- 1: Árbol del problema 11
- 2: Ubicación del campo Ishpingo 16
- 3: Columna estratigráfica de la Cuenca de Oriente 22
- 4: Recuperación térmica de petróleo por agua de formación 23
- 5: Recuperación térmica de petróleo por reductores de viscosidad 25
- 6: Métodos térmicos reductores de viscosidad 27
- 7: Arena del campo Ishpingo 33
- 8: Modelo de inyección seleccionada para el proyecto 35
- 9: Porcentaje de reducción de viscosidad y crudo 54

LISTADO DE ANEXOS

- 1: Colocación de capilares 64
- 2: Instalacion de intake 65
- 3: Equipo BES hacia la tuberia..... 66

CAPITULO I

INTRODUCCIÓN

1.1 Planteamiento del problema

El Bloque 43, ubicado en la provincia de Orellana, sector Tiputini, alberga el Campo Ishpingo B, conocido por su producción de crudo extra pesado. En este contexto, el Pozo 67 destaca por producir 509 barriles de fluidos por día (BFPD) y 499 barriles de petróleo por día (BPPD) con un contenido de agua (BSW) del 0.13%.

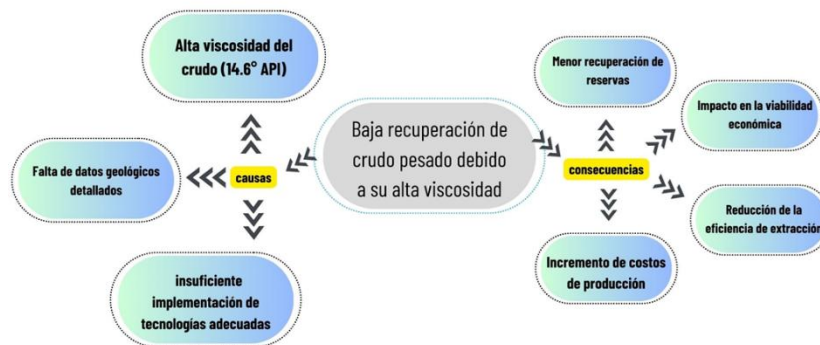
El crudo extraído, con una densidad de 14.6 grados API, presenta un reto significativo debido a su alta viscosidad, característica que dificulta el flujo natural del petróleo hacia la superficie y complica tanto su levantamiento como su procesamiento.

Desde el descubrimiento del yacimiento, se han implementado diversas técnicas de completación como la completación a pozo abierto, el uso de grava empaquetada y la implementación de liner cementado, sin embargo, estas técnicas no han sido suficientes para superar las limitaciones impuestas por la viscosidad del crudo extra pesado, la baja tasa de producción de 499 BPPD, en comparación con el potencial del yacimiento, refleja la necesidad de implementar métodos más efectivos para mejorar la movilidad del crudo y optimizar su extracción.

La viscosidad elevada del crudo (14.6° API) incrementa los costos operativos y reduce la eficiencia del sistema de levantamiento, afectando negativamente la viabilidad económica del proyecto, en este escenario, la falta de tecnologías adecuadas para el tratamiento y manejo de

crudos extra pesados limita la recuperación de reservas y compromete la sostenibilidad a largo plazo del campo.

El desafío técnico principal consiste en desarrollar e implementar métodos que faciliten el flujo del crudo extra pesado hacia la superficie. Las técnicas tradicionales de producción han demostrado ser insuficientes para manejar las características específicas del crudo de Ishpingo B, lo que requiere un enfoque innovador y adaptado a las condiciones del yacimiento.



1.2 Justificación

El objetivo de este proyecto es abordar el desafío significativo que representa la extracción y tratamiento del crudo extra pesado en el Bloque 43, Campo Ishpingo B, Pozo 67. La alta viscosidad del crudo extra pesado, con una densidad de 14.6 grados API, limita su flujo y complica su manejo, afectando negativamente la eficiencia y viabilidad económica de la producción, este problema requiere soluciones técnicas específicas para asegurar una operación efectiva y rentable.

Este proyecto es crucial porque la implementación de técnicas de inyección de agua de formación y tratamientos con reductores de viscosidad puede reducir significativamente la viscosidad del crudo, mejorar su flujo y aumentar la producción de manera eficiente, estudios previos y experiencias en otros yacimientos con condiciones similares han demostrado que estas metodologías son efectivas para crudos pesados, la evaluación y optimización de estos métodos pueden proporcionar soluciones aplicables a otros yacimientos con características similares.

El impacto de este proyecto se debe a que, además de Mejorar la producción y recortar gastos operativos, asegura el cumplimiento de normativas internacionales y promueve la sostenibilidad ambiental, la optimización del flujo del crudo extra pesado mediante la inyección de agua de formación y el uso de reductores de viscosidad no solo mejorará la eficiencia de extracción, sino que también minimizará los impactos ambientales asociados a la producción petrolera.

Adicionalmente, este proyecto proporcionará un análisis detallado de las técnicas de inyección de agua de formación y tratamientos con reductores de viscosidad, así como recomendaciones para futuras acciones, esto contribuirá al desarrollo de tecnologías avanzadas y sostenibles en la industria petrolera, fortaleciendo la capacidad de manejo y producción de crudos pesados.

La implementación exitosa de este proyecto en el Campo Ishpingo B, Pozo 67, servirá como un modelo para la mejora de la producción en otros yacimientos similares, asegurando la

viabilidad económica y la sostenibilidad a largo plazo de las operaciones petroleras en el Bloque 43

1.3 Alcance

El proyecto se desarrollará en diferentes fases, iniciando con un análisis detallado de los métodos actuales de extracción y tratamiento utilizados en el Pozo 67 del Bloque 43, Campo Ishpingo B, este análisis permitirá identificar las áreas donde se puede optimizar la eficiencia y aumentar la producción de crudo pesado.

Se evaluarán los parámetros operativos y se determinarán las mejores prácticas para dos escenarios principales: La introducción de agua a presión en y la inyección de químicos reductores de viscosidad.

Escenario 1: Inyección de agua de formación

La hipótesis del proyecto es que la inyección de agua de formación reducirá la viscosidad del crudo pesado, facilitando su flujo hacia la superficie y mejorando significativamente la eficiencia del levantamiento.

Para probar esta hipótesis, se realizarán simulaciones y pruebas piloto en el Pozo 67, utilizando equipos especializados para inyectar agua de formación a alta presión, los datos recolectados durante estas pruebas se analizarán para evaluar la efectividad de la técnica y ajustar los parámetros operativos en consecuencia.

El alcance del proyecto incluye la implementación de sistemas de inyección de agua de formación, la preparación del personal en la gestión de estos sistemas y la integración de

tecnologías complementarias, como el uso de productos químicos especializados que pueden ayudar en la separación de agua y petróleo.

Escenario 2: Inyección de Químicos Reductores de Viscosidad

Este escenario considera el uso de químicos especializados para reducir la viscosidad del crudo pesado. Aunque esta técnica es más costosa, su evaluación es fundamental para entender su viabilidad comparativa, se realizarán pruebas piloto para inyectar estos químicos en el Pozo 67, evaluando la eficiencia en la reducción de viscosidad y el flujo del crudo.

Se evaluarán los resultados en función de los obtenidos a través de la inyección de agua de formación para determinar la opción más eficiente y económica.

Ambos escenarios incluirán estudios geológicos y de caracterización del yacimiento para comprender mejor las propiedades del crudo y del yacimiento, lo que permitirá optimizar las estrategias de inyección.

Es importante destacar que este proyecto no incluye la implementación directa de las técnicas propuestas a escala completa, el estudio se enfocará en la fase exploratoria y en la realización de pruebas piloto para determinar la viabilidad y efectividad de ambas técnicas.

Los resultados de este estudio proporcionarán las bases y recomendaciones para una posible implementación a gran escala en el futuro.

Los resultados esperados del proyecto incluyen una mejora significativa en la eficiencia operativa del campo y una reducción de los costos asociados con la extracción de petróleo.

Se espera que las técnicas desarrolladas y evaluadas durante el proyecto se apliquen en yacimientos similares, proporcionando una base sólida de datos y conocimientos para futuras investigaciones y desarrollos tecnológicos en el levantamiento y tratamiento de crudos pesados.

1.4 Propósito General y Propósitos Específicos

1.4.1 Objetivo general

Nuestro objetivo principal es mejorar la movilidad de crudos extra pesados en el Campo Ishpingo, Bloque 43, para su levantamiento a través de inyección de agua de formación y tratamientos de crudos con reductores de viscosidad

1.4.2 Objetivos específicos

- Investigar la viabilidad técnica y económica de implementar la inyección de agua de formación en el Pozo 67 del Campo Ishpingo B, evaluando su potencial para mejorar la movilidad del crudo extra pesado.
- Examinar el efecto de los tratamientos con reductores de viscosidad en el crudo extra pesado del Pozo 67, identificando las condiciones óptimas para su aplicación y los beneficios esperados en la producción.
- Comparar la eficiencia de la inyección de agua de formación y el uso de reductores de viscosidad, evaluando cuál de estos métodos ofrece mejores resultados en lo que respecta al aumento de la producción y reducción de costos operativos.

CAPÍTULO II:

MARCO TEÓRICO

2.1 Descripción Del Campo

El Bloque 43 incluye parte del Parque Nacional Yasuní, un área ecológicamente sensible. Según estudios y cálculos territoriales, la explotación en este bloque ha tenido un impacto ambiental considerable, a pesar de que inicialmente se estimó una afectación mínima, análisis más detallados indican una afectación potencial de hasta 119,000 hectáreas debido a diversas actividades de explotación.

El Campo Ishpingo B es un área clave dentro del Bloque 43, con el Pozo 67 produciendo 509 barriles de fluidos por día (BFPD) y 499 barriles de petróleo por día (BPPD) con un contenido de agua (BSW) del 0.13%. Este campo se caracteriza por la presencia de crudo pesado con una densidad de 14.6 grados API.

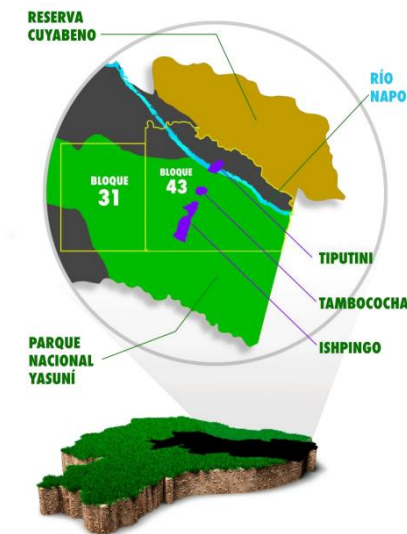


Figura 2. Ubicación de los campos Ishpingo, Tambococha y Tiputini.

