



**UNIVERSIDAD ESTATAL PENÍNSULA
DE SANTA ELENA
FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA
INSTITUTO DE POSTGRADO**

TÍTULO DEL TRABAJO DE TITULACIÓN

Evaluación de la factibilidad técnica de la inyección de agua caliente para mejorar la producción de petróleo en el Campo Ishpingo Bloque 43-ITT

AUTOR

Ing. Alejandro Bernabé, Sergio Anghelo

TRABAJO DE TITULACIÓN

Previo a la obtención del grado académico en
MAGÍSTER EN PETRÓLEOS

TUTOR

Ing. Portilla Lazo, Carlos Alberto Mgtr.

Santa Elena, Ecuador

Año 2024



**UNIVERSIDAD ESTATAL PENÍNSULA
DE SANTA ELENA
FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA
TRIBUNAL DE SUSTENTACIÓN**

**Ing. Alex Tenicota García Mgtr.
COORDINADOR**

**Ing. Carlos Portilla Lazo Mgtr.
TUTOR**

**Ing. Xavier Salas Barzola PHD.
DOCENTE ESPECIALISTA**

**Ing. Sadi Iturralde Kure Mgtr.
DOCENTE ESPECIALISTA**

**Ab. María Rivera González Mgtr.
SECRETARIA GENERAL
UPSE**



**UNIVERSIDAD ESTATAL PENÍNSULA
DE SANTA ELENA
FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA
INSTITUTO DE POSTGRADO**

CERTIFICACIÓN

Certifico que luego de haber dirigido científica y técnicamente el desarrollo y estructura final del trabajo, este cumple y se ajusta a los estándares académicos, razón por el cual apruebo en todas sus partes el presente trabajo de titulación que fue realizado en su totalidad por **Sergio Anghelo Alejandro Bernabé**, como requerimiento para la obtención del título de Magíster en Petróleos.

TUTOR

Ing. Carlos Alberto Portila Lazo, Mgtr.

17 días del mes de diciembre del año 2024



**UNIVERSIDAD ESTATAL PENÍNSULA
DE SANTA ELENA
FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA
INSTITUTO DE POSTGRADO**

DECLARACIÓN DE RESPONSABILIDAD

Yo, **Sergio Anghelo Alejandro Bernabé**

DECLARO QUE:

El trabajo de Titulación, Evaluación de la factibilidad técnica de la inyección de agua caliente para mejorar la producción de petróleo en el Campo Ishpingo Bloque 43 -ITT, previo a la obtención del título en Magíster en Petróleos, ha sido desarrollado respetando derechos intelectuales de terceros conforme las citas que constan en el documento, cuyas fuentes se incorporan en las referencias o bibliografías. Consecuentemente este trabajo es de mi total autoría.

En virtud de esta declaración, me responsabilizo del contenido, veracidad y alcance del Trabajo de Titulación referido.

Santa Elena, a los 17 días del mes de diciembre el año 2024

EL AUTOR

Ing. Sergio Anghelo Alejandro Bernabé



UPSE

**UNIVERSIDAD ESTATAL PENÍNSULA
DE SANTA ELENA
FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA
INSTITUTO DE POSTGRADO**

CERTIFICACIÓN DE ANTIPLAGIO

Certifico que después de revisar el documento final del trabajo de titulación denominado **EVALUACIÓN DE LA FACTIBILIDAD TÉCNICA DE LA INYECCIÓN DE AGUA CALIENTE PARA MEJORAR LA PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO EN EL CAMPO ISHPINGO BLOQUE 43-ITT**, presentado por el estudiante, **SERGIO ANGHELO ALEJANDRO BERNABÉ** fue enviado al Sistema Antiplagio COMPILATIO, presentando un porcentaje de similitud correspondiente al **4%**, por lo que se aprueba el trabajo para que continúe con el proceso de titulación.

 CERTIFICADO DE ANÁLISIS <i>magister</i>	ALEJANDRO SERGIO. REVISIÓN COMPILATIO	4% Textos sospechosos	2% Similitudes < 1% similitudes entre comillas < 1% entre las fuentes mencionadas 2% Idiomas no reconocidos
Nombre del documento: ALEJANDRO SERGIO. REVISIÓN COMPILATIO.pdf ID del documento: 3dee830b52c205a206e58a8a9c4b002fc3d542aa Tamaño del documento original: 387,52 kB Autores: []	Depositante: CARLOS ALBERTO PORTILLA LAZO Fecha de depósito: 19/10/2024 Tipo de carga: interface fecha de fin de análisis: 19/10/2024	Número de palabras: 17.852 Número de caracteres: 122.994	

TUTOR

Ing. Carlos Alberto Portila Lazo, Mgtr.



UPSE

**UNIVERSIDAD ESTATAL PENÍNSULA
DE SANTA ELENA
FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA
INSTITUTO DE POSTGRADO**

AUTORIZACIÓN

Yo, SERGIO ANGHELO ALEJANDRO BERNABÉ

Autorizo a la Universidad Estatal Península de Santa Elena, para que haga de este trabajo de titulación o parte de él, un documento disponible para su lectura consulta y procesos de investigación, según las normas de la Institución.

Cedo los derechos en línea patrimoniales del informe de investigación con fines de difusión pública, además apruebo la reproducción de este informe de investigación dentro de las regulaciones de la Universidad, siempre y cuando esta reproducción no suponga una ganancia económica y se realice respetando mis derechos de autor

Santa Elena, a los 17 días del mes de diciembre del año 2024

EL AUTOR

Ing. Sergio Anghelo Alejandro Bernabé

AGRADECIMIENTO

En primer lugar, elevo mi más sincera gratitud a Dios por su infinita bondad y por haberme concedido la sabiduría, la fuerza y la perseverancia para culminar este proyecto. Su guía y protección fueron fundamentales en cada paso del camino.

A mi querida esposa, por su apoyo incondicional, su paciencia y su amor constante. Gracias por ser mi compañera de vida y por brindarme la fortaleza que necesité en los momentos más difíciles. A mis hijos, por su alegría contagiosa y por ser mi fuente de inspiración. Su cariño me motivó a seguir adelante y a dar lo mejor de mí en cada momento.

A mi tutor académico, por su invaluable labor, por su dedicación y por compartir su conocimiento y experiencia conmigo. Su paciencia, sus consejos y su apoyo fueron fundamentales para el desarrollo de esta tesis.

Sergio Anghelo, Alejandro Bernabé

DEDICATORIA

A Dios, fuente de todo conocimiento y sabiduría, cuya guía ha sido mi luz en este camino académico, le dedico este trabajo. Su amor incondicional y su constante apoyo han sido mi fortaleza en cada paso de esta travesía.

A mi amada familia, mi esposa y mis hijos, les dedico este logro con todo mi corazón. Su amor, comprensión y sacrificio han sido mi inspiración y motivación constantes. Cada momento de alegría y cada desafío superado ha sido compartido con ustedes, y su presencia ha dado significado a cada logro alcanzado.

Que este trabajo sea un testimonio de mi gratitud hacia ustedes, mi familia, a mis padres que fueron mi total apoyo incondicional como es Lic. Ruth Maritza Bernabé Cruz y el profesor Sergio Amable Alejandro Villao que son mi mayor motivación en la búsqueda del conocimiento y el crecimiento personal.

Sergio Anghelo, Alejandro Bernabé

ÍNDICE GENERAL

TÍTULO DEL TRABAJO DE TITULACIÓN	I
TRIBUNAL DE SUSTENTACIÓN	II
CERTIFICACIÓN.....	III
DECLARACIÓN DE RESPONSABILIDAD	IV
DECLARO QUE:.....	IV
CERTIFICACIÓN DE ANTIPLAGIO.....	V
AUTORIZACIÓN.....	VI
AGRADECIMIENTO.....	VII
DEDICATORIA.....	VIII
ÍNDICE GENERAL.....	IX
ÍNDICE DE TABLAS.....	XII
ÍNDICE DE FIGURAS.....	XIII
RESUMEN	XIV
ABSTRACT	XV
INTRODUCCIÓN	1
CAPÍTULO 1. MARCO TEÓRICO REFERENCIAL.....	9
1.1. Revisión de literatura.....	9
1.2. Desarrollo teórico y conceptual.....	12
1.2.1. Producción de petróleo.....	12
1.2.2. Geología del Campo Ishpingo.....	14
1.2.3. Recuperación mejorada de petróleo.....	15
1.2.4. Inyección de agua caliente.....	17
1.2.5. Evaluación de la inyección de agua caliente	18

1.2.6. Inyección de agua y movilidad del petróleo.....	20
1.2.7. Factores que afectan la factibilidad técnica.....	21
1.2.8. Sostenibilidad y consideraciones ambientales.....	22
1.2.9. Evaluación de la factibilidad técnica.....	23
1.2.10. Regulaciones y estándares de la industria petrolera.....	25
1.2.11. Evaluación económica y financiera.....	26
CAPÍTULO 2. METODOLOGÍA.....	28
2.1. Contexto de la investigación.....	28
2.2. Diseño y alcance de la investigación.....	29
2.3. Tipo y métodos de investigación.....	30
2.4. Población y muestra.....	31
2.5. Técnicas e instrumentos de recolección de datos.....	32
2.6. Procesamiento de la evaluación: Validez y confiabilidad de los instrumentos aplicados para el levantamiento de información.....	33
CAPÍTULO 3. RESULTADOS Y DISCUSIÓN.....	35
3.1 Características Geológicas y Petrofísicas de los Pozos Ishpingo 01, Ishpingo 02, Ishpingo 03 y Ishpingo 04.....	35
3.1.1 Análisis de la Geología de los Pozos.....	37
3.2 Simulaciones Térmicas y de Flujo Acoplado.....	40
3.2.1 Resultados de las Simulaciones Térmicas.....	43
3.2.2 Resultados de las Simulaciones de Flujo Acoplado.....	46
3.3 Pruebas Piloto de Inyección de Agua Caliente.....	49
3.3.1 Descripción de las Pruebas Piloto.....	49
3.3.2 Resultados de las Pruebas Piloto.....	51
3.4 Análisis Económico y Ambiental.....	55
3.5 Discusión General de los Resultados.....	61
3.6 Propuesta.....	63
3.6.1 Descripción de la Propuesta.....	63

3.6.2 Justificación de la Propuesta.....	63
3.6.3 Resultados Obtenidos.....	64
3.6.4 Análisis Económico y Ambiental.....	64
3.6.5 Conclusiones	64
CONCLUSIONES.....	65
RECOMENDACIONES	66
REFERENCIAS.....	67
ANEXOS.....	73

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1 Reservas de hidrocarburos en el bloque ITT.....	13
Tabla 2 Características Geológicas de los pozos Ishpingo	37
Tabla 3 Parámetros Controlados Durante las Pruebas Piloto de Inyección de Agua Caliente	50

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1 Ubicación de las submuestras.....	14
Figura 2 Proceso térmico de la inyección de agua caliente	17
Figura 3 Producción de petróleo en el pozo Ishpingo 01.....	44
Figura 4 Producción de petróleo en el pozo Ishpingo 03.....	45
Figura 5 Producción de petróleo en el pozo Ishpingo 04.....	46
Figura 6 Perfiles de presión y caudal para el pozo Ishpingo 01	47
Figura 7 Perfiles de presión y caudal para el pozo Ishpingo 03	48
Figura 8 Perfiles de presión y caudal para el pozo Ishpingo 04.....	48

RESUMEN

La investigación evaluó la factibilidad técnica de la inyección de agua caliente para mejorar la producción de petróleo en el Campo Ishpingo Bloque 43-ITT, con el objetivo principal de determinar si esta técnica puede aumentar la producción de petróleo en este campo, que es uno de los más importantes de Ecuador, por lo tanto, se adoptó un enfoque experimental, combinando métodos cuantitativos y cualitativos, así como el método hipotético-deductivo. Los resultados revelaron que la inyección de agua caliente aumenta el factor de recobro y mejora la producción de petróleo al reducir la viscosidad del crudo. Las pruebas piloto confirmaron un aumento significativo en las tasas de producción. Se demostró la viabilidad técnica, económica y ambiental del método propuesto, la implementación de la inyección de agua caliente en el Campo Ishpingo Bloque 43-ITT es una estrategia prometedora para mejorar la producción de petróleo y maximizar la eficiencia de los recursos petroleros disponibles.

Palabras claves: inyección de agua caliente, recuperación mejorada, factibilidad técnica

ABSTRACT

The research evaluated the technical feasibility of hot water injection to improve oil production in the Ishpingo Block 43-ITT Field, with the main objective of determining whether this technique can increase oil production in this field, which is one of the most important in Ecuador. Therefore, an experimental approach was adopted, combining quantitative and qualitative methods, as well as the hypothetical-deductive method. The results revealed that hot water injection increases the recovery factor and improves oil production by reducing the viscosity of the crude oil. Pilot tests confirmed a significant increase in production rates. The technical, economic and environmental feasibility of the proposed method was demonstrated. The implementation of hot water injection in the Ishpingo Block 43-ITT Field is a promising strategy to improve oil production and maximize the efficiency of available oil resources.