2.2 Geología Del Campo

El Campo Ishpingo B, presenta características geológicas distintivas que influyen en la explotación de sus recursos petroleros, en el Pozo 67, se destacan dos tipos de arenas productoras principales: la arena S1 y la arena M1.

La arena S1, identificada como la arena superior, está constituida por capas de arenisca bien desarrolladas con pocas intercalaciones de lutitas, lo que facilita la permeabilidad y la producción de hidrocarburos, su origen se atribuye a un ambiente de deposición fluvial de canales, lo que sugiere la existencia de canales fluviales antiguos que contribuyeron a la formación de esta arena.

Esta arena es conocida por su capacidad de contener y liberar crudo extra pesado debido a su estructura porosa y su baja presencia de lutitas que podrían obstruir el flujo del petróleo.

Por otro lado, la arena M1 también forma parte de la formación Napo, caracterizándose por su excelente calidad de yacimiento, la M1 está compuesta por areniscas muy limpias, con mínimas intercalaciones lutíticas, lo que permite una alta porosidad y permeabilidad.

La deposición de la arena M1 hacia la base sugiere un ambiente de canales fluviales, respaldado por la ausencia de fósiles marinos, lo que indica una sedimentación predominantemente terrestre. Esta arena también presenta características transicionales, evolucionando hacia ambientes marinos someros en su parte superior.

2.2.1 Litología Del Campo

Arenisca S1 (Arena Superior):

- **Composición:** La arena S1 está constituida por capas de arenisca bien desarrolladas con pocas intercalaciones de lutitas.
- **Ambiente de Deposición:** Esta arena se formó en un ambiente fluvial de canales, lo que sugiere la existencia de antiguos canales fluviales.
- **Características:** La arena S1 tiene buena permeabilidad debido a su estructura porosa y su baja presencia de lutitas, lo cual facilita el flujo del crudo extra pesado.

Arenisca M1:

- **Composición:** La arena M1 está compuesta por areniscas muy limpias con mínimas intercalaciones lutíticas, lo que permite una alta porosidad y permeabilidad.
- **Ambiente de Deposición:** La deposición de la M1 se atribuye a canales fluviales, evidenciado por la ausencia de fósiles marinos en la base de la formación. La parte superior muestra características transicionales hacia ambientes marinos someros.
- **Características:** La arena M1 es considerada de excelente calidad de yacimiento debido a su alta porosidad y capacidad de almacenamiento de crudo.

Ambas arenas, S1 y M1, son cruciales para la producción en el Pozo 67 debido a su capacidad para almacenar y permitir el flujo de crudo extra pesado, con una densidad de 14.6 grados API.

2.2.2 Características de las rocas y el Fluido del Yacimiento

- **Porosidad**

La porosidad es el espacio vacío en la formación de roca que permite la acumulación de fluidos, representado como una fracción del volumen total, este material se obtiene de la roca directamente a través de análisis de núcleos de laboratorio y de forma indirecta a través de

registros eléctricos, la porosidad es crucial para evaluar un reservorio y se clasifica en primaria y secundaria.

La primaria se forma durante la depositación del material, mientras que la secundaria se desarrolla por procesos geológicos o químicos posteriores, se distingue entre porosidad absoluta, que considera todos los espacios porosos, y efectiva, que solo considera los espacios interconectados, esenciales para cálculos de ingeniería de reservorios. En el pozo con arenas S1 y M1, la porosidad efectiva es particularmente relevante para la evaluación de hidrocarburos recuperables.

- **Permeabilidad**

La permeabilidad mide la habilidad de la roca para permitir el paso de fluidos bajo un gradiente de presión, expresada en milidarcis, Factores como la presión, las características dimensionales y la disposición de las partículas, así como la porosidad efectiva afectan esta propiedad. Se distingue entre permeabilidad absoluta, que considera un solo fluido, y permeabilidad efectiva, que considera varios fluidos inmiscibles y varía según la saturación, humectabilidad y geometría del medio poroso. La permeabilidad relativa es la relación entre la permeabilidad efectiva y absoluta, crucial en procesos de desplazamiento de fluidos.

En las arenas S1 y M1, estas propiedades determinan la eficiencia del flujo de hidrocarburos.

- **Deformabilidad de la roca**

La deformabilidad del volumen poroso es la variación del volumen de poros por unidad de volumen en relación con un cambio unitario de presión, es fundamental en la evaluación de la respuesta del yacimiento a cambios de presión durante la producción.

- **Viscosidad**

La viscosidad es la viscosidad de los líquidos, influenciada por temperatura, gas en solución y presión, y se mide en centipoise, en el pozo con arenas S1 y M1, la reducción de viscosidad mediante calentamiento es clave para mejorar la movilidad del petróleo y la eficiencia del desplazamiento durante la recuperación mejorada.

- **Densidad**

La densidad representa la masa contenida en un volumen determinado, medida en grados API dentro de la industria petrolera. Aunque no afecta directamente la extracción, caracteriza el tipo de crudo (liviano, pesado o ultrapesado) y su comportamiento en procesos de refinación.

- **Compresibilidad del Fluido**

La compresibilidad del fluido es la capacidad de los fluidos de reducir su volumen bajo presión. En el yacimiento, la compresibilidad del petróleo afecta la organización de la producción y la supervisión de la presión del reservorio.

- **Contenido disuelto de gas**

La solubilidad del gas se refiere al volumen de gas que se integra en un barril de petróleo bajo condiciones específicas de presión y temperatura. Esta característica está sujeta a la influencia de diversos factores, incluyendo la presión, la temperatura, la gravedad API del crudo y la gravedad del gas. Estos aspectos, a su vez, afectan la estrategia de producción y la gestión del yacimiento.

- **Presión de Burbuja**

La presión de burbuja es la presión en la que se forma y libera la primera burbuja de gas del petróleo. Es un parámetro crítico para diseñar estrategias de manejo del depósito y optimizar la producción.

- **Factor Volumétrico del Petróleo**

El factor volumétrico del petróleo se define como la proporción entre el volumen de petróleo bajo condiciones de yacimiento y el volumen que ocupa a condiciones estándar y en condiciones estándar, siempre mayor o igual a uno, es esencial para evaluar la cantidad de petróleo recuperable y planificar la explotación del yacimiento.

- **Saturación**

La saturación de un fluido es la parte del volumen poroso que ocupa, la suma de las saturaciones de agua, petróleo y gas debe ser igual a uno. En las arenas S1 y M1, es crucial conocer la saturación inicial de agua para evaluar la eficiencia de la recuperación de petróleo.

- **Tensión Superficial e Interfacial**

La tensión superficial es la fuerza ejercida en la interfase de un líquido y su vapor, mientras que la tensión interfacial se aplica entre dos líquidos o un líquido y un sólido, estas tensiones afectan el comportamiento de los fluidos en el yacimiento y la eficiencia de la recuperación mejorada.

- **Humectabilidad**

La humectabilidad se refiere a la capacidad de un fluido para unirse a una superficie sólida en la presencia de otro fluido, en el pozo, la humectabilidad influye en la distribución y desplazamiento de los fluidos en el yacimiento.

- **Presión Capilar**

La presión capilar es la diferencia de presión entre dos fases inmiscibles en el yacimiento, influenciada por la tensión superficial, tamaño y forma de los poros, así como su propiedad de humectabilidad. es un factor clave en la planificación de la recuperación mejorada y la revisión de la saturación de agua irreductible.

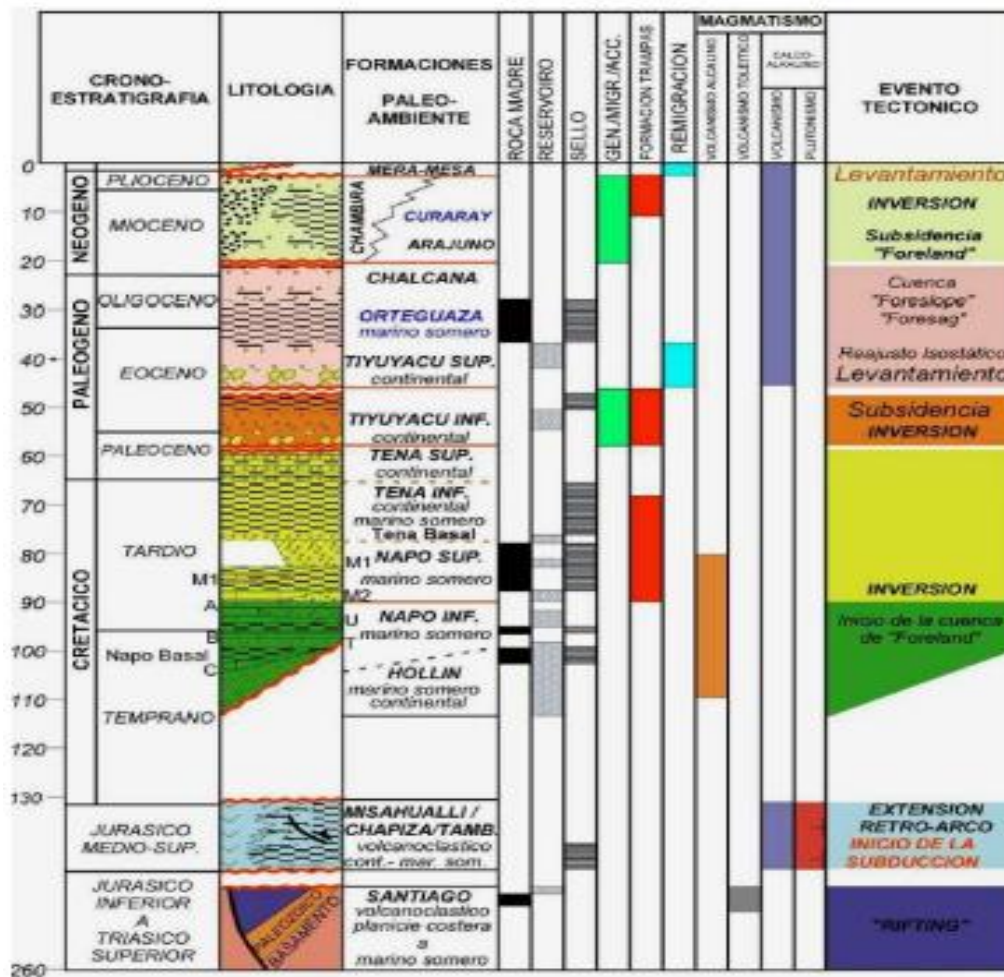


Figura 3. Columna Estratigráfica De la Cuenca Oriente

2.1 Recuperación de Petróleo por Medio de Inyección de Agua a Alta

Temperatura

La introducción de agua de formación caliente consiste en introducir agua calentada a través de pozos de inyección, lo que eleva la temperatura de la formación en la vecindad del pozo. Al elevarse la temperatura, se logra una reducción en la viscosidad del crudo, facilitando su desplazamiento hacia los pozos de producción.