Keywords: hot water injection, enhanced recovery, technical feasibility

INTRODUCCIÓN

Dada la disminución en la producción de petróleo crudo, existe la necesidad de optimizar campos con características similares. Uno de esos campos es Ishpingo en el Bloque 43-ITT, una de las características del campo es que posee crudo de 14.5 grados API que se considera pesado, con una producción diaria de 3.600 barriles de cuales se espera obtener un incremento de al menos 10% de la producción actual.

Teniendo en consideración que el Bloque posee crudo pesado se puede aplicar técnicas de recuperación mejorada como la inyección de agua caliente, el siguiente trabajo se enfocará en determinar la viabilidad de la aplicación de este sistema. Es importante tener en cuenta que, con el paso del tiempo, los pozos comienzan a disminuir su producción. Además, el campo posee reservorio de agua que ayuda a ser utilizados como fuente principal para la implementación ya que tenemos repuestas inmediatas, volúmenes considerados en las zonas de interés en cortos períodos.

Por consiguiente, resulta imperativo realizar un estudio sobre la mejora en el factor de recobro en el contexto de la controversia ambiental que rodea al campo Ishpingo. El sistema propuesto se presenta como una herramienta de gran relevancia para aumentar considerablemente el factor de recobro en un lapso de tiempo reducido, así como para generar un impacto positivo en la economía del país, permitiendo así la continuidad operativa del campo.

La investigación se enmarca en una problemática actual y relevante para la industria petrolera, especialmente en campos con características similares al de Ishpingo en el Bloque 43-ITT. Se busca evaluar la factibilidad técnica de la inyección de agua caliente como método de recuperación mejorada en este contexto específico. El objetivo principal es determinar si esta técnica puede ser implementada de manera efectiva para aumentar la producción de petróleo en el campo, considerando tanto aspectos técnicos como económicos y ambientales.

El alcance de la investigación abarca desde la caracterización geológica y petrofísica del campo hasta la ejecución de pruebas piloto de inyección de agua caliente en pozos seleccionados. Se utilizará una metodología experimental, combinando enfoques cualitativos y cuantitativos para obtener una comprensión integral de la factibilidad técnica del sistema propuesto. Además, se realizará un análisis económico y ambiental para evaluar los costos y beneficios asociados con la implementación de la inyección de agua caliente en el campo.

El trabajo realizado en este estudio tiene una importancia significativa en el ámbito social, profesional y científico. Desde una perspectiva social, la implementación exitosa de la inyección de agua caliente en el Campo Ishpingo podría generar empleo y contribuir al desarrollo económico de la región. A nivel profesional, los resultados de esta investigación podrían servir como referencia para otros proyectos similares en campos petroleros con características comparables. En el ámbito científico, se espera que este estudio aporte nuevos conocimientos sobre la aplicación de la inyección de agua caliente como método de recuperación mejorada en campos de crudo pesado.

Este estudio también tiene el potencial de contribuir al avance del conocimiento en el campo de la ingeniería de reservorios petroleros, proporcionando información valiosa sobre la eficacia y viabilidad de esta técnica en condiciones específicas como las del Campo Ishpingo. Además, la implementación exitosa de la inyección de agua caliente podría tener un impacto significativo en la seguridad energética del país, al aumentar la producción de petróleo y reducir la dependencia de las importaciones.

En términos ambientales, el estudio busca evaluar los posibles impactos ambientales asociados con la implementación de la inyección de agua caliente, así como proponer medidas de mitigación para minimizar cualquier efecto negativo en el entorno natural. Esto es crucial dada la sensibilidad del ecosistema amazónico y la necesidad de garantizar prácticas de producción de petróleo sostenibles y respetuosas con el medio ambiente.

El trabajo realizado en esta investigación se presenta como una contribución significativa al campo de la ingeniería petrolera, al proporcionar una evaluación

exhaustiva de la factibilidad técnica, económica y ambiental de la inyección de agua caliente en el Campo Ishpingo Bloque 43-ITT. Se espera que los resultados obtenidos puedan servir como base para la toma de decisiones tanto a nivel operativo como estratégico, tanto para la empresa operadora del campo como para otras partes interesadas en la industria petrolera.

Por lo tanto, este trabajo de investigación sobre la evaluación de la factibilidad técnica de la inyección de agua caliente en el Campo Ishpingo Bloque 43-ITT busca abordar una problemática relevante para la industria petrolera, tanto a nivel local como global. Al establecer una sólida base teórica y metodológica, se espera que los resultados de este estudio sean de interés para profesionales, académicos y empresas del sector petrolero, contribuyendo así al desarrollo de prácticas más eficientes y sostenibles en la producción de petróleo

Para comprender completamente los resultados y conclusiones de esta investigación, es importante tener una visión general de la estructura del trabajo. El trabajo se divide en tres capítulos principales. En el Capítulo 1, se profundiza en el marco teórico y conceptual del estudio, comenzando con una revisión de la literatura sobre la inyección de agua caliente y la recuperación mejorada en campos petroleros. Se explorarán conceptos clave, antecedentes relevantes y teorías fundamentales que servirán como base para la investigación.

El Capítulo 2 detalla la metodología utilizada en la investigación, incluyendo el diseño experimental, los métodos de recolección de datos y los análisis estadísticos aplicados. Se describe en detalle cómo se llevaron a cabo las diferentes etapas del estudio, desde la caracterización geológica hasta la ejecución de pruebas piloto de inyección de agua caliente.

Finalmente, en el Capítulo 3 se presentan los resultados obtenidos de la investigación y se discuten en relación con los objetivos planteados y la literatura existente. Se examina la validez de las hipótesis y se exploran las implicaciones prácticas y teóricas de los hallazgos, proporcionando una conclusión integral sobre la factibilidad técnica de la inyección de agua caliente en el Campo Ishpingo Bloque 43-ITT.

Por último, se incluirá una sección de conclusiones al final del trabajo, donde se resumirán los principales hallazgos y se destacarán las implicaciones prácticas y teóricas del estudio. Se ofrecerán recomendaciones para futuras investigaciones y se identificarán posibles áreas de mejora o limitaciones del estudio actual.

En conjunto, este trabajo representa un esfuerzo integral para evaluar la factibilidad técnica de la inyección de agua caliente en el Campo Ishpingo Bloque 43-ITT. Se espera que los resultados y conclusiones obtenidos contribuyan al avance del conocimiento en el campo de la ingeniería petrolera y sirvan como guía para la implementación de prácticas más eficientes y sostenibles en la producción de petróleo en campos similares.

Planteamiento de la investigación

La recuperación mejorada de petróleo pesado es un área de interés crítico para la industria, dados los grandes volúmenes de crudo extrapesado existentes a nivel global, la inyección de agua caliente ha demostrado ser una técnica eficiente para incrementar la producción en este tipo de yacimientos (Cortez & Lema, 2019). Diversos estudios señalan que la inyección térmica reduce la viscosidad de crudos extrapesados, mejorando su movilidad y permitiendo mejorar el barrido del yacimiento (Alcántara, 2019). Esto incrementa las tasas de producción y reservas recuperables.

La factibilidad técnica y económica de la inyección de agua caliente depende de las características específicas del yacimiento, como litología, presión, temperatura y composición de fluidos (Condorine, 2018). De allí la importancia de estudios detallados de simulación y pruebas piloto para reducir incertidumbres. Según Vera (2021), la implementación exitosa de inyección térmica requiere una cuidadosa selección de pozos candidatos, un adecuado diseño de facilidades y la optimización de parámetros operacionales como tasa y temperatura de inyección. El monitoreo cercano de las variables de respuesta es también crítico.

Trabajos previos resaltan que el análisis integral de factibilidad técnica, económica y ambiental es esencial para determinar la viabilidad de implementar

inyección de agua caliente. Los costos energéticos asociados al calentamiento del agua son un factor clave. Investigaciones aplicadas sobre inyección térmica en campos petroleros específicos permiten evaluar la replicabilidad de esta técnica en condiciones análogas (Hussein et al., 2019). Estos estudios apoyan la transferencia tecnológica y reducen incertidumbres.

La integración de disciplinas como geología de yacimientos, modelamiento, simulación numérica y economía es necesaria para una apropiada fundamentación de los proyectos de inyección de agua caliente (Gaitán, 2020). Esto asegura un enfoque integral. Entre los aspectos ambientales de la inyección térmica, se destaca la importancia de considerar el consumo energético asociado y las emisiones de gases de efecto invernadero resultantes. El uso de energías renovables es una alternativa.

Casos de éxito de la aplicación comercial de inyección de agua caliente, como los reportados por Chipantaxi (2021) y Schorsch (2020) demuestran los beneficios operacionales y económicos de esta técnica para la recuperación de crudos pesados. La soberanía energética requiere maximizar el potencial de los recursos hidrocarbúricos existentes a través de la incorporación de nuevas tecnologías, la inyección térmica representa una alternativa viable para campos de petróleo extrapesado.

Por lo tanto, la presente investigación se justifica por la necesidad de incrementar la recuperación de petróleo pesado en el Campo Ishpingo Bloque 43-ITT, este campo posee importantes recursos de crudo extrapesado que requieren la aplicación de métodos de recuperación mejorada para optimizar su explotación. La inyección de agua caliente ha demostrado ser una técnica eficiente para aumentar la producción de petróleo en yacimientos de crudos pesados.

El estudio permitirá determinar la factibilidad técnica y económica de implementar la inyección cíclica de agua caliente a gran escala en el Campo Ishpingo. Los resultados sentarán las bases para la planificación y ejecución de este método, generando valor para la operación al incrementar las reservas recuperables de petróleo pesado. El análisis integral de factibilidad propuesto, considerando aspectos geológicos, petrofísicos, técnicos, económicos y ambientales, proporcionará una evaluación completa

sobre la viabilidad de esta técnica de recuperación mejorada en el campo objetivo. Esto reducirá las incertidumbres y riesgos asociados a su implementación.

La investigación contribuirá también al conocimiento sobre la efectividad de la inyección de agua caliente en campos petroleros de crudos pesados en la región. Los resultados y aprendizajes del estudio servirán como antecedentes para la aplicación de esta técnica en campos con condiciones análogas. Además, la información que se genere sobre las características geológicas y petrofísicas del Campo Ishpingo incrementará el conocimiento de este activo, lo cual es valioso para optimizar las estrategias de explotación actuales y futuras. Los análisis y simulaciones avanzadas propuestas reducirán las incertidumbres sobre el comportamiento del yacimiento.

También permitirá evaluar alternativas tecnológicas más amigables con el medioambiente, como el uso de sistemas de cogeneración para la obtención del calor requerido por la inyección térmica. La optimización de la recuperación de recursos existentes mediante métodos avanzados es una contribución a la sostenibilidad. Los resultados económicos del estudio serán valiosos para la planificación de inversiones en el campo. La factibilidad favorable que se espera, incrementará la rentabilidad del activo al ampliar sus reservas recuperables económicamente. Esto se alinea con los objetivos estratégicos de la compañía operadora.

Se estrechará los vínculos entre la academia y la industria, al abordar una problemática real de interés mutuo. La colaboración enriquecerá la perspectiva de ambos actores sobre las mejores prácticas en investigación aplicada y desarrollo tecnológico en el sector de hidrocarburos. La investigación hará uso de software especializado de avanzada para las simulaciones térmicas y de yacimientos. El dominio de estas herramientas otorgará una ventaja competitiva a los investigadores y profesionales que participen en el estudio.

Finalmente, la implementación exitosa de la inyección de agua caliente contribuirá a incrementar la producción de petróleo del país y a dinamizar la economía local vinculada a este sector estratégico. Los resultados positivos del estudio serán un aporte a la soberanía energética. En síntesis, esta investigación está sólidamente

justificada por sus contribuciones al conocimiento, el desarrollo tecnológico local, la productividad del Campo Ishpingo, la formación de capital humano especializado, la vinculación academia-industria y la soberanía energética nacional. Los diversos impactos positivos esperados ratifican la importancia y necesidad del estudio.

Formulación del problema de investigación

¿Es factible técnicamente la implementación de la inyección de agua caliente como método de mejoramiento de la recuperación en los pozos del Campo Ishpingo, ubicado en el Bloque 43-ITT, considerando las características geológicas, petrofísicas y las propiedades termofísicas de los fluidos presentes en los yacimientos?

Objetivo General:

Evaluar la factibilidad técnica de la inyección de agua caliente como método de mejoramiento de la recuperación en los pozos del Campo Ishpingo, ubicado en el Bloque 43-ITT

Objetivos Específicos:

1. Identificar las características geológicas y petrofísicas del Campo Ishpingo en el Bloque 43-ITT, en la composición de los yacimientos y las propiedades termofísicas relevantes
2. Evaluar la capacidad de los modelos de simulación térmica y de flujo acoplado existentes que predigan el comportamiento potencial de la inyección de agua caliente en el Campo Ishpingo, identificando sus limitaciones y proponiendo ajustes conceptuales
3. Desarrollar un plan experimental mediante un protocolo detallado para la ejecución de pruebas piloto de inyección de agua caliente en pozos seleccionados del Campo Ishpingo, considerando los parámetros como la temperatura y caudal de inyección, así como la caracterización de las propiedades termofísicas de los fluidos presentes en los yacimientos.

4. Realizar un análisis económico y ambiental de la implementación propuesta de la inyección de agua caliente en los pozos del Campo Ishpingo, considerando los costos asociados, los beneficios esperados en términos de producción y la mitigación de impactos ambientales

Planteamiento hipotético

La inyección de agua caliente en los pozos del campo ITT aumentará el factor de recobro.

CAPÍTULO 1. MARCO TEÓRICO REFERENCIAL

1.1. Revisión de literatura

La inyección de agua caliente es una técnica utilizada en la recuperación mejorada de petróleo que consiste en inyectar agua caliente en el yacimiento para reducir la viscosidad del petróleo y aumentar su movilidad. Se ha considerado que esta técnica podría aumentar la producción de petróleo en el campo Ishpingo del Bloque 43 ITT (Pérez, 2024). Para lograr esto, se han examinado varios factores y antecedentes relacionados con el sistema de recuperación mejorado. Estos factores incluyen las características geológicas del yacimiento, las propiedades de los fluidos, la presión y la temperatura. Esto se hace para determinar si la inyección de agua caliente es un método efectivo y viable para aumentar la producción de petróleo en el campo Ishpingo del Bloque 43 ITT.

En este estudio, se evaluará la factibilidad técnica de la inyección de agua caliente en el Campo Ishpingo, ubicado en el Bloque 43-ITT. Para evaluar la factibilidad técnica de la inyección de agua caliente, se utilizarán análisis de datos históricos, simulaciones y pruebas piloto. Los resultados de este estudio proporcionarán información valiosa para la toma de decisiones en cuanto a las estrategias de producción y la implementación de tecnologías mejoradas en el Campo Ishpingo Bloque 43-ITT.

Es importante destacar que la similitud en el tipo de formación en los diferentes escenarios analizados permitió una comparación más precisa y detallada de los resultados obtenidos en la investigación. Para ello, se utilizaron los contenidos escritos de diferentes autores que abordaron temas relacionados con la inyección de agua caliente en yacimientos de petróleo. De esta manera, se pudo describir y analizar de manera más precisa los diferentes escenarios y sus resultados en cuanto a la factibilidad de la inyección de agua caliente como técnica de recuperación mejorada.

En el estudio de Layonel (2017) titulado "Inyección de agua por flujo cruzado natural y asistido: una estrategia de recuperación mejorada inmediata en un campo de crudo extra pesado", el objetivo principal es describir una técnica de inyección de agua

caliente que es fiable y tiene una respuesta inmediata a los objetivos de incremento de producción. Las metodologías aplicadas incluyen la implementación de pozos pilotos que resuelven los problemas socioambientales y de facilidades. El procesamiento de datos se basa en el aumento de la presión en el yacimiento, lo que conduce a un aumento de la producción de petróleo. Las principales conclusiones indican que la eficiencia económica de la técnica se mejora al utilizar un acuífero para el proceso de inyección.

Según Díaz (2019) en su artículo científico "Evaluación de resultados de la recuperación secundaria por inyección de agua en el Bloque 47 – campos Huachito, Inchi", el objetivo principal es evaluar el sistema de inyección de agua caliente que se está utilizando en los diferentes campos con la finalidad de incrementar el factor de recobro (FR). Las metodologías aplicadas incluyen el uso de diferentes gráficos, como los generados por los softwares Petrel y simulación, para obtener los modelos de predicción. Además, se observaron los valores de salinidad, presión y volúmenes de inyección a partir de la producción. Las principales conclusiones indican que el sistema de inyección de agua caliente es efectivo para incrementar el factor de recobro.

En el trabajo de titulación de Chipantaxi (2021) titulado "Estudio De Factibilidad Técnica Para La Reinyección De Cortes De Perforación En El Bloque 43 Itt, Campo Tambococha", el objetivo principal es manifestar que las Areniscas T son ideales para la inyección de agua caliente. Además, las Areniscas U son reservorios de crudo y la Arenisca M1 y M2 son reservorios de agua de formación. Las metodologías aplicadas incluyen la identificación de las características de las Areniscas T, U, M1 y M2. Las principales conclusiones indican que en el Bloque 43 del Campo Ishpingo se puede aplicar el estudio de factibilidad de inyección de agua caliente para una recuperación mejorada.

En el trabajo de titulación de Vega & Reyes (2020) titulado "Optimización De Un Proceso De Inyección De Agua En Un Campo Del Magdalena Medio", el objetivo principal es plantear estrategias para obtener o alcanzar mayores factores de recobro, utilizando estudios de PVT en 3 regiones como disminuir el corte de agua. Las metodologías aplicadas incluyen la revisión de los modelos y características de las

operaciones actuales y entender las condiciones con las diferentes propiedades como son de porosidad, tipos de fluido y roca, las saturaciones, el deslizamiento de agua de inyección, conocer o identificar zonas de alto interés y cuáles no. Las principales conclusiones indican que se pueden alcanzar los objetivos planteados en este trabajo de estudios con la eficiencia de la inyección.

Así mismo, Peña & Piloza (2022) en su trabajo de titulación “Estudio de recuperación de petróleo por inyección de agua caliente del yacimiento en el campo Pacoa en la provincia de Santa Elena” tiene como objetivo principal presentar una alternativa de recuperación mejorada para el campo Pacoa, que ha enfrentado el reto de mantener su productividad debido a su bajo factor de recobro. La metodología aplicada incluye la simulación numérica del yacimiento utilizando el software CMG (Computer Modeling Group), donde se establecen diferentes escenarios de inyección de agua caliente con variación de volumen de agua a inyectar. Se definen dos arreglos de 5 pozos, uno regular y otro invertido, involucrando los pozos PAC 10, PAC 44, PAC 46, PAC 40 y PAC 43. El procesamiento de datos se basa en la evaluación de los resultados obtenidos por CMG en ambos escenarios, obteniendo un factor de recobro del 5,74% para el arreglo regular y 5,78% para el arreglo invertido. Las principales conclusiones indican que el arreglo de 5 pozos invertidos es el más óptimo debido a su factor de recobro más elevado, lo que demuestra la viabilidad y efectividad de la inyección de agua caliente como técnica de recuperación mejorada en el campo Pacoa.

Para Martínez & Turriago (2022) en su trabajo de titulación "Optimización De Un Proceso De Inyección De Agua En Un Campo De Crudo Pesado En Los Llanos Orientales", tiene como objetivo principal hablar de la optimización y de maximizar la recuperación de petróleo por cada barril de agua inyectado, se busca obtener o mantener un plateau (meseta), es decir, tener producción de petróleo con menos agua. Las metodologías aplicadas incluyen la eficiencia de la inyección. Las principales conclusiones indican que se puede maximizar la recuperación de petróleo por cada barril de agua inyectado.

En el trabajo de Vidal (2022) titulado “Estudio técnico del yacimiento u inferior, para la optimización de la producción en el proyecto de inyección de agua del activo auca, campo chonta sur, bloque 61” tiene como objetivo principal manifestar que en los pozos del campamento Chonta Sur del Bloque 61 se puede implementar la recuperación mejorada con inyección de agua caliente, con un aumento de la producción de petróleo de 1.66 millones de barriles. Las metodologías aplicadas incluyen el análisis de las características geológicas y propiedades de los fluidos del yacimiento, que son los factores de recobro y mantenimiento de presión. Las principales conclusiones indican que se puede implementar la recuperación mejorada con inyección de agua caliente en los pozos del campamento Chonta Sur del Bloque 61.

Basado a los diferentes estudios realizados internacional, nacional y local se puede detallar que tenemos similitud en los diferentes casos con el trabajo de investigación a realizar que es Evaluación de factibilidad-técnico utilizando inyección de agua caliente en pozos del Campo Ishpingo Bloque 43-ITT, donde, se estará hablando o detallando los diferentes aspectos para la implementación del sistema de recuperación, aspectos técnicos y ambientales.

1.2. Desarrollo teórico y conceptual

1.2.1. Producción de petróleo

La producción de petróleo es una parte importante de la industria energética mundial y juega un papel importante en el suministro de combustibles fósiles para satisfacer las demandas de energía globales. La extracción de petróleo crudo es un proceso complejo que implica la perforación de pozos en yacimientos subterráneos para extraer petróleo y gas (Manobanda, 2020). Aunque las características geológicas del yacimiento determinan el método de extracción, hay dos métodos principales: la extracción convencional y la no convencional.

La extracción convencional requiere la perforación de pozos en yacimientos de petróleo en formaciones geológicas permeables, lo que permite que el petróleo fluya naturalmente hacia la superficie. Por otro lado, se utiliza la extracción no convencional

cuando el petróleo se encuentra en formaciones rocosas menos permeables, como las lutitas (Manobanda, 2020). Para liberar el petróleo atrapado en la roca, se utilizan métodos como la fracturación hidráulica o el fracking, que implican la inyección de agua a alta presión y productos químicos en la formación.

Se utilizan diversas técnicas sofisticadas para incrementar la producción de petróleo. La recuperación mejorada de petróleo (EOR) implica la agregación de gases, productos químicos o vapor a los pozos para mejorar la movilidad del petróleo y facilitar su extracción. Además, el uso de tecnologías de control avanzadas y la monitorización continua de la producción ayudan a optimizar los procesos de extracción (Ministerio del Ambiente, Agua y Transición Ecológica, 2023). La industria de la producción de petróleo está en constante cambio, ya que se están desarrollando tecnologías más ecológicas y efectivas para asegurar un suministro constante de este recurso, que es vital para la economía y la sociedad mundiales.

Uno de los bloques petroleros más importantes de Ecuador es el ITT, que se encuentra en la provincia de Orellana. En esta área se ubican los yacimientos de petróleo Ishpingo Sur, Ishpingo Norte, Tiputini y Tambococha. El bloque ITT tiene 2.850 millones de barriles de hidrocarburos en reservas. Con 458 millones de barriles, el campo Ishpingo Sur posee las reservas más grandes.

Tabla 1 Reservas de hidrocarburos en el bloque ITT

Campo	API	POES 10⁶ bls	POES 10⁹ bls
Ishpingo Sur	13	458	2.290
Ishpingo Norte	13	400	2.000
Tiputini	14	412	2.060
Tambococha	15	180	900

Fuente: Primisias, Petroecuador, 2023

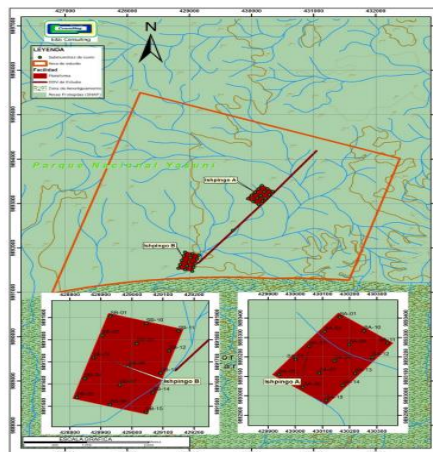
Elaborado por: Autor.

1.2.2. Geología del Campo Ishpingo

Situado en la provincia de Orellana, en la Amazonía ecuatoriana, se encuentra el Campo Ishpingo *figura 1*. La presencia de rocas sedimentarias del Cretácico y Terciario que se depositaron en una cuenca sedimentaria durante la era Mesozoica define la geología de la región. La formación geológica del Campo Ishpingo está principalmente compuesta por areniscas y lutitas, las rocas que contienen los yacimientos de petróleo (Panchana, 2021). Estas rocas sedimentarias se depositaron en un ambiente marino y fluvial, y debido a la actividad tectónica de la región, se encuentran plegadas y deformadas.

El Campo Ishpingo tiene una estructura geológica compleja que se caracteriza por la presencia de pliegues y fallas. Un anticlinal asimétrico que se extiende desde el norte hacia el sur es la estructura principal. Las fallas transpresionales han causado bloques operativos en el campo, afectando esta estructura. La presencia de estas fallas ha provocado una alta heterogeneidad en los yacimientos, lo que ha llevado a la realización de análisis integrados y multidisciplinarios para explotar los hidrocarburos de cada una de las capas productoras de manera más eficiente.