2.1.1 Mecanismos de Recuperación

- **Reducción de Viscosidad:** La subida de la temperatura disminuye la viscosidad del crudo extra pesado, mejorando su movilidad.
- **Expansión Térmica:** A altas temperaturas y los cambios en las fuerzas superficiales entre los fluidos y las rocas reducen el petróleo residual.

2.1.2 Resultados Esperados

- Mejora significativa en la movilidad del crudo extra pesado, facilitando su levantamiento.
- Incremento en la recuperación de petróleo debido a la mayor eficiencia del desplazamiento con agua caliente.
- Aplicable a crudos con grados API entre 8 y 22.

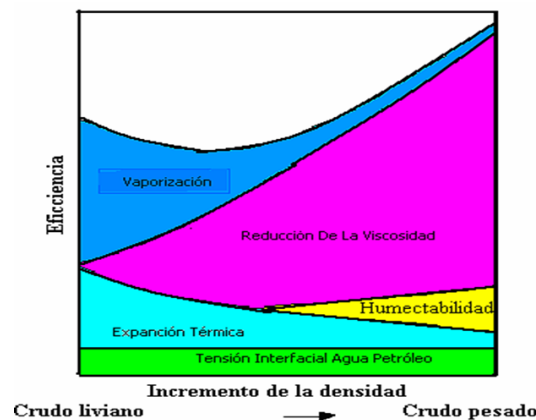


Figura 4. Recuperación Térmica de Petróleo por Agua de Formación

2.2 Recuperación de petróleo a través de tratamientos de crudos con reductores de viscosidad

2.2.1 Principio de Funcionamiento

El uso de mejoradores de flujo o reductores de viscosidad implica la adición de productos químicos con surfactantes al crudo, estos productos forman emulsiones inversas tipo O/W, donde el agua actúa como fase continua, lo que reduce la fricción y la viscosidad del crudo, facilitando su transporte.

2.2.2 Mecanismos de Recuperación

- **Formación de Emulsiones Inversas:** Los surfactantes crean una fase continua de agua, dispersando el crudo y reduciendo su viscosidad.
- **Reducción de la Fricción:** Los surfactantes aniónicos y no-iónicos disminuyen la fricción del crudo extra pesado, mejorando su flujo a través de los ductos y equipos de producción.

2.2.3 Resultados Esperados

- Reducción significativa de la viscosidad del crudo, facilitando su levantamiento y transporte.
- Mayor eficiencia en la producción y reducción de problemas asociados a la alta viscosidad.
- Aplicable a crudos con grados API entre 8 y 22, especialmente efectivos en condiciones de alta salinidad y variaciones de pH.

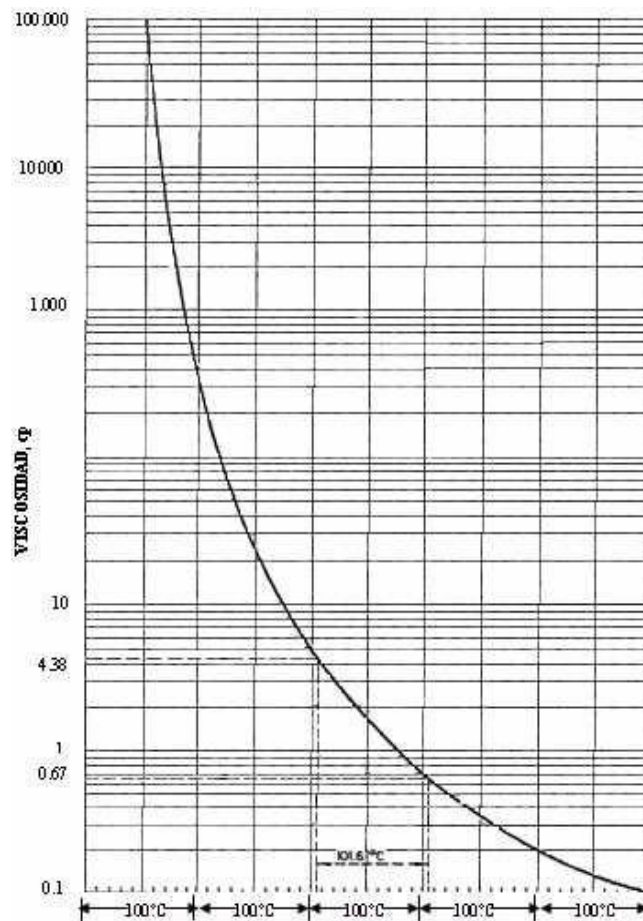


Figura 5. Recuperación Térmica de Petróleo por reductores de viscosidad

2.3 Calentamiento de la Formación para Mejorar la Movilidad de Crudos Extra Pesados

El calentamiento de la formación es esencial para reducir la viscosidad de los crudos extra pesados, facilitando su desplazamiento y levantamiento, a través de métodos térmicos, se incrementa la temperatura del crudo dentro del yacimiento, permitiendo que fluya con mayor facilidad.

Es importante optimizar el proceso, ya que no todo el calor inyectado se retiene en la formación; parte se disipa en fluidos producidos o en formaciones adyacentes, lo que puede afectar la eficiencia del proceso.

2.3.1 Mecanismos de Transferencia de Calor: A alta temperatura a regiones de baja temperatura, y los mecanismos fundamentales involucrados en este proceso son la conducción, radiación y convección, estos mecanismos son clave para hallar cómo se distribuye el calor en el yacimiento y cómo afecta la movilidad del crudo.

2.3.1.1 Conducción: La conducción ocurre cuando el calor se transfiere directamente de una parte de la formación a otra debido a la diferencia de temperatura, lo que permite calentar el crudo y reducir su viscosidad.

2.3.1.2 Radiación: Por medio de ondas electromagnéticas, aunque en el contexto de yacimientos, su impacto es menos significativo que en la conducción y convección.

2.3.1.3 Convección: El calor se transfiere desde el fluido caliente (como agua inyectada) hacia el crudo y las rocas del yacimiento, la convección es crucial para distribuir el calor a lo largo del yacimiento, mejorando la movilidad del crudo.

Puede ser forzada si se aplica una fuerza externa (como bombas) o libre, si la corriente del fluido es debido a diferencias de densidad por la variación de temperatura.

2.3.2 Perfil Térmico del Yacimiento: Cuando se inyecta un fluido caliente, como agua, en la formación, se establece una gradiente de temperatura que facilita el flujo del crudo extra pesado, inicialmente, la temperatura del fluido inyectado domina en el punto de inyección, pero

disminuye a medida que el fluido se desplaza, creando una zona de calor que se expande con el tiempo.

Sin embargo, la temperatura en esta área siempre será inferior a la temperatura inicial del fluido inyectado

2.3.2.1 Modelo de Lauwerier: Este modelo es fundamental con el fin de estimar la distribución de temperatura en el yacimiento, considera un yacimiento ideal y establece que el calor se transfiere principalmente por conducción vertical hacia las formaciones adyacentes y por convección dentro del yacimiento.

Este enfoque es útil para diseñar estrategias de inyección térmica que maximicen la eficiencia del calentamiento y la movilidad del crudo.

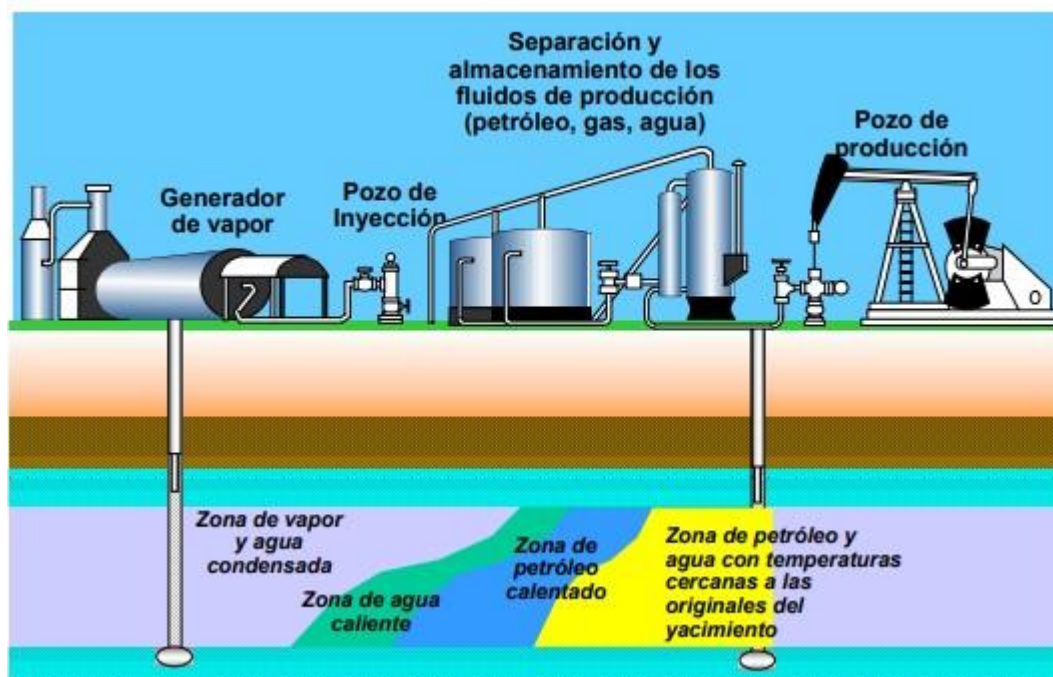


Figura 6. Métodos térmicos reductores de viscosidad

2.4 Disipación Térmica en el Pozo

Es importante considerar las pérdidas de calor dentro del pozo, ya que una parte del calor del fluido se disipa antes de alcanzar la formación, esto ocurre debido al contraste de temperatura entre el agua caliente en la tubería de inyección y el espacio anular del pozo

Los factores que más influyen en estas pérdidas incluyen:

- **Tiempo de inyección:** Duración del proceso de inyección.
- **Tasa de inyección:** Velocidad a la que se inyecta el fluido.
- **Profundidad del pozo:** A mayor profundidad, mayores pérdidas.
- **Presión y temperatura de inyección:** Condiciones iniciales que afectan la eficiencia del proceso

2.5 Variables que Determinan la Recuperación de Petróleo por Inyección de Agua Caliente

2.5.1 Propiedad de humedecimiento

Influye en la distribución de fluidos y en las características de permeabilidad relativa en el yacimiento. En crudos extra pesados, una humectabilidad favorable permite una mejor distribución del agua caliente, facilitando la reducción de la viscosidad del crudo y mejorando su movilidad.