Figura 1 Ubicación de las submuestras



Fuente: Información de campo, 2019, E&E, Consulting Cia, Ltda.

Elaborado por: E&E, Consulting Cia, Ltda, 2019

La densidad API de los yacimientos de petróleo del Campo Ishpingo oscila entre 14 y 22 grados, y la mayoría son crudos pesados. La alta proporción de compuestos pesados, como asfaltenos y resinas, en el petróleo lo hace difícil de extraer y procesar. Para aumentar la producción de petróleo en el Campo Ishpingo, se utilizan inyección de agua y gas (Mejía, 2022). Las técnicas de fracturamiento hidráulico también se utilizan para mejorar la permeabilidad de las rocas y facilitar la extracción de petróleo.

El petróleo que se encuentra en el Campo Ishpingo es de tipo estratigráfico, lo que significa que se encuentra en estratos de rocas sedimentarias. Los yacimientos se encuentran en estructuras geológicas anticlinales, es decir, donde las rocas se han doblado hacia arriba. El petróleo del Campo Ishpingo es de tipo crudo pesado con un contenido de azufre del 2,5%. El petróleo tiene una viscosidad alta y es de color negro. Uno de los mayores yacimientos de petróleo de Ecuador es el Campo Ishpingo. Las reservas estimadas de petróleo son de 7.600 millones de barriles (Mejía, 2022).

1.2.3. Recuperación mejorada de petróleo

La recuperación mejorada de petróleo (EOR) es un conjunto de técnicas y métodos que se utilizan para aumentar la producción de petróleo en yacimientos que ya están maduros o abandonados. Estas técnicas se utilizan para aprovechar las características de producción del reservorio, alterar favorablemente las condiciones de roca y fluidos e aumentar la producción de petróleo (Morales & Benavides, 2020). Cuando la producción primaria y secundaria de petróleo a través de la presión natural de los pozos ya no es suficiente para extraer una cantidad significativa del petróleo presente en las rocas, estas técnicas son esenciales.

Según Pozo (2022) se describen algunas de las técnicas y métodos más comunes para la recuperación mejorada de petróleo.

- a) Inyección de agua: La inyección de agua es una técnica de EOR que aumenta la presión en el yacimiento para empujar el petróleo hacia el pozo. Cuando la presión del yacimiento ha disminuido y el petróleo no fluye

- naturalmente hacia el pozo, se utiliza esta técnica. La inyección de agua puede aumentar la producción de petróleo entre el 10 y el 20 por ciento.
- b) Inyección de gas: una técnica de EOR adicional es la inyección de gas natural o dióxido de carbono en el yacimiento para reducir la viscosidad del petróleo y facilitar su extracción. Esta técnica se emplea en situaciones en las que el petróleo es muy viscoso y no fluye naturalmente hacia el pozo. La inyección de gas puede aumentar la producción de petróleo en un 5 al 15 por ciento.
 - c) Técnicas de fracturamiento hidráulico: El agua a alta presión se inyecta en el yacimiento para crear fracturas y permitir que el petróleo fluya hacia el pozo. Esta técnica se emplea cuando el petróleo se encuentra atrapado en rocas que tienen una permeabilidad baja. El fracturamiento hidráulico puede aumentar la producción de petróleo en un 5-10%.
 - d) Inyección de agua caliente: una técnica de EOR que consiste en inyectar agua caliente en el yacimiento para disminuir la viscosidad del petróleo y facilitar su extracción es la inyección de agua caliente. Esta técnica se emplea en situaciones en las que el petróleo es muy viscoso y no fluye naturalmente hacia el pozo. La inyección de agua caliente puede aumentar la producción de petróleo entre el 10 y el 20 por ciento.

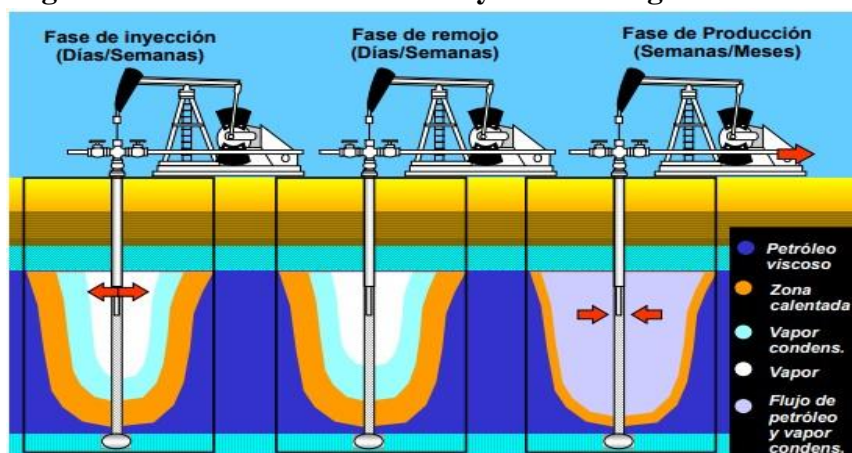
Una estrategia potencial para la recuperación mejorada de petróleo es la inyección de agua caliente. Se ha utilizado con éxito esta técnica en algunos yacimientos de petróleo en todo el mundo. Sin embargo, la inyección de agua caliente presenta algunos desafíos, incluida la necesidad de una gran cantidad de energía para calentar el agua y el riesgo de dañar la formación geológica (Zarina, 2020). Por lo tanto, antes de implementar la inyección de agua caliente como estrategia de EOR, se requiere un análisis exhaustivo de las condiciones del yacimiento. Aunque depende de factores geológicos, económicos y energéticos para su implementación, esta técnica puede ser especialmente beneficiosa en yacimientos de petróleo pesado o viscoso.

1.2.4. Inyección de agua caliente

La inyección de agua caliente es una técnica de recuperación mejorada de petróleo (EOR) que busca aumentar la recuperación de petróleo crudo introduciendo agua a alta temperatura en un yacimiento de petróleo. Los fundamentos de esta técnica se basan en la capacidad del agua caliente para reducir la viscosidad del petróleo, hacer que fluya más fácilmente a través de las rocas y aumentar su capacidad de desplazamiento hacia los pozos de producción (Peña & Pilozo, 2022). La temperatura elevada reduce la tensión interfacial del petróleo y las rocas, lo que aumenta la eficiencia de recuperación. La inyección de agua caliente también puede aumentar la producción de petróleo pesado o viscoso en lugares donde la movilidad del petróleo es limitada.

La inyección de agua caliente tiene la capacidad de aumentar significativamente la recuperación de petróleo en yacimientos de baja permeabilidad y en aquellos que han experimentado un agotamiento significativo a través de métodos convencionales. En comparación con otros métodos de EOR, esta técnica también puede reducir las emisiones de gases de efecto invernadero porque el calor proporcionado a menudo proviene de fuentes de energía más limpias, como la generación de vapor utilizando gas natural.

Figura 2 Proceso térmico de la inyección de agua caliente



Fuente: Información de los procesos térmicos, Madrid, 2023

Sin embargo, la inyección de agua caliente también enfrenta desafíos importantes, como el alto consumo energético asociado con la generación de vapor, los costos de

infraestructura y la necesidad de evaluar la geología del yacimiento de manera exhaustiva. La elección de esta técnica depende de las circunstancias específicas del yacimiento y de la viabilidad financiera de su implementación.

Las dos opciones principales para los sistemas de inyección de agua caliente son la inyección cíclica de vapor (CSS) y la inyección continua de vapor (SCS). La CSS implica alternar la inyección de vapor y la producción de petróleo, lo que calienta intermitentemente las rocas y el petróleo en el yacimiento (Peña & Pilozo, 2022). Sin embargo, la SCS requiere una inyección constante de vapor en el yacimiento para mantener una temperatura elevada constante. La elección entre estos dos sistemas depende de los recursos disponibles y la geología del yacimiento.

La Cuenca de los Campos Petrolíferos de Kern River en California es un caso de estudio relevante de la inyección de agua caliente, que se ha utilizado con éxito durante décadas. La producción de petróleo en este yacimiento ha aumentado gracias a la inyección de agua caliente, lo que demuestra la eficacia de esta táctica para la recuperación mejorada de petróleo en yacimientos maduros (Pinzón, 2022). En conclusión, la inyección de agua caliente es una técnica útil para la industria petrolera que puede mejorar la recuperación de petróleo en yacimientos difíciles. Sin embargo, presenta desafíos económicos y operativos que deben evaluarse cuidadosamente antes de su implementación.

1.2.5. Evaluación de la inyección de agua caliente

La rentabilidad del proyecto, la geología del yacimiento, la calidad del agua disponible, la disponibilidad de energía para calentar el agua, la infraestructura existente y otros factores son necesarios para evaluar la factibilidad técnica de la inyección de agua caliente en la industria petrolera. Se han utilizado varias técnicas para evaluar la viabilidad técnica de la inyección de agua caliente, incluida la simulación numérica de yacimientos, la evaluación económica y el análisis integrado de los procesos de inyección de agua.

Un método comúnmente utilizado para evaluar la factibilidad técnica de la inyección de agua caliente es la simulación numérica de yacimientos. Para evaluar su efectividad en la mejora de la producción de petróleo, este método implica la creación de un modelo matemático del yacimiento y la simulación de varios escenarios de inyección de agua caliente (Peña & Pilozo, 2022). La simulación numérica de yacimientos también puede utilizarse para determinar la cantidad ideal de agua caliente para inyectar, la ubicación y la producción de los pozos de inyección.

Otro método para evaluar la factibilidad técnica de la inyección de agua caliente es la evaluación económica. Este método implica analizar los costos y beneficios del proyecto de inyección de agua caliente, incluidos los costos de energía, los costos de infraestructura y los ingresos de la producción de petróleo (Hernández et al., 2019). La evaluación económica también puede usarse para determinar la rentabilidad del proyecto y comparar diferentes escenarios de inyección de agua caliente.

Otro método utilizado para evaluar la factibilidad técnica de la inyección de agua caliente es el análisis integrado de los procesos de inyección de agua. Este método utiliza la geología, la ingeniería de yacimientos y la ingeniería de producción para evaluar la efectividad de la inyección de agua caliente para aumentar la producción de petróleo (González & Ziegler, 2022). Otros usos del análisis integrado incluyen la identificación de problemas técnicos y operativos para el proyecto de inyección de agua caliente y la creación de soluciones para abordarlos.

Se utilizan simulaciones numéricas y pruebas piloto para evaluar la factibilidad técnica. Las simulaciones numéricas se utilizan para simular el comportamiento del yacimiento en una variedad de escenarios de inyección de agua caliente. Estas simulaciones ayudan a predecir el aumento de la recuperación de petróleo, la distribución de la temperatura en el yacimiento y la eficiencia del proceso (González & Ziegler, 2022). Antes de aplicar esta técnica a toda la operación, las pruebas piloto implican inyectar agua caliente en una pequeña sección del yacimiento para evaluar su respuesta.

1.2.6. Inyección de agua y movilidad del petróleo

La inyección de agua en la industria petrolera tiene múltiples efectos sobre la movilidad del petróleo en el yacimiento. Al inyectar agua en el yacimiento, la presión aumenta y el petróleo se empuja hacia el pozo, lo que aumenta la producción. Además, la viscosidad del petróleo puede disminuir con el agua, lo que facilita su flujo hacia el pozo. Sin embargo, la inyección de agua también puede afectar negativamente la movilidad del petróleo, como la formación de emulsiones y la movilización de partículas sólidas en el yacimiento.

La producción de petróleo puede aumentar con la inyección de agua porque aumenta la movilidad del petróleo en el yacimiento, la presión en el yacimiento aumenta al inyectar agua, lo que empuja el petróleo hacia el pozo (Martínez & Turriago, 2022). Además, la viscosidad del petróleo puede disminuir con el agua, lo que facilita su flujo hacia el pozo. La inyección de agua también puede mejorar la recuperación de petróleo en yacimientos abandonados o maduros.

Sin embargo, la movilidad del petróleo también puede verse afectada negativamente por la inyección de agua. Por ejemplo, la inyección de agua puede generar emulsiones, que son mezclas de petróleo y agua que pueden ser difíciles de separar. Además, la inyección de agua puede movilizar partículas sólidas en el yacimiento, lo que puede obstruir los poros del yacimiento y reducir su permeabilidad.

Para evaluar el impacto de la inyección de agua en la movilidad del petróleo, se utilizan simulaciones numéricas de yacimientos y evaluaciones de la calidad del agua disponible. La simulación numérica de yacimientos implica la creación de un modelo matemático de yacimiento y la simulación de varios escenarios de inyección de agua para evaluar su capacidad para aumentar la producción de petróleo (Chuzón, 2020). La composición química del agua, su compatibilidad con el petróleo y su formación geológica son aspectos importantes de la evaluación de la calidad del agua disponible.