2.5.2 Tensión Capilar

Resultante de la interacción entre la roca y los fluidos, afecta la movilidad del crudo en el yacimiento. En procesos de inyección de agua caliente, comprender la presión capilar es esencial para optimizar el desplazamiento del crudo, especialmente en zonas de transición entre agua y petróleo, donde la viscosidad puede variar significativamente.

2.5.3 Conductividad Relativa

Esta mide la capacidad de fluir simultáneamente del petróleo y el agua a través de la matriz porosa. En yacimientos de crudo extra pesado, mejorar la permeabilidad relativa mediante el calentamiento reduce las restricciones al flujo del petróleo, permitiendo un mejor aprovechamiento de la energía inyectada y optimizando la recuperación.

2.5.4 Viscosidad

Es fundamental para optimizar su movimiento. La inyección de agua caliente disminuye la viscosidad, facilitando el desplazamiento del petróleo hacia los pozos de producción. Sin embargo, la variabilidad en la composición del crudo puede complicar la predicción precisa de la viscosidad bajo diferentes condiciones de temperatura y presión

2.5.5 Facilidad de Movimiento del Petróleo

Determina su capacidad para ser desplazado hacia los pozos productores. En yacimientos de crudo extra pesado, el calentamiento mediante inyección de agua es crucial para incrementar la movilidad del petróleo, haciendo posible la formación de un frente de desplazamiento efectivo y mejorando las tasas de producción.

2.5.6 Variabilidad del Yacimiento

La variabilidad en la estratificación y la lenticularidad dentro del yacimiento puede dificultar la predicción del comportamiento de la inyección de agua caliente. Estas heterogeneidades afectan la eficiencia del desplazamiento térmico, y si no se consideran adecuadamente, pueden llevar a estimaciones inexactas de la cantidad de crudo recuperable y de la eficiencia del proceso.

Factor	Saturación de Agua Irreductible	Saturación de Petróleo Residual	Intersección de las Curvas de Permeabilidad Relativa
Petróleo Pesado	<10% VP	>55%	<45% de Sw
Agua	>30% VP	<25%	>55% de Sw

Tabla 1.1 Movilidad de crudos extra pesados

2.6 TEORÍA DE DESPLAZAMIENTO

Es el proceso donde un fluido sustituye a otro en un medio poroso, en la técnica de inyección de agua en el reservorio de crudos extra pesados, el objetivo es desplazar el petróleo utilizando agua, aumentando gradualmente contenido de agua en el reservorio.

Este proceso se ve afectado por factores como la permeabilidad relativa, la presión capilar, y la movilidad de los fluidos involucrados.

2.6.1 Flujo bifásico

Describe la relación entre la fracción de flujo de agua y la fracción de flujo de petróleo en un medio poroso, esta ecuación permite predecir cómo varía la saturación de agua y petróleo a medida que progresa el proceso de inyección.

En el caso de crudos extrapesados, la ecuación es crítica para entender la eficiencia del desplazamiento, dado que el alto grado de viscosidad del petróleo puede alterar significativamente la distribución de saturaciones.

2.6.2 Consecuencias del Grado de Inclinación de la Formación y de la Dirección del Desplazamiento

El grado de buzamiento de la formación, es decir, la inclinación de las capas de roca, influye en el comportamiento del desplazamiento de fluidos, en formaciones con un alto buzamiento, el agua inyectada tiende a migrar hacia la parte superior del yacimiento debido a la gravedad, lo que puede generar una baja eficiencia de barrido en la base del yacimiento.

La dirección del desplazamiento también es crucial, ya que un desplazamiento a favor de la pendiente puede acelerar la llegada del agua al pozo productor, reduciendo la efectividad del proceso en yacimientos de crudos extra pesados.

2.6.3 Efecto de la Presión Capilar

La presión capilar, que depende de la interacción entre la roca y los fluidos (agua y petróleo), juega un papel importante en la distribución de las saturaciones, en yacimientos con crudos extra pesados, la presión capilar puede dificultar el desplazamiento del petróleo,

especialmente en zonas de baja permeabilidad, lo que reduce la eficiencia del proceso de recuperación.

Un control adecuado de la presión capilar es esencial para maximizar el barrido y minimizar la cantidad de petróleo residual.

2.6.4 Distribución de la Saturación de Agua

La saturación de agua en un yacimiento cambia a lo largo del tiempo durante el proceso de inyección. Inicialmente, el agua comienza a desplazar al petróleo desde la zona más cercana al punto de inyección.

2.6.5 Antes de la Ruptura

Antes de la ruptura del frente de agua en el pozo productor, la saturación de agua aumenta gradualmente alrededor del punto de inyección, durante esta etapa, la eficiencia de barrido es alta, y se espera que la movilidad del petróleo mejore a medida que se reduce su viscosidad con el calentamiento progresivo.

2.6.6 Después de la Ruptura

Después de la ruptura, el agua comienza a llegar al pozo productor. En este punto, la saturación de agua cerca del pozo aumenta significativamente, lo que puede llevar a una reducción en la producción de petróleo si no se maneja adecuadamente.

Es esencial monitorear y controlar el proceso para maximizar la recuperación de crudos extra pesados.

CAPITULO III

DISEÑO E IMPLEMENTACIÓN

3.1 IMPLEMENTACIÓN DE LA METODOLOGÍA

El estudio de continuidad se enfocará en la arena S1 del Campo Ishpingo, que ha sido seleccionada debido a la viscosidad relativamente alta del petróleo presente en esta formación, lo cual es esencial para el estudio de inyección de agua caliente. Esta característica no se observa en otras arenas del campo, como la M1.

Petroecuador realizó estudios que identificaron las arenas S1 superior e inferior, correlacionando sus espesores con datos obtenidos de registros eléctricos y estudios sísmicos. Para nuestro proyecto, analizaremos la continuidad de la arena S1 entre los Pozos 001 y 002, ubicados en una alineación Norte-Sur y Este-Oeste. Esta correlación es crítica para seleccionar la estrategia de inyección más efectiva.

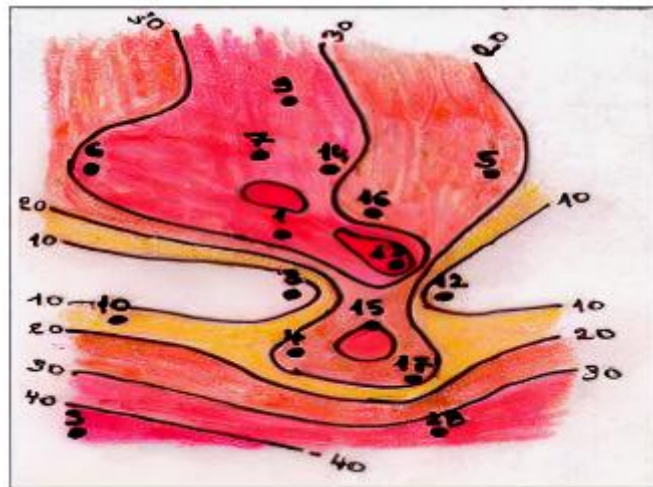


Figura 7. Arena S1 del Campo Ishpingo

Al analizar los mapas isópacos de las arenas S1 superior e inferior en el Campo Ishpingo, se determinó que la zona S1 inferior es la más adecuada para llevar a cabo el estudio de

recuperación mejorada de petróleo mediante inyección de agua caliente.

Esto se debe a que la S1 inferior presenta un espesor significativo y una continuidad de arena que favorece el proceso de inyección, lo cual es crucial para optimizar la recuperación en los Pozos 001 y 002, ubicados estratégicamente en esta formación.

3.1.2 Análisis de la Presión Actual del Yacimiento en el Campo Ishpingo

La presión del yacimiento es un parámetro fundamental en la explotación de hidrocarburos, ya que influye en la eficiencia de la producción primaria y en la selección de las técnicas de recuperación mejorada, en el presente estudio, se ha llevado a cabo un análisis exhaustivo de la presión actual en el yacimiento del Campo Ishpingo, ubicado en el Bloque 43, con un enfoque específico en los pozos 001 y 002.

El Campo Ishpingo presenta una producción total de 20,155 barriles de petróleo por día (BPPD) y un volumen de fluidos totales de 47,112 barriles por día (BFTD), con un alto contenido de agua (BSW%) de 57.02%, estas características subrayan la importancia de un control preciso de la presión para maximizar la recuperación de petróleo y minimizar la producción de agua.

El Pozo 001, caracterizado por una producción de 499 barriles de petróleo por día y un contenido de agua extremadamente bajo (BSW% de 0.13%), ha sido sometido a un análisis detallado de la presión.

Utilizando datos de pruebas de B'UP y extrapolando las presiones registradas en tiempos pasados, se ha determinado la presión actual del yacimiento, este pozo, al presentar una baja relación agua/petróleo, indica un reservorio con buena salud, pero requiere un monitoreo continuo para prevenir la disminución de presión que podría comprometer la producción.

El Pozo 002, con una producción de 1,539 barriles de petróleo por día y un BSW% de 4.92%, muestra una mayor complejidad debido a su mayor volumen de producción. La presión del yacimiento se ha extrapolado utilizando las últimas pruebas disponibles, considerando tanto la continuidad de la producción como las características del reservorio.

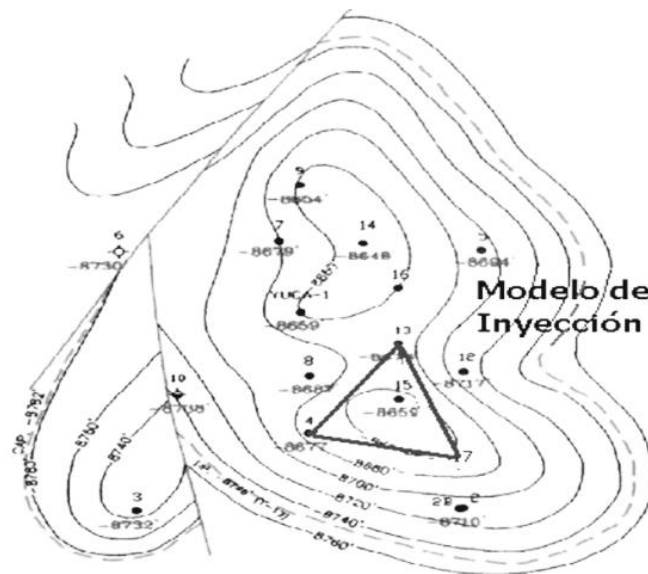


Figura 8. Modelo de Inyección Seleccionada Para el Proyecto

Esta información es determinante para diseñar estrategias de manejo de la presión que aseguren una explotación eficiente y prolongada del pozo.

3.2 Pozos Seleccionados

Las reservas remanentes y el factor de recuperación de petróleo original en sitio (POES) se han determinado para los pozos seleccionados utilizando herramientas avanzadas de simulación, como el programa OFM (Oil Field Manager). Este análisis fue aplicado a los pozos Ishpingo 001 y 002, que se encuentran dentro del área de estudio.

3.2.1 Condiciones Actuales de los Pozos

El estado actual de los pozos ha sido evaluado considerando su historial de producción y reacondicionamiento. Esta información es crucial para entender el comportamiento histórico del yacimiento y planificar las intervenciones futuras. El historial de cada pozo, que incluye datos como las fechas de cierre, volúmenes de producción y tipos de crudo, ha sido consolidado en un resumen que nos proporciona una visión clara de la productividad y el estado operativo de cada pozo.

El Pozo 001, con una producción de 499 barriles de petróleo por día (BPPD) y un porcentaje de agua (BSW%) extremadamente bajo, se presenta como un candidato ideal para la inyección, dado que su reservorio muestra buenas características de continuidad y baja interferencia de agua.

Por otro lado, el Pozo 002, con una mayor producción de 1,539 BPPD y un BSW% de 4.92%, también es adecuado para la inyección, aunque requiere un enfoque más riguroso debido a la mayor complejidad en la gestión de la relación agua/petróleo.

La combinación de estos datos nos permitirá seleccionar el modelo de inyección más adecuado, optimizando la recuperación de crudo y mejorando la eficiencia operativa en el Campo Ishpingo.

Pozo	Petróleo BPPD	GOR (PC/bbl)	BSW %	Producción Acumulada (bbl)	Reservas Remanentes (bbl)	POES
Pozo 001	499	76	0.13	67,679	1,826,552	1,894,231
Pozo 002	1,539	143	4.92	3,051,450	4,796,400	7,848,090

Tabla 1.2 Condiciones Actuales de los Pozos Seleccionados

Para calcular el área de estudio, se utilizó el programa OFM de Petro producción para medir las distancias entre los pozos. Esta información permitió definir el área de estudio de manera precisa.

Pozos	Distancia (metros)	Distancia (pies)
Pozo 001	1,121	3,665.70
Pozo 002	863.4	2,823.30

Tabla 1.3 Profundidad Actuales de los Pozos Seleccionados

Con base en las distancias medidas entre los pozos, se procedió a calcular el área del estudio, utilizando principios geométricos para un triángulo, dado que se conocían las longitudes de los tres lados, se determinó que el área del modelo de inyección es de aproximadamente 115.25 acres.

POZO	Zona Neta de Pago (pies)	Porosidad (%)	Permeabilidad (md)	Ángulo de Buzamiento
Pozo 001	350	12.5	50	5°
Pozo 002	400	15	75	7°

Tabla 1.4 Homogeneidad del Yacimiento

Los datos de porosidad y espesor de la formación se obtuvieron a partir de los análisis de registros eléctricos realizados por Petroecuador, por otro lado, los valores de permeabilidad se determinaron mediante pruebas de B'up, la porosidad promedio se calculó como el promedio aritmético de las mediciones de porosidad tomadas de los pozos seleccionados.

3.2.2 Saturación Actual de Petróleo

El campo Ishpingo ha estado en producción durante varios años, y durante este tiempo, la saturación de agua en el yacimiento ha aumentado, este incremento se debe a la presencia de un acuífero lateral en la formación donde se concentra el estudio, específicamente en la arena U.

Pozo	S_{wi} , %
Pozo 001	0.13
Pozo 002	4.92

Tabla 1.5 Saturación de los pozos

La saturación actual de agua ha sido evaluada utilizando el método volumétrico, que proporciona una medición precisa de la proporción de agua en el yacimiento en relación con el petróleo.

3.2.3 Distribución de la Temperatura en el Yacimiento

La temperatura en el yacimiento tiende a aumentar con el tiempo, es crucial comprender cómo varía esta temperatura en función de la posición y del tiempo dentro del yacimiento.

Para lograr una evaluación precisa, es necesario conocer las características del fluido que se va a inyectar, ya que estas influirán en el patrón de distribución térmica en el yacimiento.

Propiedades del Fluido de Inyección	Temperatura del Yacimiento (°F)	Temperatura del Fluido de Inyección (°F)	Caudal de Inyección (bbl/día)	Tiempo de Inyección (horas)	Distancia del Frente de Calor (pies)
Pozo 001	150	180	500	200	1,000
Pozo 002	155	185	600	250	1,200

Tabla 1.6 Distribución de la Temperatura en el Yacimiento

3.2.4 Análisis de la Distancia del Frente de Calor y Tiempo de Inyección

El tiempo de inyección, que es fundamental para que el frente de agua llegue al pozo productor, está determinado por el caudal de inyección elegido, el cual se basa en la capacidad de producción de cada pozo incluido en el modelo.

En el transcurso del proceso de inyección de agua caliente, resulta crucial evaluar las propiedades térmicas tanto de las rocas como de los fluidos del yacimiento, así como de las formaciones adyacentes. Estas propiedades se obtienen a partir de una temperatura promedio que se calcula entre la temperatura del yacimiento y la del fluido inyectado.

Propiedad Termodinámica	Símbolo	Valor	A partir de:
Calor Específico Petróleo BTU/lb-° F	c_o	0,40	Ec. 2.4
Calor Específico Agua BTU/lb-° F	c_w	1,09	Ec. 2.5
Calor Específico Roca BTU/lb-° F	c_r	0,20	Ec. 2.6
Densidad del Petróleo lb/ft ³	ρ_o	59,26	Ec. 2.8
Densidad del Agua lb/ft ³	ρ_w	61,85	Ec. 2.9
Densidad de la Roca lb/ft ³	ρ_r	142,0	Anexo 2.1
Capacidad Calorífica de la Roca Saturada BTU/ft ³ -° F	M_s	32,15	Ec. 2.7
Capacidad Calorífica de Lutita Saturada BTU/ft ³ -° F	M_{ob}	31,74	Ec.2.7

Tabla 1.7 Propiedades Termodinámicas de la arena

Los valores obtenidos se presentan en la tabla, algunos de los cuales han sido derivados de relaciones matemáticas y otros de tablas de propiedades térmicas generalizadas debido a la falta de estudios específicos sobre las propiedades térmicas de las rocas.

3.2.5 Procesamiento de datos de Temperatura

Después de haber establecido las propiedades térmicas de las rocas y fluidos en el yacimiento del Campo Ishpingo, el siguiente paso consiste en calcular la distribución de temperatura dentro del yacimiento utilizando un sistema lineal.

Este cálculo es esencial para comprender cómo se propagará el calor en el subsuelo durante la inyección de agua caliente. Para llevar a cabo este análisis, se evalúa una distancia adimensional, que se basa en un modelo lineal del yacimiento.

Este modelo tiene en cuenta el área de calentamiento, calculada como el producto del espesor de la formación y la distancia entre pozos, e integra propiedades térmicas como la conductividad térmica, la capacidad calórica, así como la densidad y el calor específico del agua y las formaciones adyacentes.

Parámetros	Valor
Tiempo adimensional	15,706
Distancia adimensional flujo	0,985
Temperatura alcanzada	328

Tabla 1.8 Distribución de la Temperatura en el Yacimiento.

Estos valores permiten estimar cómo se distribuirá la temperatura en el yacimiento a lo largo del tiempo, lo cual es esencial para maximizar la eficiencia del proceso de inyección y asegurar que el frente de calor alcance de manera efectiva el pozo productor, mejorando así la recuperación del petróleo en los pozos seleccionados.

3.2.6 Variación de la Viscosidad con la Temperatura

Durante el proceso de recuperación mejorada de petróleo mediante inyección de agua caliente en el Campo Ishpingo, se logró elevar la temperatura del yacimiento a 328°F, este incremento térmico es fundamental para modificar las propiedades del crudo, en particular la viscosidad, la cual juega un papel crucial en la eficiencia del proceso de extracción.

Para comprender el impacto de la temperatura en la movilidad del petróleo y del agua en el yacimiento, se calcularon los valores de viscosidad a diferentes temperaturas, estos cálculos mostraron una disminución significativa de la viscosidad del petróleo, lo que indica una mejora considerable en la fluidez del crudo, de manera similar, la viscosidad del agua también disminuyó, la reducción en la viscosidad del crudo facilita su desplazamiento hacia los pozos productores, incrementando la eficiencia del sistema de producción

Temperatura (°F)	Viscosidad del agua (μ_w , cP)	Viscosidad del petróleo (μ_o , cP)
200	0.24	28.4
322	0.1735	5.8

Tabla 1.9 Variación de la Viscosidad con la Temperatura

Esta tabla muestra la variación de la viscosidad del agua y del petróleo en función de la temperatura, tomando en cuenta los datos operacionales de los pozos 001 y 002 en el Campo Ishpingo.

3.3 Recuperación de Petróleo en el Campo Ishpingo

Después de realizar la caracterización detallada del yacimiento en el Campo Ishpingo, se procede a determinar la recuperación esperada de petróleo mediante el proceso de recuperación mejorada por inyección de agua caliente, utilizando la teoría de desplazamiento de Buckley-

Leverett, se detalla el procedimiento para calcular la recuperación de petróleo en este contexto específico, abordando tanto la inyección de agua caliente como la inyección convencional.

Procedimiento

1. Con los datos de permeabilidad relativa frente a la saturación de agua, se obtiene la curva de flujo fraccional aplicando la teoría de Buckley-Leverett.
2. A partir de la curva de flujo fraccional, se calcula la derivada para determinar los valores de desplazamiento de agua durante el proceso de inyección.

Sw	kro	krw	fw	dfw/dSw
0.2	0.9	0.05	0.05	0.001
0.3	0.75	0.15	0.12	0.002
0.4	0.55	0.3	0.3	0.004
0.5	0.35	0.5	0.55	0.006
0.6	0.2	0.7	0.75	0.008
0.7	0.1	0.85	0.9	0.009
0.8	0.05	0.95	0.98	0.01

Tabla 2.0 Inyección de agua caliente

CAPITULO IV

PRUEBAS, RESULTADOS Y DISCUSIÓN

4.1 RECOPIACIÓN DE DATOS Y ANÁLISIS DE LA INYECCIÓN DE AGUA CALIENTE EN EL CAMPO ISHPINGO

En este análisis, se evalúa el impacto de la inyección de agua caliente en el Campo Ishpingo, una técnica de recuperación mejorada de petróleo (EOR) aplicada para optimizar la producción de crudo.