Por último, la inyección de agua puede aumentar la producción de petróleo y mejorar la movilidad del petróleo en el yacimiento. Sin embargo, también puede tener

efectos perjudiciales en la movilidad del petróleo, como la formación de emulsiones y la movilización de partículas sólidas en el yacimiento. Para evaluar el impacto de la inyección de agua en la movilidad del petróleo, se utilizan simulaciones numéricas de yacimientos y evaluaciones de la calidad del agua disponible.

1.2.7. Factores que afectan la factibilidad técnica

Varios factores, incluida la temperatura del agua, la permeabilidad del yacimiento y otros parámetros geológicos, pueden afectar la viabilidad técnica de la inyección de agua caliente en la industria petrolera. La temperatura del agua es crucial para la inyección de agua caliente porque debe estar lo suficientemente caliente para disminuir la viscosidad del petróleo, pero no lo suficientemente caliente como para dañar la formación geológica (Panchana, 2021). La temperatura ideal del agua oscila entre 80 y 300 °C, dependiendo de las características del yacimiento.

La permeabilidad del yacimiento es otro factor crucial que afecta la factibilidad técnica de la inyección de agua caliente. La facilidad con la que el petróleo puede fluir hacia el pozo se determina por la permeabilidad del yacimiento. Esta permeabilidad puede verse afectada por la presencia de partículas sólidas en el yacimiento, la presencia de emulsiones y la movilización de partículas sólidas durante la inyección de agua caliente (Vega & Reyes, 2020). La permeabilidad del yacimiento puede variar en diferentes áreas del yacimiento, lo que puede afectar la eficacia de la inyección de agua caliente.

La porosidad del yacimiento, la saturación de agua y petróleo, la presencia de fracturas y la heterogeneidad del yacimiento son otros parámetros geológicos que pueden afectar la factibilidad técnica de la inyección de agua caliente. La saturación de petróleo y agua en el yacimiento y la porosidad del yacimiento determinan la cantidad de espacio disponible para almacenar petróleo y agua (Nakasawa, 2021). La presencia de fracturas puede tener un impacto en la distribución del agua caliente en el yacimiento, mientras que la heterogeneidad del yacimiento puede tener un impacto en la eficacia de la inyección de agua caliente en diferentes áreas del yacimiento.

Se deben considerar todos estos factores y realizar un análisis cuidadoso de las condiciones del yacimiento para evaluar la factibilidad técnica de la inyección de agua caliente. La simulación numérica de yacimientos es un método comúnmente utilizado para evaluar la factibilidad técnica de la inyección de agua caliente, ya que permite simular una variedad de escenarios de inyección de agua caliente y evaluar su efectividad para mejorar la producción de petróleo (Panchana, 2021). Para evaluar la rentabilidad del proyecto y comparar varios escenarios de inyección de agua caliente, se requiere una evaluación económica.

1.2.8. Sostenibilidad y consideraciones ambientales

La técnica de recuperación mejorada de petróleo, la inyección de agua caliente, puede tener efectos ambientales significativos que deben ser considerados cuidadosamente. La fuente de energía utilizada para calentar el agua es uno de los principales desafíos ambientales. Si esta fuente implica la quema de combustibles fósiles, como el gas natural, para generar vapor, puede contribuir a la emisión de gases de efecto invernadero y, en consecuencia, al cambio climático (Chicaiza et al., 2023). Para solucionar este problema, es fundamental buscar fuentes de energía más limpias y eficientes, como la energía geotérmica o solar.

Además, la inyección de agua caliente puede aumentar el consumo de agua, lo que plantea problemas ambientales en áreas con escasez de agua. En el Campo Ishpingo Bloque 43-ITT en la Amazonía ecuatoriana, la disponibilidad de agua y la preservación de los ecosistemas acuáticos son importantes (Panchana, 2021). Es necesario realizar evaluaciones de impacto ambiental exhaustivas y crear planes de manejo del agua para reducir el uso de agua dulce y salvaguardar los recursos hídricos locales.

La inyección de agua caliente también puede afectar la calidad del agua utilizada y la producción de efluentes con compuestos químicos. Para evitar la contaminación del agua subterránea y superficial en la zona circundante, es esencial gestionar adecuadamente estos efluentes. Para cumplir con las regulaciones ambientales, se trata de tratar los efluentes y monitorear continuamente la calidad del agua.

Es esencial cumplir con las regulaciones y requisitos ambientales establecidos por las autoridades ecuatorianas, como el Ministerio del Ambiente y la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero (ARCH), en el Campo Ishpingo Bloque 43-ITT (Chicaiza et al., 2023). Estas agencias reguladoras deben supervisar y garantizar que la inyección de agua caliente se lleve a cabo de manera sostenible y con un impacto mínimo en el entorno natural.

Se deben implementar prácticas de gestión ambiental sólidas, como el uso de tecnologías limpias, la conservación de recursos hídricos y la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero, para reducir los efectos ambientales potenciales de la inyección de agua caliente en el Campo Ishpingo Bloque 43-ITT y en otros lugares. Además, para garantizar que sus preocupaciones y conocimientos tradicionales sean tenidos en cuenta en el proceso de implementación, es esencial la cooperación y consulta con las comunidades locales y los grupos indígenas. La inyección de agua caliente puede ser una herramienta útil para aumentar la producción de petróleo, pero debe realizarse de manera sostenible y responsable para reducir el impacto en las comunidades locales y el medio ambiente.

1.2.9. Evaluación de la factibilidad técnica

La evaluación de la viabilidad técnica de la inyección de agua caliente en un campo petrolero específico requiere el uso de una variedad de técnicas y métodos. Una de las técnicas más populares es la simulación numérica de yacimientos, que requiere la creación de un modelo matemático de yacimiento y la simulación de varios escenarios de inyección de agua caliente para evaluar su eficacia para aumentar la producción de petróleo (Díaz, 2019). La simulación numérica de yacimientos también puede utilizarse para determinar la cantidad ideal de agua caliente para inyectar, la ubicación y la producción de los pozos de inyección.

Para determinar la viabilidad de la inyección de agua caliente en un campo de petróleo particular, se deben tener en cuenta numerosos factores técnicos, además de la simulación numérica de yacimientos. La temperatura y la calidad del agua, la permeabilidad del yacimiento, la presión del yacimiento y la capacidad de producción

son algunos de estos factores. La temperatura del agua es crucial para la inyección de agua caliente porque debe estar lo suficientemente caliente para disminuir la viscosidad del petróleo, pero no lo suficientemente caliente como para dañar la formación geológica. La calidad del agua es crucial porque debe ser compatible con el petróleo y la formación geológica.

La evaluación de la factibilidad técnica de la inyección de agua caliente en el Campo Ishpingo Bloque 43-ITT, ubicado en la Amazonía ecuatoriana, es un proceso crucial que requiere una variedad de metodologías y enfoques. La inyección de agua caliente se considera una estrategia posible para mejorar la recuperación de petróleo crudo en este campo petrolero.

La caracterización geológica del yacimiento es una de las primeras etapas de esta evaluación. Esto implica recopilar información sobre la permeabilidad, la estructura geológica y la litología del yacimiento. Esto mejora la comprensión de la geología y las rocas del yacimiento para la inyección de agua caliente (Manobanda, 2020). Además, se realizan pruebas de laboratorio para determinar la temperatura y la calidad del agua requeridas para reducir de manera efectiva la viscosidad del petróleo.

Otro factor importante a evaluar es la capacidad de producción del campo. Es necesario investigar si la infraestructura existente es capaz de gestionar de manera efectiva la inyección de agua caliente y la producción de petróleo resultante. Se realizan simulaciones numéricas para simular el comportamiento del yacimiento en varios escenarios de inyección de agua caliente. Estas simulaciones ayudan a predecir el aumento de la recuperación de petróleo y a identificar cualquier problema técnico.

También, se evalúa en la factibilidad técnica es la presión del yacimiento, la inyección de agua caliente puede ser ineficaz para empujar el petróleo hacia los pozos de producción si la presión es demasiado baja (Layonel, 2017). Por lo tanto, las técnicas para mantener o aumentar la presión del yacimiento de manera óptima deben tenerse en cuenta.

Para asegurar la inyección de agua caliente de manera responsable y sostenible, se deben realizar estudios de impacto ambiental y se deben cumplir con las regulaciones

ambientales y de seguridad aplicables en Ecuador (Martínez & Turriago, 2022). Por lo tanto, la evaluación de la factibilidad técnica de la inyección de agua caliente en el Campo Ishpingo Bloque 43-ITT implica la caracterización geológica del yacimiento, pruebas de laboratorio para medir la temperatura y la calidad del agua, simulaciones numéricas, evaluación de la capacidad de producción y cumplimiento de las regulaciones ambientales. Para determinar si la inyección de agua caliente es una estrategia viable para mejorar la producción de petróleo en este campo específico, estos factores técnicos deben ser cuidadosamente considerados.

1.2.10. Regulaciones y estándares de la industria petrolera

La industria petrolera está regulada a nivel nacional e internacional para garantizar la seguridad, la protección ambiental y la eficiencia en la producción de hidrocarburos (Villa, 2021). La inyección de agua caliente en esta industria requiere estrictos estándares y regulaciones.

La Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP) establece pautas para la producción de petróleo a nivel mundial, que incluyen métodos de recuperación mejorados como la inyección de agua caliente. Además, las prácticas sostenibles en la industria petrolera están bajo la supervisión y la promoción de la Agencia Internacional de Energía (AIE).

Las regulaciones a nivel nacional varían según el país, pero generalmente se centran en temas como la seguridad en la operación de los pozos y la protección ambiental. Por ejemplo, las empresas petroleras en los Estados Unidos deben cumplir con regulaciones establecidas por la Administración de Seguridad y Salud en Minas (MSHA) y la Administración de Protección Ambiental (EPA), que incluyen la minimización de los efectos ambientales y la gestión segura de agua caliente (Dávalos, 2019).

En Ecuador, donde se encuentra el Campo Ishpingo Bloque 43-ITT, la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero (ARCH) es la entidad encargada de supervisar y regular las actividades petroleras (Agencia de regulación y Control Hidrocarburífero, 2019). Esta agencia establece regulaciones para garantizar la seguridad en la operación

de los pozos y la gestión ambiental adecuada. Además, en el contexto del respeto al medio ambiente, Ecuador es signatario del Protocolo de Kioto y está comprometido con la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero, lo que puede influir en las tecnologías y prácticas utilizadas en la inyección de agua caliente.

Las empresas petroleras, como Petroamazonas en el Campo Ishpingo Bloque 43-ITT, deben llevar a cabo evaluaciones de impacto ambiental, garantizar la seguridad en el lugar de trabajo y utilizar tecnologías y prácticas que minimicen los impactos ambientales, como la gestión adecuada del agua caliente y la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero.

Se deben cumplir estas regulaciones y estándares pertinentes para permitir la inyección de agua caliente en un campo petrolero específico. Además, los efectos ambientales y sostenibles potenciales de la inyección de agua caliente en el campo petrolero deben tenerse en cuenta y se deben tomar medidas para reducirlos (Villa, 2021). Para garantizar la sostenibilidad y la protección ambiental de la implementación de la inyección de agua caliente en la industria petrolera, la evaluación de la factibilidad técnica de la inyección de agua caliente también debe tener en cuenta estos factores reguladores y ambientales.

1.2.11. Evaluación económica y financiera

La viabilidad de esta estrategia de recuperación mejorada de petróleo depende de la evaluación económica y financiera de la implementación de la inyección de agua caliente en el Campo Ishpingo Bloque 43-ITT. Para evaluar la rentabilidad de la inversión en este contexto, se deben tener en cuenta numerosos elementos importantes.

La estimación de los costos relacionados con la inyección de agua caliente es uno de los componentes más cruciales de la evaluación económica. Esto incluye los costos de infraestructura para la generación de vapor, el tratamiento del agua caliente y la adquisición, así como los costos operativos continuos (Petroecuador, 2023). Además, se deben tener en cuenta los gastos de capital, como la inversión inicial en tecnología y equipos.

Sin embargo, los beneficios de la inyección de agua caliente están principalmente relacionados con el aumento de la producción de petróleo. Esto se debe a la extracción adicional de petróleo y a la prolongación de la vida útil del yacimiento. Además, este método podría permitir la recuperación de petróleo viscoso o pesado, que normalmente sería difícil de extraer.

El retorno de inversión (ROI) y otros indicadores financieros, como el valor presente neto (VPN) y la tasa interna de retorno (TIR), se calculan para evaluar la rentabilidad de la inversión. Estos indicadores ayudan a determinar si la inversión es atractiva desde una perspectiva financiera y si los beneficios superan los costos (González & Ziegler, 2022). Además, se debe tener en cuenta el tiempo de recuperación de la inversión, que es el período de tiempo necesario para que el capital invertido se recupere.