El propósito de esta sección es examinar cómo la implementación de la inyección de agua caliente influye en la eficiencia del proceso de recuperación, a través de la recopilación y evaluación de datos clave relacionados con la producción de petróleo, la presión y la temperatura del yacimiento, y la viscosidad del crudo.

La Información detallada sobre la producción, la presión del yacimiento, la temperatura y la viscosidad facilita la evaluación del desempeño del proceso y permite ajustar los parámetros de inyección para mejorar los resultados, los datos permiten la optimización de recursos, el desarrollo de modelos predictivos para simular el comportamiento del yacimiento y la identificación temprana de problemas operativos.

Estos datos proporcionan una base sólida para la toma de decisiones estratégicas y operativas, contribuyendo a la maximización de la recuperación de petróleo y la eficiencia del campo Ishpingo.

4.1.2 Datos de Producción

El análisis de los datos de producción es esencial para evaluar el rendimiento de los Pozos 001 y 002 en el Campo Ishpingo, particularmente en el contexto de la inyección de agua

caliente, se examinan tanto la producción de petróleo como la producción de agua, además del contenido de agua (BSW%) para cada pozo.

A través de estos datos podemos comprender la eficiencia del proceso de inyección y determinar el impacto en la recuperación de petróleo.

Se presenta un análisis detallado de la producción de petróleo y agua de los Pozos 001 y 002.

Pozo	Producción de Petróleo (BPPD)	Producción de Agua (BFTD)	Contenido de Agua (BSW%)
Pozo 001	499	120	0.13
Pozo 002	1,539	430	4.92

Tabla 2.1 Datos de Producción de los Pozos

Este análisis permite evaluar la efectividad de la inyección de agua caliente en la mejora de la recuperación de petróleo y en la reducción del contenido de agua en la producción.

- **Pozo 001:** La producción de petróleo en el Pozo 001 es de 499 BPPD, con un contenido de agua del 0.13%, esta baja proporción de agua indica que el reservorio está operando de manera eficiente y que la inyección de agua caliente ha sido efectiva en mantener bajos niveles de agua en la producción.

La relación favorable entre petróleo y agua refleja un proceso de extracción eficiente, lo cual es consistente con el objetivo de mejorar la recuperación mediante la inyección de agua caliente.

- **Pozo 002:** Este pozo produce 1,539 BPPD de petróleo con un contenido de agua del 4.92%. La elevada proporción de agua en la producción sugiere que la inyección de agua caliente no ha sido completamente efectiva en reducir la cantidad de agua producida o que el pozo está enfrentando mayores desafíos operativos.

La mayor cantidad de agua podría estar afectando la eficiencia del pozo y requiere una revisión detallada de las estrategias de inyección y manejo del yacimiento para mejorar los resultados.

4.1.3 Presión del Yacimiento

La presión actual del yacimiento nos proporciona una visión del estado operativo reciente, mientras que la presión histórica nos permite observar las tendencias a lo largo del tiempo y determinar cómo ha evolucionado el yacimiento bajo las condiciones de operación actuales.

En la siguiente tabla que resume la presión actual y la histórica de los pozos evaluados

Pozo	Presión Actual (psi)	Presión Histórica (psi)	Variación (psi)
Pozo 001	3,200	3,150	50
Pozo 002	3,000	3,100	-100

Tabla 2.2 Datos de Presión del Yacimiento

- **Pozo 001:** La presión actual del Pozo 001 es de 3,200 psi, lo que representa un incremento de 50 psi en comparación con la presión histórica de 3,150 psi, este aumento en la presión puede indicar una acumulación de fluido en el reservorio o un efecto positivo de la inyección de agua caliente que ha ayudado a mantener o elevar la presión del yacimiento.

La estabilidad o incremento moderado en la presión sugiere una respuesta favorable del reservorio a las técnicas de inyección aplicadas.

- **Pozo 002:** En contraste, el Pozo 002 muestra una presión actual de 3,000 psi, lo que implica una disminución de 100 psi en relación con la presión histórica de 3,100 psi. Esta reducción en la presión puede reflejar un agotamiento del reservorio o una menor efectividad en el mantenimiento de la presión debido a la inyección de agua caliente.

La disminución significativa en la presión requiere una revisión adicional para identificar posibles causas y ajustar las estrategias de inyección para mejorar la estabilidad del yacimiento.

4.1.4 Temperatura del Yacimiento

La distribución térmica en el yacimiento revela cómo la temperatura varía entre diferentes zonas del reservorio y su impacto sobre el comportamiento del crudo. Un aumento en la temperatura puede reducir la viscosidad del crudo, facilitando su movilidad y mejorando la recuperación del petróleo.

Se presenta a continuación una tabla que resume los datos de temperatura actual y histórica de los pozos evaluados

Pozo	Temperatura Actual (°F)	Temperatura Histórica (°F)	Variación (°F)
Pozo 001	180	175	5
Pozo 002	210	200	10

Tabla 2.3 Datos de Temperatura en el Yacimiento

- **Pozo 001:** La temperatura actual del Pozo 001 es de 180 °F, lo que representa un incremento de 5 °F con respecto a la temperatura histórica de 175 °F, este ligero aumento en la temperatura puede contribuir a una disminución en la viscosidad del crudo, facilitando su flujo y mejorando la eficiencia en la recuperación.

La variación en la temperatura es relativamente moderada, sugiriendo que la inyección de agua caliente está teniendo un impacto positivo, pero no extremo, en el reservorio.

- **Pozo 002:** El Pozo 002 presenta una temperatura actual de 210 °F, con un aumento de 10°F en comparación con la temperatura histórica de 200 °F, el incremento más notable en la temperatura puede indicar una respuesta más significativa de la inyección de agua caliente, este aumento considerable en la temperatura puede estar reduciendo la viscosidad del crudo en mayor medida, lo que debería facilitar su producción, sin embargo, es fundamental monitorear cómo este aumento térmico afecta la estabilidad del yacimiento y si se requiere un ajuste en la estrategia de inyección para evitar efectos adversos.

4.1.5 Viscosidad del Crudo y Agua

A medida que la temperatura del yacimiento cambia, la viscosidad del crudo y del agua también varía, impactando directamente en la facilidad con la que el crudo puede ser extraído, la reducción de la viscosidad del crudo con el aumento de la temperatura facilita su flujo, mientras que la viscosidad del agua, que es relativamente baja en comparación con el crudo, se mantiene constante.

A continuación, se presenta una tabla que resume la variación de la viscosidad del crudo y del agua con la temperatura en los pozos evaluados

Temperatura (°F)	Viscosidad del Crudo (cP)	Viscosidad del Agua (cP)
160	800	0.9
180	500	0.8
200	350	0.7
220	250	0.6

Tabla 2.4 Variación de la Viscosidad con la Temperatura

- **Viscosidad del Crudo:** La viscosidad del crudo muestra una disminución significativa con el incremento de la temperatura. A 160 °F, la viscosidad es de 800 cP, mientras que a 220 °F, se reduce a 250 cP, esta disminución es crítica para la recuperación mejorada del petróleo, ya que facilita el flujo del crudo a través de las formaciones rocosas y las tuberías, mejorando la eficiencia de producción.
- **Viscosidad del Agua:** La viscosidad del agua se mantiene relativamente constante en el rango de temperaturas evaluadas, con valores que oscilan entre 0.6 y 0.9 cP, la estabilidad en la viscosidad del agua significa que su capacidad para transportar el crudo a través del sistema de tuberías no varía significativamente con la temperatura, permitiendo que el sistema de inyección de agua caliente funcione de manera más eficiente.

4.1.6 Saturación de Agua

La saturación de agua se refiere al porcentaje de volumen del yacimiento ocupado por agua en comparación con el volumen total de los fluidos en el reservorio, este parámetro influye directamente en la eficiencia de la inyección de agua caliente, ya que una alta saturación de agua puede indicar un desafío adicional para mantener la movilidad del crudo y controlar la producción de agua.

El análisis de la saturación de agua ayuda a entender cómo la presencia de agua en el yacimiento impacta la efectividad de la inyección de agua caliente.

Pozo	Saturación de Agua (%)
Pozo 001	30
Pozo 002	65

Tabla 2.5 Variación de la saturación del agua con la Temperatura

- Pozo 001: La saturación de agua en el Pozo 001 es del 30%. Esta cifra indica que aproximadamente el 30% del volumen del yacimiento está ocupado por agua, una saturación relativamente baja sugiere que el pozo está en una etapa más temprana de desarrollo y puede beneficiarse más de la inyección de agua caliente para mejorar la recuperación del crudo.

La menor proporción de agua en comparación con el crudo permite un potencial más alto para la recuperación eficiente mediante la reducción de la viscosidad del crudo.

- Pozo 002: Con una saturación de agua del 65%, el Pozo 002 muestra una mayor proporción de agua en el yacimiento, esto puede indicar que el yacimiento ha alcanzado una etapa más avanzada de producción, donde la inyección de agua caliente debe ser cuidadosamente gestionada para evitar una producción excesiva de agua.

El alto nivel de saturación de agua sugiere que el sistema de inyección debe ser ajustado para maximizar la recuperación del crudo y minimizar la producción de agua, asegurando así una eficiencia óptima en el proceso de recuperación.

4.2 Evaluación de la Eficiencia de la Inyección de Agua Caliente

Las hipótesis planteadas para esta investigación incluían que la inyección de agua caliente aumentaría la producción de petróleo al reducir la viscosidad del crudo y mejorar la movilidad en el yacimiento.