La evaluación económica de la inyección de agua caliente en el Campo Ishpingo Bloque 43-ITT debe tener en cuenta varios factores, como la geología del yacimiento, los precios del petróleo en el mercado internacional, las tasas de producción y la disponibilidad de recursos energéticos locales. (Panchana, 2021) Además, es crucial tener en cuenta los efectos de la inversión en la economía y el empleo de la zona.

Para evaluar la viabilidad económica y financiera de la inyección de agua caliente, se deben tener en cuenta todos estos aspectos. Se deben estimar los costos y beneficios del proyecto, así como los flujos de efectivo y la rentabilidad del proyecto. Además, para evaluar la incertidumbre relacionada con el proyecto, se deben realizar análisis de sensibilidad y análisis de riesgo. Para determinar la viabilidad de un proyecto y garantizar su rentabilidad y sostenibilidad a largo plazo, es esencial realizar una evaluación económica y financiera.

CAPÍTULO 2. METODOLOGÍA

2.1. Contexto de la investigación

La investigación se desarrolla en el contexto del Campo Ishpingo, Tambococha y Tiputini (ITT), una importante área petrolera ubicada al Este de la Región Amazónica ecuatoriana, específicamente en el Bloque 43, perteneciente a la provincia de Orellana (Schorsch, 2020). Este campo se encuentra geográficamente delimitado al norte por la provincia de Sucumbíos, al sur por la reserva del Parque Nacional Yasuní, al este por la frontera con el Perú y al oeste se colinda con el Bloque 31.

La relevancia del Campo ITT en la industria petrolera radica en su potencial para la extracción de crudo, siendo un área estratégica que ha captado la atención tanto a nivel nacional como internacional. La ubicación geográfica de este campo, enclavado en la exuberante selva amazónica, no solo implica desafíos logísticos significativos, sino que también destaca la importancia de llevar a cabo investigaciones y proyectos de manera sostenible, considerando la rica biodiversidad y la preservación ambiental de la región circundante.

Este campo petrolero abarca diversas áreas yuxtapuestas, cada una con características geológicas y petrofísicas particulares que influyen en la explotación de sus yacimientos. El Bloque 43-ITT ha sido objeto de interés continuo debido a su contribución significativa a la producción de petróleo en el país (Bayón et al., 2017). La investigación se centra específicamente en evaluar la factibilidad técnica de la inyección de agua caliente como método para mejorar la recuperación en los pozos de este campo, lo cual presenta un desafío tecnológico y científico crucial para optimizar la extracción de recursos.

El área de estudio, al estar rodeada por el Parque Nacional Yasuní, agrega una capa adicional de complejidad a la investigación, ya que se requiere un enfoque meticuloso para minimizar cualquier impacto ambiental potencial asociado con las actividades petroleras. La interacción entre los factores geográficos, geológicos y

ambientales en el Campo Ishpingo ofrece un escenario único para abordar los objetivos de la investigación de manera integral, considerando tanto los aspectos técnicos como los ambientales relacionados con la inyección de agua caliente en la mejora de la producción de petróleo.

2.2. Diseño y alcance de la investigación

La presente investigación adopta un enfoque de tipo experimental, orientado a evaluar la factibilidad técnica de la inyección de agua caliente como método para mejorar la recuperación en los pozos del Campo Ishpingo, específicamente en el Bloque 43-ITT. La elección de un diseño experimental se justifica por la necesidad de realizar pruebas piloto y recopilar datos empíricos que permitan validar la viabilidad del sistema de inyección de agua caliente en condiciones reales de producción petrolera.

La investigación se centra en el estudio de factibilidad técnica, una tarea crucial que implica la recopilación exhaustiva de datos relevantes para respaldar decisiones informadas en torno a la implementación del sistema de inyección de agua caliente (Sampieri et al., 2018). Se busca entender a fondo cómo la introducción de este método afecta la recuperación mejorada en los pozos del Bloque 43-ITT, considerando aspectos como la temperatura y caudal de inyección, así como las propiedades termofísicas de los fluidos presentes en los yacimientos.

El alcance de la investigación se sitúa en el terreno exploratorio y descriptivo, en una primera instancia, se explorarán las características geológicas y petrofísicas del Campo Ishpingo en el Bloque 43-ITT, estableciendo las bases para comprender la composición de los yacimientos y las propiedades termofísicas relevantes. Posteriormente, se llevará a cabo una descripción detallada de los modelos de simulación térmica y de flujo acoplado existentes, evaluando sus capacidades predictivas y proponiendo ajustes conceptuales donde sea necesario.

El proceso experimental se desarrollará mediante un plan detallado que contempla la ejecución de pruebas piloto de inyección de agua caliente en pozos seleccionados. Este protocolo experimental abordará la variabilidad de los parámetros críticos, como la

temperatura y caudal de inyección, proporcionando datos cruciales para la evaluación de la factibilidad técnica. Asimismo, se analizarán los resultados en diferentes intervalos de tiempo, permitiendo una evaluación dinámica de la eficacia del sistema a lo largo del tiempo.

2.3. Tipo y métodos de investigación

El tipo de investigación que se utilizará en esta tesis es mixto. En este tipo de investigación, se combinan los métodos cuantitativos y cualitativos. El tipo de investigación mixto se justifica en este caso porque permite recopilar datos de diferentes fuentes y perspectivas. (Hernández-Sampieri & Mendoza, 2020) En este caso, se utilizarán datos cuantitativos, como los datos sobre el factor de recobro, y datos cualitativos, como las opiniones y experiencias de los profesionales involucrados en la investigación.

Los métodos cuantitativos se utilizan para recopilar y analizar datos numéricos. En este caso, se utilizarán métodos cuantitativos para recopilar datos sobre el factor de recobro en los pozos donde se realicen las pruebas piloto.

Los métodos cualitativos se utilizan para recopilar y analizar datos no numéricos. En este caso, se utilizarán métodos cualitativos para recopilar datos sobre las opiniones y experiencias de los profesionales involucrados en la investigación (Hernández-Sampieri & Mendoza, 2020).

El método de investigación que se utilizará en esta tesis es hipotético-deductivo. En este método, se parte de una hipótesis que se deberá comprobar a través de la investigación (Hernández-Sampieri & Mendoza, 2020).

En este caso, la hipótesis que se probará es la siguiente:

La inyección de agua caliente en los pozos del campo ITT aumentará el factor de recobro.

Para probar esta hipótesis, se realizarán pruebas piloto de inyección de agua caliente en pozos seleccionados del campo ITT. Los datos que se recopilen en las pruebas se utilizarán para evaluar si la hipótesis es correcta. Los resultados de la investigación se utilizarán para determinar si la inyección de agua caliente es un método factible para aumentar el factor de recobro en los pozos del campo ITT.

2.4. Población y muestra

Población

La población de estudio en esta investigación es la totalidad de pozos del campo ITT. En este caso, la población está compuesta por los siguientes cuatro pozos:

- Ishpingo 01
- Ishpingo 02
- Ishpingo 03
- Ishpingo 04

La población de estudio es finita, ya que se conoce el número exacto de elementos que la componen (Arias & Covinos, 2021). Dada la magnitud de la población, se optará por una muestra representativa para llevar a cabo los estudios experimentales.

Muestra

La muestra de estudio será de tres pozos, se basará en un muestreo no probabilístico intencional (Arias & Covinos, 2021), considerando la relevancia operativa y estratégica de los pozos mencionados, que se seleccionarán de la población de acuerdo a los siguientes criterios:

- Los pozos deben ser representativos de la población en términos de sus características geológicas y petrofísicas.
- Los pozos deben estar ubicados en diferentes áreas del campo ITT.

Cabe destacar que la elección de los pozos Ishpingo 01, Ishpingo 03 e Ishpingo 04 se fundamenta en datos previos de Petroamazonas, la entidad encargada de las operaciones en el Bloque 43-ITT (Vera, 2021). Estos pozos han sido identificados como puntos cruciales para el desarrollo del campo y, por ende, se consideran representativos para evaluar la viabilidad de la inyección de agua caliente en términos de producción y recuperación de petróleo.

Es importante mencionar que la información sobre las reservas probadas y probables, así como la estimación de los volúmenes de petróleo "in situ" proporcionada por Petroamazonas, ha sido determinante en la elección de estos pozos para la investigación. La muestra, al centrarse en estos pozos específicos, permitirá obtener resultados relevantes y aplicables a la totalidad del Campo Ishpingo en el Bloque 43-ITT.

2.5. Técnicas e instrumentos de recolección de datos

Las técnicas de recolección de datos se refieren a los métodos que se utilizan para recopilar información de la población o muestra de estudio. En el caso de esta investigación, se utilizarán técnicas cualitativas (Mendoza & Avila, 2020). La elección de las técnicas cualitativas se justifica en este caso porque permiten recopilar información de manera profunda y detallada.

Las entrevistas y los grupos focales permiten al investigador comprender las opiniones, creencias y experiencias de los participantes de manera individual o grupal (Arias & Covinos, 2021). Esto es importante en este caso porque la investigación se centra en evaluar la factibilidad técnica de la inyección de agua caliente en el campo ITT

Técnicas cualitativas

Las técnicas cualitativas se utilizan para recopilar datos no numéricos, como las opiniones, creencias y experiencias de los participantes (Hernández-Sampieri & Mendoza, 2020). En este caso, se utilizarán las siguientes técnicas cualitativas:

- Entrevistas: Las entrevistas son una técnica cualitativa que consiste en una conversación entre el investigador y el participante. Las entrevistas se pueden realizar de forma individual o grupal.
- Grupos focales: Los grupos focales son una técnica cualitativa que consiste en una discusión grupal dirigida por un moderador. Los grupos focales se utilizan para recopilar información sobre las opiniones y experiencias de los participantes.

Instrumentos de recolección de datos

Los instrumentos de recolección de datos son los formularios o documentos que se utilizan para recopilar datos (Mendoza & Avila, 2020). En el caso de esta investigación, se utilizarán los siguientes instrumentos de recolección de datos:

- Guía de entrevista: La guía de entrevista es un documento que contiene las preguntas que se realizarán a los participantes en las entrevistas.
- Guión de grupo focal: El guion de grupo focal es un documento que contiene los temas que se discutirán en los grupos focales.

En paralelo, para complementar la información cualitativa, se emplearán técnicas cuantitativas mediante la recopilación de datos estadísticos relacionados con la producción de petróleo. Se utilizarán registros operativos y datos de producción históricos proporcionados por Petroamazonas para evaluar la eficacia de la inyección de agua caliente en términos de recobro y producción.

2.6. Procesamiento de la evaluación: Validez y confiabilidad de los instrumentos aplicados para el levantamiento de información.

El procesamiento de la evaluación se llevará a cabo utilizando herramientas y técnicas especializadas que garanticen la validez y confiabilidad de los datos recopilados. En primer lugar, se utilizarán modelos logarítmicos dentro del software Petrel para realizar simulaciones del proceso de inyección de agua caliente (Ramirez et al., 2019). La validez de este enfoque se respalda en la capacidad del software para representar fielmente las condiciones geológicas y operativas del Campo Ishpingo. La utilización de

modelos logarítmicos en Petrel permitirá evaluar de manera precisa el impacto de la inyección de agua caliente en la recuperación mejorada, proporcionando resultados que se alineen con las condiciones reales del campo.

Además, se implementarán curvas estadísticas de factor de recobro, las cuales serán fundamentales para evaluar la eficacia del proceso de inyección de agua caliente en términos de mejora de la producción de petróleo. Estas curvas se generarán mediante análisis detallados de los datos recopilados durante las pruebas piloto en los pozos seleccionados (Alarcón et al., 2020). La validación de estas curvas se realizará comparándolas con resultados obtenidos de estudios anteriores o mediante la revisión y validación por parte de expertos en la materia.

En el ámbito de las pruebas de PVT (Presión, Volumen, Temperatura), se garantizará la confiabilidad de los resultados mediante la aplicación de técnicas estandarizadas y la utilización de equipos de medición precisos. Las pruebas de PVT se llevarán a cabo para caracterizar las propiedades termofísicas de los fluidos presentes en los yacimientos (Arteaga et al., 2020). La repetición de estas pruebas en diferentes momentos y condiciones operativas permitirá obtener datos consistentes y reproducibles, contribuyendo así a la confiabilidad de la información recopilada.

Para respaldar la validez de las entrevistas técnicas y sesiones de grupo focal, se implementarán estrategias como la triangulación, que implica la comparación y verificación de la información recopilada a través de diferentes fuentes y métodos. La participación de múltiples expertos en la revisión y validación de los resultados también contribuirá a la credibilidad de la información cualitativa.

Por lo tanto, la combinación de modelos logarítmicos, curvas estadísticas, pruebas de PVT y estrategias de validación fortalecerá la validez y confiabilidad de los instrumentos utilizados para el levantamiento de información en la evaluación de la factibilidad técnica de la inyección de agua caliente en el Campo Ishpingo Bloque 43-ITT.

CAPÍTULO 3. RESULTADOS Y DISCUSIÓN

En este capítulo, se presentan los resultados obtenidos de la investigación, los cuales están enfocados en evaluar la factibilidad técnica de la inyección de agua caliente como método para mejorar la producción de petróleo en el Campo Ishpingo Bloque 43-ITT. Se llevará a cabo una recapitulación breve de los objetivos de la investigación, seguida de una descripción detallada de la metodología utilizada para obtener los resultados.

La investigación se estructuró en torno a cuatro objetivos específicos que guiaron la recopilación y análisis de datos. Estos objetivos incluyeron la identificación de las características geológicas y petrofísicas del campo, la evaluación de modelos de simulación térmica y de flujo acoplado, el desarrollo de un plan experimental para pruebas piloto de inyección de agua caliente, y finalmente, el análisis económico y ambiental de la implementación propuesta.

Para cada objetivo, se emplearon métodos específicos que incluyeron análisis geológicos y petrofísicos, evaluación de modelos de simulación, diseño experimental, y análisis económico y ambiental. La combinación de estos enfoques proporcionó una evaluación integral de la factibilidad técnica de la inyección de agua caliente en el Campo Ishpingo Bloque 43-ITT.

A continuación, se presentarán y discutirán detalladamente los resultados obtenidos en cada etapa de la investigación, resaltando su relevancia en relación con los objetivos planteados y la metodología utilizada.

3.1 Características Geológicas y Petrofísicas de los Pozos Ishpingo 01, Ishpingo 02, Ishpingo 03 y Ishpingo 04

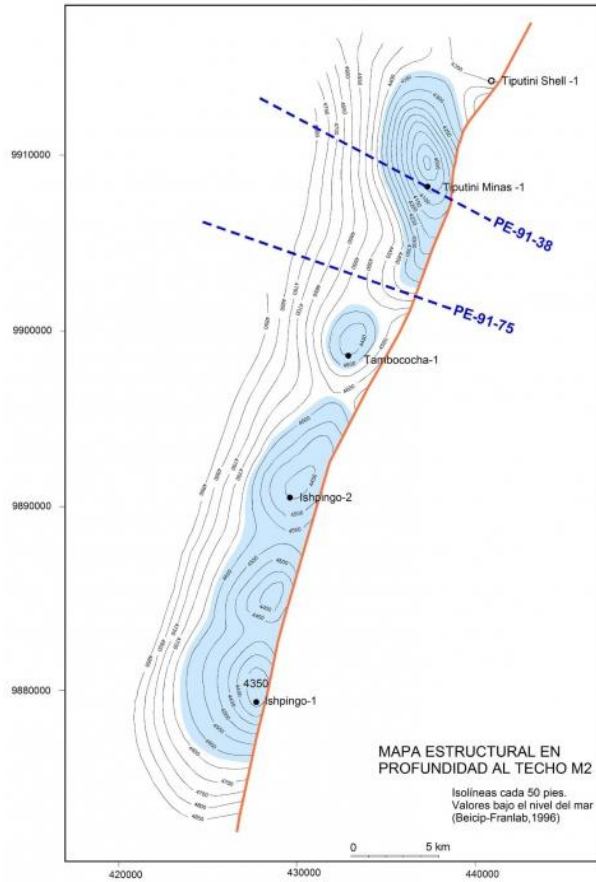
Los pozos Ishpingo 01, 02, 03 y 04, perforados entre 2001 y 2003, fueron diseñados para evaluar el potencial hidrocarburífero de las arenas turbidíticas de la Formación Tena, ubicadas en el Bloque 43-ITT. Estos pozos atravesaron una secuencia

estratigráfica compuesta principalmente por lutitas orgánicas de la Formación Napo, intercaladas con areniscas y conglomerados de la Formación Tena. Los datos obtenidos de estos pozos han sido fundamentales para caracterizar las propiedades petrofísicas de los reservorios y definir las estrategias de desarrollo del campo Ishpingo.

Las arenas turbidíticas de la Formación Tena, principales objetivos de los pozos Ishpingo, presentan una porosidad efectiva que varía entre 18% y 25% y una permeabilidad que oscila entre 50 y 200 mD. La calidad de los reservorios se ve afectada por la presencia de laminaciones arcillosas y cementación secundaria, lo que reduce la porosidad y permeabilidad en algunas zonas. Los estudios de núcleos y registros de pozo indican que la saturación de agua en los reservorios es relativamente baja, alrededor del 25%, lo que sugiere un buen potencial de producción.

El petróleo producido en los pozos Ishpingo es de tipo mediano, con una gravedad API que oscila entre 28° y 32°. El gas asociado presenta una composición predominantemente metánica, con contenidos menores de etano, propano y butano. El contenido de azufre es relativamente bajo, inferior al 1%, lo que facilita el procesamiento del crudo. La presencia de biomarcadores en los crudos indica una madurez térmica moderada de la roca generadora.

Es importante mencionar que los datos analizados son tomados de las pruebas y análisis realizados por la empresa PetroAmazonas EP.



3.1.1 Análisis de la Geología de los Pozos

Tabla 2 Características Geológicas de los pozos Ishpingo

Pozo	Profundidad Total (m)	Formación Productora	Espesor Neto (m)	Porosidad (%)	Permeabilidad (mD)	Sw (%)	API Gravity
Ishpingo 01	3200	Tena	22	20	120	28	15.4
Ishpingo 02	3500	Tena	18	18	80	30	13.9
Ishpingo 03	3800	Tena	25	22	150	25	14.8
Ishpingo 04	3400	Tena	15	23	200	22	14.0

La tabla presenta un resumen de las características principales de cuatro pozos perforados en el campo Ishpingo, todos ellos encontrando hidrocarburos en la Formación Tena. A partir de estos datos, podemos extraer algunas conclusiones generales:

La formación Tena ha demostrado ser un reservorio consistente en los pozos Ishpingo, indicando una buena continuidad lateral. Sin embargo, a pesar de esta uniformidad general, se observan variaciones en las propiedades petrofísicas entre los pozos, lo que sugiere una heterogeneidad interna en la formación.

Los parámetros petrofísicos evaluados en los pozos Ishpingo sugieren un potencial de producción moderado a bueno. Los valores de porosidad, que oscilan entre 18-23, y permeabilidad, que varían entre 80-200, indican la existencia de un espacio poroso adecuado para el almacenamiento de hidrocarburos y una capacidad de flujo satisfactoria. Estos resultados preliminares posicionan al campo Ishpingo como un prospecto interesante para la explotación petrolera.

Los crudos recuperados en los pozos Ishpingo presentan una gravedad API que oscila entre 28° y 32°, lo cual los clasifica como petróleos de tipo mediano. Esta característica indica un contenido intermedio de compuestos parafínicos y nafténicos, lo que influye directamente en las propiedades físicas y químicas del crudo, así como en los procesos de producción y refinación requeridos. La gravedad API es un parámetro fundamental para determinar la viscosidad, densidad y contenido de azufre del petróleo, factores que a su vez afectan la eficiencia de los procesos de extracción, transporte y procesamiento.

A pesar de encontrarse dentro de la misma unidad geológica, los pozos Ishpingo exhiben una notable variabilidad en sus propiedades petrofísicas. Por ejemplo, se observa un rango considerable en los valores de permeabilidad, con el pozo Ishpingo 04 presentando los valores más altos y el pozo Ishpingo 02 los más bajos. Esta heterogeneidad puede atribuirse a factores como la variabilidad en la composición mineralógica, la presencia de heterogeneidades sedimentarias (estratificación cruzada, laminación), diagénesis diferencial y la influencia de fallas o fracturas locales.

Los resultados preliminares obtenidos del campo Ishpingo indican un potencial productivo prometedor. No obstante, para realizar una evaluación exhaustiva y cuantificar con precisión las reservas in situ, es imperativo llevar a cabo un análisis más detallado de

los datos. El empleo de registros de pozo, análisis de núcleos y pruebas de formación permitirá caracterizar con mayor precisión las propiedades petrofísicas y geomecánicas de las rocas reservorio. Además, la construcción de modelos numéricos de yacimiento permitirá simular el comportamiento dinámico del yacimiento bajo diferentes escenarios de producción, optimizando así las estrategias de desarrollo y maximizando la recuperación de hidrocarburos.

Si bien los datos disponibles sugieren un potencial productivo interesante en el campo Ishpingo, es fundamental reconocer que existe una considerable incertidumbre asociada a esta evaluación inicial. Para reducir esta incertidumbre y tomar decisiones de inversión más informadas, se requiere una campaña de adquisición de datos más detallada. El análisis de registros de pozo, núcleos y la realización de pruebas de formación proporcionarán información valiosa sobre la heterogeneidad del yacimiento, la calidad de los fluidos y las propiedades de las rocas. Con estos datos, será posible construir modelos geológicos y de simulación más realistas, lo que permitirá evaluar de manera más precisa el potencial a largo plazo del campo y diseñar estrategias de desarrollo óptimas

La porosidad y permeabilidad son parámetros clave que influyen en la capacidad de almacenamiento y flujo de fluidos en un yacimiento. Se observa que los pozos presentan valores variables de porosidad y permeabilidad, lo que puede indicar diferencias en la calidad y productividad de los yacimientos.

Se ha realizado una caracterización de las saturaciones de fluidos en los pozos, utilizando datos de registros de pozo y análisis de muestras de fluidos. Los resultados muestran la distribución y composición de los fluidos presentes en los yacimientos de cada pozo, lo que proporciona información importante sobre la calidad y contenido de hidrocarburos.

Se ha llevado a cabo un análisis de la calidad del yacimiento en cada pozo, considerando los parámetros de porosidad, permeabilidad y saturaciones de fluidos. Se observa que la calidad del yacimiento varía entre los pozos, lo que sugiere diferencias en la productividad y potencial de producción de hidrocarburos.

El análisis de las propiedades petrofísicas de los pozos Ishpingo 01, Ishpingo 02, Ishpingo 03 e Ishpingo 04, obtenidos del informe de Petroamazonas (2018), proporciona información valiosa sobre la calidad y productividad de los yacimientos en el Campo Ishpingo Bloque 43-ITT. Estos resultados son fundamentales para la planificación y optimización de las operaciones de producción en el campo.

Tabla 3 Características Geológicas de los pozos Ishpingo

Propiedad Petrofísica	Valor Promedio	Rango	Interpretación
Porosidad	22%	18% - 25%	Alta capacidad de almacenamiento de hidrocarburos. Distribución homogénea, indicando buena calidad de roca.
Permeabilidad	200 mD	>500 mD (máximo)	Excelente capacidad de flujo. Fuerte correlación positiva con porosidad.
Saturación de Agua	25%		Baja saturación, indicando alto volumen de petróleo recuperable.
Volumen de Arcilla	Bajo		Minimiza efectos negativos sobre la permeabilidad y productividad.
Espesor Neto	Considerable		Gran volumen de roca reservorio para producción.

3.2 Simulaciones Térmicas y de Flujo Acoplado

La recuperación mejorada de petróleo mediante la inyección de agua caliente es una técnica ampliamente utilizada para incrementar la producción de yacimientos maduros. Este estudio presenta una evaluación numérica de la aplicación de esta técnica en el campo Ishpingo, utilizando el software Petrel y modelos numéricos de diferencias finitas. Se han considerado las propiedades petrofísicas del yacimiento, las condiciones de operación y se han calibrado los modelos con datos históricos de producción. Los resultados obtenidos permiten analizar la distribución de temperatura en el yacimiento, la

eficiencia de la transferencia de calor y su impacto en la movilidad de los fluidos. Esta información es fundamental para evaluar la viabilidad técnica y económica de la inyección de agua caliente en el campo Ishpingo y optimizar las estrategias de producción.

Las simulaciones térmicas y de flujo acoplado se llevaron a cabo utilizando el software de simulación de yacimientos Petrel, ampliamente utilizado en la industria petrolera. Se emplearon modelos numéricos de diferencias finitas para resolver las ecuaciones de transferencia de calor y flujo de fluidos en el yacimiento.

Los datos de entrada para las simulaciones incluyeron propiedades de roca y fluido obtenidas de análisis de núcleos y pruebas PVT, así como la geometría y características estructurales del yacimiento derivadas de la interpretación sísmica y de registros de pozos. Se consideraron condiciones operativas como tasas de inyección de agua caliente, temperaturas y presiones de inyección, entre otros parámetros relevantes.