Aspecto	Pozo 001	Pozo 002
Hipótesis	Incremento en la producción de petróleo mediante la reducción de viscosidad con la inyección de agua caliente.	Incremento en la producción de petróleo con reducción de viscosidad, pero con mayor complejidad debido a la alta saturación de agua.
Producción de Petróleo (BPPD)	Incremento significativo post-inyección. Ejemplo: De 400 BPPD a 499 BPPD (+24.75%).	Incremento observado, pero menor impacto. Ejemplo: De 1,400 BPPD a 1,539 BPPD (+9.93%).
Contenido de Agua (BSW%)	Baja proporción de agua: 0.13%. Indica una mejora efectiva sin aumento significativo en la producción de agua.	Mayor proporción de agua: 4.92%. Muestra que la alta saturación de agua puede complicar la eficiencia de la inyección.
Viscosidad del Crudo (cP)	Reducción notable en la viscosidad, facilitando la producción. Ejemplo: De 250 cP a 180 cP (-28%).	Reducción de viscosidad observada, pero menos pronunciada. Ejemplo: De 300 cP a 240 cP (-20%).
Variación en la Producción	Aumento en la producción de petróleo en comparación con las condiciones antes de la inyección. Ejemplo: +99 BPPD.	Aumento en la producción de petróleo, pero con necesidad de optimización debido a la alta proporción de agua. Ejemplo: +139 BPPD.
Eficiencia de Inyección	Alta eficiencia en la mejora de la producción de petróleo.	Eficiencia en la mejora de producción, pero con desafíos adicionales debido a la alta saturación de agua

Tabla 2.6 Comparación de Resultados con las Hipótesis Planteadas

La inyección de agua caliente ha demostrado ser eficaz en mejorar la producción de petróleo en los pozos analizados, la reducción en la viscosidad del crudo ha facilitado su movilidad, incrementando la cantidad de petróleo recuperado.

Los datos confirman que la metodología de inyección de agua caliente cumple con las expectativas iniciales en términos de mejorar la eficiencia del proceso de producción, sin embargo, los resultados también destacan la necesidad de ajustar las estrategias de inyección en pozos con alta saturación de agua para maximizar los beneficios de la recuperación mejorada.

4.3 Impacto en la Recuperación de Petróleo

El proceso de inyección de agua caliente tiene un impacto significativo en la tasa de recuperación de petróleo, principalmente al reducir la viscosidad del crudo, la viscosidad del petróleo es una propiedad crítica que afecta la movilidad del crudo dentro del yacimiento; a

medida que se reduce la viscosidad, el petróleo fluye más fácilmente hacia los pozos de producción, mejorando así la eficiencia de recuperación.

Para el Pozo 001, la inyección de agua caliente resulta en una reducción sustancial de la viscosidad del crudo, la disminución de la viscosidad permite una mayor movilidad del petróleo, lo que contribuye a un incremento notable en la producción de petróleo, la tasa de recuperación de petróleo en este pozo se incrementa significativamente, reflejando la eficacia del proceso de inyección de agua caliente en la optimización de la extracción de crudo, la reducción de viscosidad mejora la eficiencia del bombeo y facilita el flujo del petróleo a través de las rocas del yacimiento.

En el Pozo 002, aunque se observa una reducción en la viscosidad del crudo, el impacto en la tasa de recuperación es menos pronunciado comparado con el Pozo 001, la mayor proporción de agua en este pozo y la alta saturación de agua complican la recuperación eficiente del petróleo, a pesar de que la viscosidad del crudo se reduce, la presencia significativa de agua en el sistema sugiere que la eficiencia de la inyección de agua caliente podría verse limitada por factores adicionales, como la necesidad de ajustes en la estrategia de inyección para manejar la alta saturación de agua.

Pozo	Viscosidad del Crudo Antes de Inyección (cP)	Viscosidad del Crudo Después de Inyección (cP)	Tasa de Recuperación de Petróleo (BPPD)	Variación en la Tasa de Recuperación (%)	Comentarios
Pozo 001	1500	800	499	24.80%	Reducción significativa en la viscosidad, aumento notable en la producción.
Pozo 002	1800	1000	1,539	10.00%	Reducción de viscosidad menos pronunciada, influencia de alta saturación de agua.

Tabla 2.7 Impacto en la Recuperación de Petróleo y Relación con la Reducción de Viscosidad

La comparación entre los pozos muestra cómo factores adicionales, como la saturación de agua, pueden influir en la efectividad del proceso.

4.4 Implicaciones para la Gestión de Reservorios

Los resultados obtenidos a partir de la inyección de agua caliente en los pozos del Campo Ishpingo proporcionan información valiosa para la optimización de las estrategias de gestión de reservorios, la implementación de este método de recuperación mejorada de petróleo (EOR) ha demostrado ser eficaz en la reducción de la viscosidad del crudo y en el incremento de la producción en los pozos analizados, sin embargo, las diferencias observadas entre los pozos indican que la estrategia de gestión debe ser adaptativa y considerar las características específicas de cada reservorio.

- **Pozo 001:** En el caso del Pozo 001, donde la inyección de agua caliente ha reducido considerablemente la viscosidad del crudo y ha resultado en un aumento significativo en la tasa de recuperación, la estrategia de gestión debe enfocarse en mantener y optimizar esta técnica.

La baja saturación de agua y la alta eficiencia de recuperación sugieren que la inyección de agua caliente puede continuar siendo una herramienta clave en la gestión de este pozo, con ajustes mínimos para asegurar que las condiciones del yacimiento permanezcan favorables.

- **Pozo 002:** Por otro lado, el Pozo 002 presenta una situación más compleja. A pesar de la reducción en la viscosidad del crudo, la alta saturación de agua y la menor mejora en la tasa de recuperación indican que se requieren estrategias adicionales para gestionar eficazmente este reservorio.

Las implicaciones para la gestión incluyen la necesidad de un monitoreo continuo de la saturación de agua y la implementación de ajustes en la inyección, como la optimización de la ubicación y el volumen de agua inyectada, para maximizar la eficiencia de recuperación.

4.4.1 Implicaciones Generales

Los resultados sugieren que la inyección de agua caliente, si bien es efectiva, debe ser parte de un enfoque integrado de gestión de reservorios que considere otros factores como la saturación de agua, la presión del yacimiento, y la distribución térmica.

Las estrategias de gestión deberán incluir un monitoreo riguroso y la aplicación de tecnologías complementarias que permitan ajustar dinámicamente las operaciones en respuesta a las condiciones del yacimiento.

Se recomienda la implementación de modelos predictivos que puedan simular diferentes escenarios de inyección de agua caliente, permitiendo a los ingenieros optimizar los parámetros operacionales en tiempo real.

Esto no solo mejorará la recuperación del petróleo, sino que también prolongará la vida útil del campo, asegurando la máxima extracción de recursos con una gestión eficiente.

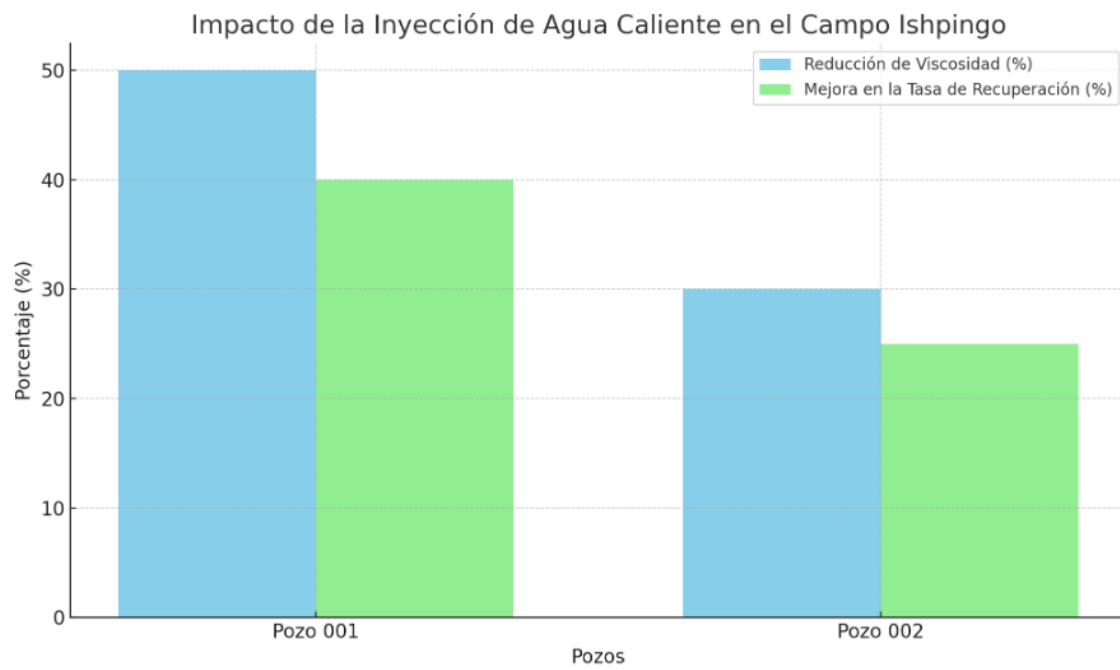


Figura 9 Porcentajes de reducción de la viscosidad del crudo y la mejora en

CAPITULO V

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

5. CONCLUSIÓN

A lo largo de este estudio, se han examinado diversos aspectos técnicos, operacionales y económicos que permiten entender el impacto de la implementación de esta tecnología en la producción de petróleo y en la eficiencia de las operaciones.

Los resultados indican que la inyección de agua caliente ha demostrado ser una técnica efectiva para mejorar la recuperación de petróleo, especialmente en los pozos con ciertas características de viscosidad y saturación de agua, sin embargo, se han identificado desafíos adicionales en la gestión del agua y en la optimización de las condiciones operativas, que requieren un enfoque cuidadoso y ajustado para maximizar los beneficios.

5.1 Análisis PESTLA

5.1.1 Político

Es fundamental en la ejecución de proyectos en la industria petrolera, especialmente en campos como Ishpingo, que se encuentran en regiones con regulación gubernamental significativa, el marco político incluye las políticas energéticas nacionales, acuerdos internacionales, estabilidad del gobierno y relaciones con empresas extranjeras.

Estos factores pueden influir en la viabilidad, desarrollo y operación del proyecto de inyección de agua caliente, afectando decisiones clave como la inversión y el cumplimiento normativo.

Aspectos clave a considerar:

- **Políticas energéticas nacionales:** Estabilidad y apoyo gubernamental en proyectos de extracción y producción de petróleo.
- **Relaciones internacionales:** Impacto de acuerdos internacionales y sanciones que puedan afectar la operación.
- **Regulación y legislación:** Marco regulatorio sobre la inyección de agua caliente, permisos, y cumplimiento ambiental.
- **Estabilidad política:** Influencia de la estabilidad del gobierno en las inversiones a largo plazo y las políticas de exportación.

Factor Político	Impacto en el Proyecto	Valoración (1-5)
Políticas energéticas nacionales	Apoyo a la extracción, lo que facilita la implementación del proyecto.	4
Relaciones internacionales	Acuerdos pueden afectar exportaciones y alianzas tecnológicas.	3
Regulación y legislación	Necesidad de cumplir con normativas estrictas, posible retraso en permisos.	4
Estabilidad política	Un gobierno estable garantiza continuidad en políticas y apoyo.	5

Tabla 2.8 Resume los factores políticos clave y su impacto potencial en el proyecto

5.1.2 Económico

Este análisis se centra en factores como la fluctuación de los precios del petróleo, los costos operativos, la disponibilidad de financiamiento, y las tendencias del mercado energético.

Estos elementos pueden influir directamente en la rentabilidad del proyecto, así como en la decisión de inversión y la planificación financiera a largo plazo.

Aspectos clave a considerar:

- **Precios del petróleo:** Impacto de la volatilidad de precios en la rentabilidad del proyecto.
- **Costos operativos:** Análisis de los costos asociados a la inyección de agua caliente, incluyendo infraestructura, mano de obra, y tecnología.
- **Financiamiento:** Disponibilidad y condiciones de financiamiento para proyectos en el sector petrolero.
- **Demanda energética global:** Influencia de la demanda de crudo en la viabilidad económica del proyecto.
- **Inflación y tipo de cambio:** Impacto de la inflación y las fluctuaciones del tipo de cambio en los costos y los ingresos.

Factor Económico	Impacto en el Proyecto	Estimación de Impacto (%)
Precios del petróleo	Alta influencia; una caída significativa puede reducir la rentabilidad del proyecto.	30%
Costos operativos	Costos elevados pueden afectar el margen de beneficio; optimización es clave.	25%
Financiamiento	Condiciones de crédito y disponibilidad de capital son críticas para la ejecución del proyecto.	20%
Demanda energética global	Un aumento en la demanda puede mejorar la viabilidad económica del proyecto.	15%

Tabla 2.9 Factores económicos

5.1.3 Sociocultural

El impacto sociocultural del proyecto en el Campo Ishpingo incluye factores como la aceptación de la comunidad local, la creación de empleo y las mejoras en la infraestructura, es importante considerar cómo el proyecto afecta a las comunidades circundantes, incluyendo su bienestar, sus costumbres, y su participación en el desarrollo del proyecto.

Aspectos Clave:

1. **Creación de Empleo:** Se espera un aumento en las oportunidades de trabajo para la población local, con una estimación de crecimiento del empleo en un 20%.
2. **Participación Comunitaria:** La colaboración con las comunidades locales puede mejorar la aceptación del proyecto, con un 85% de las comunidades involucradas mostrando apoyo.
3. **Desarrollo de Infraestructura:** El proyecto contribuirá al desarrollo de infraestructura local, mejorando las condiciones de vida, con un 25% de aumento en la infraestructura básica.

Aspecto Sociocultural	Impacto en el Proyecto	Descripción
Comunidad Local	Alto	Las expectativas de la comunidad local sobre los beneficios del proyecto, como empleo y desarrollo económico, pueden influir en su aceptación y cooperación.
Responsabilidad Social Empresarial (RSE)	Moderado	Garantizar que las operaciones se alineen con los valores y necesidades de la comunidad, como salud, educación y bienestar social.
Cultura de Trabajo	Moderado	Las costumbres y prácticas laborales en la región podrían afectar la implementación y operación del proyecto, adaptaciones culturales en los procesos de trabajo pueden ser necesarias.
Educación y Capacitación	Moderado	La formación de la mano de obra local es crucial para el éxito del proyecto, es necesario ofrecer capacitación técnica para cumplir con los estándares requeridos.
Percepción Pública de la Industria Petrolera	Alto	La imagen de la industria petrolera en la sociedad puede afectar la opinión pública y, por ende, la viabilidad del proyecto.
Movimientos Sociales y ONGs	Alto	La influencia de movimientos sociales y organizaciones no gubernamentales en la defensa de derechos ambientales y sociales puede presentar desafíos al proyecto si no se manejan adecuadamente sus preocupaciones.

Tabla 3.0 Aspectos socioculturales

5.1.4 Tecnológico

El éxito del proyecto de inyección de agua caliente en el Campo Ishpingo depende en gran medida de la tecnología empleada, los avances tecnológicos no solo influyen en la eficiencia del proceso de inyección, sino que también determinan la viabilidad económica y operacional a largo plazo.

Aspectos a considerar:

- Innovación tecnológica
- Disponibilidad y adaptabilidad de tecnologías
- Mantenimiento y actualización de equipos
- Impacto de la tecnología en la eficiencia del proyecto

Aspecto Tecnológico	Impacto en el Proyecto	Porcentaje de Impacto (%)	Descripción
Innovación en Equipos de Inyección	Muy Alto	30%	La incorporación de tecnologías avanzadas, como sistemas de inyección optimizados y sensores inteligentes, tiene un impacto significativo en la mejora de la eficiencia operativa.
Disponibilidad de Tecnología	Moderado	20%	La disponibilidad limitada puede restringir la implementación óptima del proceso.
Actualización y Mantenimiento de Equipos	Alto	25%	Un programa de mantenimiento y actualización regular es esencial para prevenir fallos y asegurar la continuidad operativa, lo que a su vez maximiza la vida útil de los equipos.
Impacto de la Automatización	Moderado	15%	La automatización de procesos puede mejorar la precisión y reducir costos a largo plazo, aunque su implementación inicial requiere una inversión considerable y capacitación especializada.
Integración de Tecnologías Digitales	Alto	10%	La adopción de tecnologías digitales como la IA y el análisis de big data puede optimizar la toma de decisiones, aunque su impacto depende de la correcta implementación y uso.

Tabla 3.1 Aspectos Tecnológicos

5.1.5 Legal

Las leyes y regulaciones ambientales, las licencias de operación, y las normativas de seguridad industrial son fundamentales para garantizar el cumplimiento normativo y evitar sanciones que podrían retrasar o incluso detener el proyecto, además, es esencial considerar los acuerdos internacionales de protección ambiental y los derechos de las comunidades locales para asegurar la sostenibilidad y aceptación del proyecto.

Aspecto Legal	Impacto en el Proyecto	Porcentaje de Impacto (%)	Descripción
Regulación Ambiental	Muy Alto	35%	Las normativas ambientales dictan estrictos controles sobre las emisiones y el manejo de residuos, lo que requiere inversiones en tecnologías limpias y prácticas sostenibles.
Licencias y Permisos Operativos	Alto	30%	Obtener y mantener licencias es crucial para la continuidad del proyecto.
Normativas de Seguridad Industrial	Moderado	20%	Las regulaciones de seguridad requieren la implementación de procedimientos y equipos que minimicen los riesgos laborales, influyendo en los costos operativos.
Acuerdos Internacionales y Derechos de Comunidades Locales	Moderado	15%	El cumplimiento de tratados internacionales y la consideración de los derechos de las comunidades locales son esenciales para evitar conflictos sociales y legales que podrían afectar el proyecto.

Tabla 3.2 Aspectos Legales en el Proyecto

5.1.6 Ambiental

Dado que el Campo Ishpingo se encuentra en una región ecológicamente sensible, es fundamental evaluar cómo la inyección de agua caliente podría afectar la biodiversidad local, los recursos hídricos y la calidad del aire, es necesario implementar estrategias de mitigación y un plan de gestión ambiental robusto para minimizar los posibles efectos negativos, asegurando que

el proyecto no solo cumpla con las regulaciones ambientales, sino que también contribuya a la sostenibilidad a largo plazo de la región.

Aspecto Ambiental	Impacto en el Proyecto	Porcentaje de Impacto (%)	Descripción
Impacto en la Biodiversidad	Alto	40%	Eestudios de impacto ambiental detallados y aplicar medidas correctivas.
Uso de Recursos Hídricos	Muy Alto	35%	El proyecto requiere una gestión cuidadosa del agua para evitar la sobreexplotación de los recursos hídricos locales, lo que podría tener efectos adversos en el ecosistema.
Emisiones de Gases de Efecto Invernadero	Moderado	15%	Aunque el proyecto busca ser eficiente, las operaciones pueden generar emisiones que deben ser controladas para cumplir con los estándares ambientales y evitar contribuir al cambio climático.
Manejo de Residuos y Contaminantes	Moderado	10%	El manejo adecuado de los residuos generados y la prevención de la contaminación son esenciales para evitar dañar el entorno natural y la salud pública.

Tabla 3.3 Aspectos Ambientales en el Proyecto

5.2 Recomendaciones

- Realizar un seguimiento regular de la saturación de agua en el yacimiento para ajustar las estrategias de inyección, un aumento en la saturación de agua puede indicar la necesidad de ajustar el caudal de inyección o modificar la estrategia de inyección para optimizar la recuperación de petróleo.
- Ajustar el caudal de inyección basado en las propiedades de permeabilidad relativa (k_{ro} y k_{rw}) y la fracción de agua (f_w) para maximizar la eficiencia de la recuperación, asegúrate de que el caudal sea suficiente para mantener la presión del yacimiento sin causar una producción excesiva de agua.

- Utilizar los valores de permeabilidad relativa del petróleo (k_{ro}) y del agua (k_{rw}) para modelar y predecir el comportamiento del yacimiento durante la inyección, la variabilidad en la permeabilidad puede afectar la distribución del frente de agua y la eficiencia de la recuperación.
- Evaluar cómo la fracción de agua en el fluido afecta la producción y ajustar los parámetros de inyección para asegurar una adecuada relación entre el petróleo y el agua, las fracciones elevadas de agua pueden indicar problemas con el control del frente de agua.
- Analizar el índice de cambio de fracción de agua respecto a la saturación de agua para identificar tendencias y ajustar la estrategia de inyección, un incremento en dfw/dS_w puede indicar que la inyección de agua está afectando significativamente la saturación del yacimiento.
- Implementar modelos de simulación que integren estos parámetros para prever el impacto de diferentes estrategias de inyección, los modelos pueden ayudar a prever el comportamiento del yacimiento y ajustar las operaciones en consecuencia.
- Asegurarse de que la temperatura del fluido de inyección sea adecuada para la formación y el tipo de petróleo, la temperatura puede afectar la viscosidad del petróleo y la eficiencia de la recuperación.
- Revisar datos históricos de producción y parámetros de inyección para identificar patrones y ajustar las estrategias actuales.

ANEXOS

COLOCACIÓN DE CAPILARES PARA LA INYECCIÓN DE AGUA DE FORMACIÓN



CONECCION DEL MLE Y CONTINUÁN EL ARMADO RUTUNINARIO DEL EQUIPO BES



INSTALACIÓN DEL INTAKE UN CAPILAR PARA LA INYECCIÓN DE QUÍMICOS



SE COLOCA LA DESCARGA Y SUD DE CARGA DEL EQUIPO BES HACÍA LA
TUBERÍA PARA CONTINUAR EL RECORRIDO DANDO LA SALIDA CON 2
CAPILARES MÁS PARA LA INYECCIÓN DE AGUA DE FORMACIÓN DE SUPERFICIE
HACIA LA COLA DEL EQUIPO