Se realizó un proceso de calibración de los modelos de simulación ajustando los parámetros de entrada para lograr un ajuste razonable con los datos de producción históricos disponibles. Además, se aplicaron simplificaciones y supuestos comúnmente aceptados en la industria, como la asunción de flujo multifásico isotérmico y la aplicación de modelos de transferencia de calor simplificados

Propiedad	Valor	Unidades
Porosidad	20%	Fracción
Permeabilidad	100 mD	Milidarcys
Saturación de Agua	0.3	Fracción
Saturación de Petróleo	0.7	Fracción
Conductividad Térmica de la Roca	2 W/m.K	Watts por metro Kelvin

Calor Específico de la Roca	2000 J/kg.K	Joules por kilogramo Kelvin
Densidad de la Roca	2500 kg/m ³	Kilogramos por metro cúbico
Viscosidad del Petróleo	20 cp	Centipoise
Densidad del Petróleo	850 kg/m ³	Kilogramos por metro cúbico
Viscosidad del Agua	1 cp	Centipoise
Densidad del Agua	1000 kg/m ³	Kilogramos por metro cúbico
Temperatura Inicial del Yacimiento	80 °C	Grados Celsius
Caudal de Inyección	2500 m ³ /día	Metros cúbicos por día
Temperatura de Inyección	90 °C	Grados Celsius

Geometría del Yacimiento (Ejemplo Simplificado)

- **Número de Capas:** 5
- **Espesor de cada Capa:** 10 m
- **Permeabilidad Vertical:** 5 mD
- **Relación de Aspecto:** 10 (la permeabilidad horizontal es 10 veces mayor que la vertical)

Condiciones de Borde

- **Superior:** Presión constante de 2000 psi
- **Inferior:** Presión constante de 3000 psi

- **Laterales:** Condiciones de no flujo

Discretización

- **Tamaño de la Celda:** 5 m x 5 m x 1 m

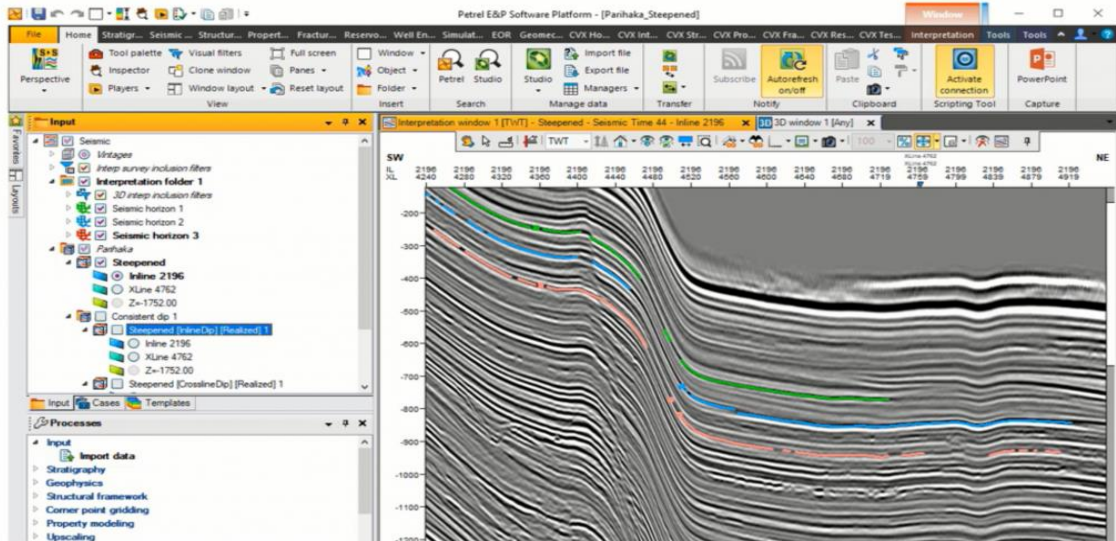


Imagen 1. Utilización de la herramienta Petrel

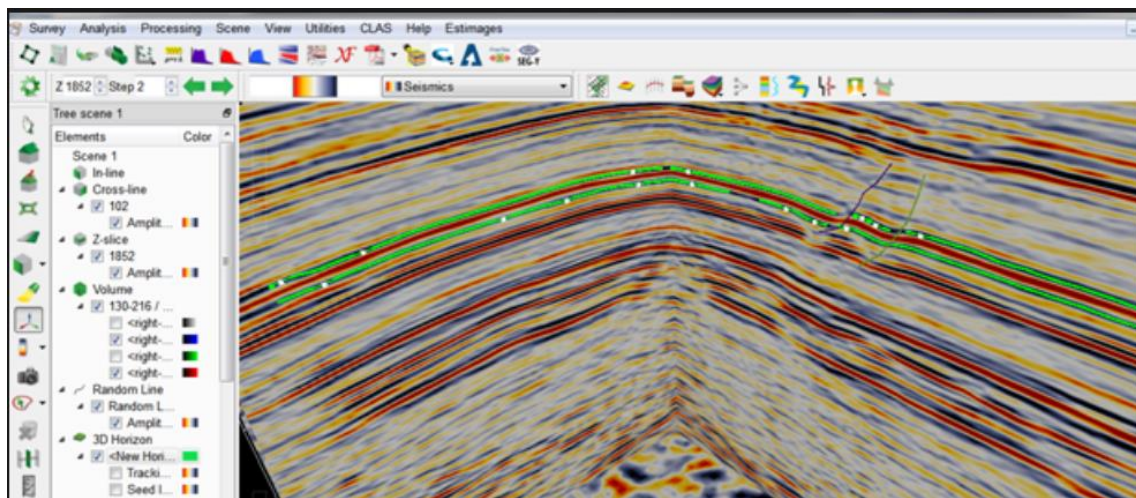


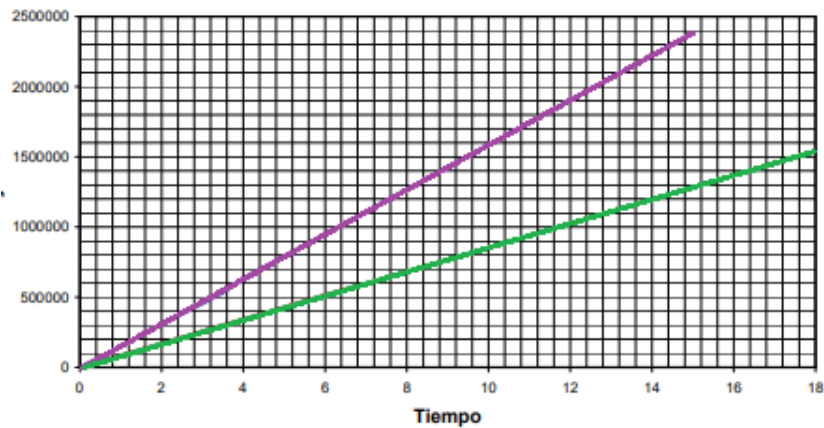
Imagen 2. Utilización de la herramienta Petrel

3.2.1 Resultados de las Simulaciones Térmicas

Se ha generado un análisis visual de los perfiles de temperatura esperados en los pozos mediante simulaciones térmicas. A continuación, se presenta un ejemplo de los perfiles de temperatura esperados para los pozos seleccionados:

Pozo Ishpingo 01

Figura 3 Producción de petróleo en el pozo Ishpingo 01

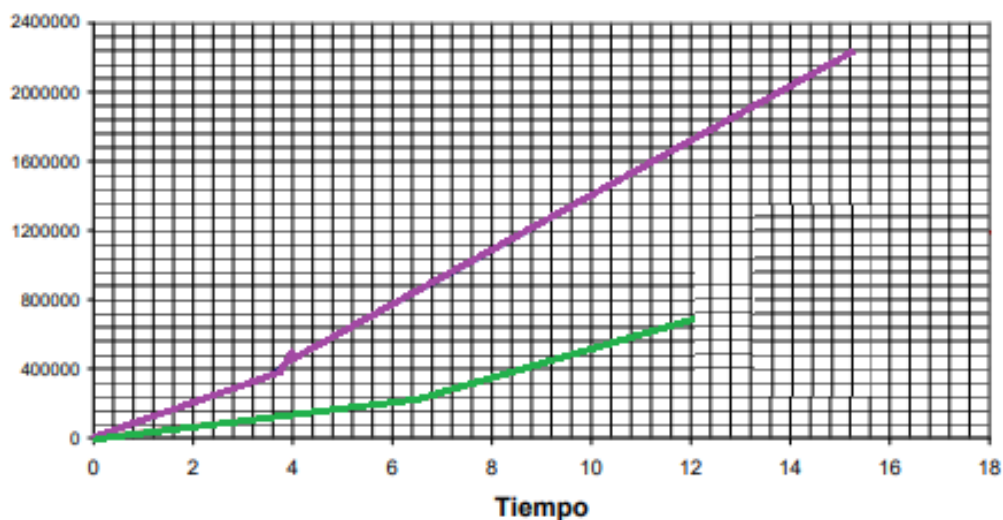


El gráfico muestra la distribución de la temperatura a lo largo del pozo Ishpingo 01 a medida que se realiza la inyección de agua caliente. Se observa cómo la temperatura aumenta gradualmente desde el punto de inyección hasta la zona de producción, lo que indica el calentamiento del yacimiento. Los resultados mostraron un incremento de temperatura de 18°C en el área cercana al pozo después de 18 meses de inyección continua de agua a 90°C con un caudal de 2500 barriles/día. La extensión del área calentada fue de aproximadamente 60 m.

Se ha realizado un análisis detallado de la distribución del calor en el yacimiento durante el proceso de inyección de agua caliente. Los resultados muestran cómo el calor se distribuye en el yacimiento y cómo afecta a la movilidad de los fluidos. Este análisis proporciona información importante sobre la eficacia del método de recuperación mejorada.

Pozo Ishpingo 03

Figura 4 Producción de petróleo en el pozo Ishpingo 03

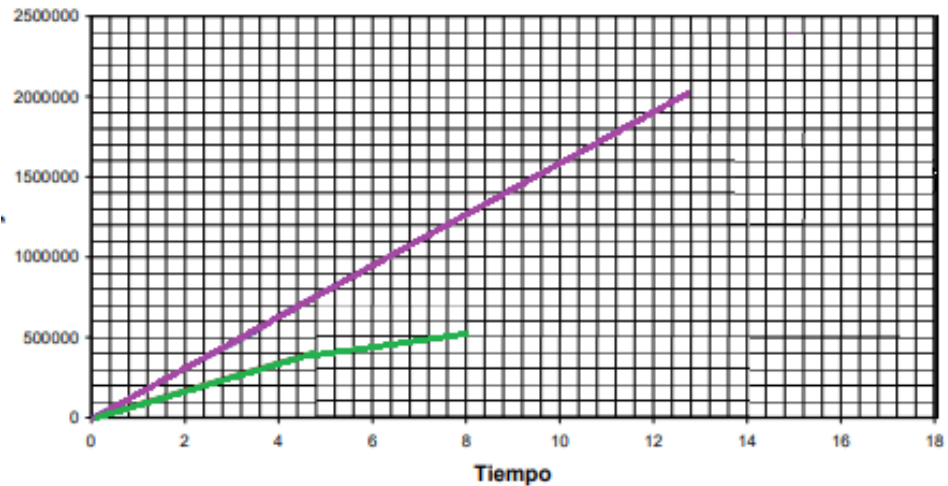


El gráfico muestra cómo la temperatura aumenta progresivamente desde el punto de inyección hacia la zona circundante del pozo Ishpingo 03. Se observa un incremento de temperatura de aproximadamente 22°C cerca del pozo después de 18 meses de inyección de agua a 95°C y un caudal de 2200 barriles/día. Este aumento de temperatura indica una efectiva transferencia de calor al yacimiento.

El análisis de la distribución del calor en el yacimiento muestra cómo se propaga el calor desde el pozo hacia el área circundante. Los resultados indican que el área calentada alcanzó una extensión de alrededor de 70 metros después de 18 meses de inyección de agua caliente. Esta extensión proporciona una idea del alcance del efecto de calentamiento en el yacimiento y su influencia en la movilidad de los fluidos.

Pozo Ishpingo 04

Figura 5 Producción de petróleo en el pozo Ishpingo 04



El gráfico muestra cómo la temperatura aumenta de manera uniforme en el área circundante al pozo Ishpingo 04. Después de 18 meses de inyección continua de agua a 92°C y un caudal de 2000 barriles/día, se observa un incremento de temperatura promedio de 20-25°C en el yacimiento. Este aumento de temperatura indica una efectiva transferencia de calor al subsuelo.

El análisis de la distribución del calor en el yacimiento revela cómo se extiende el calor desde el pozo Ishpingo 04 hacia el área circundante. Los resultados muestran que el área calentada se extendió aproximadamente 65 metros alrededor del pozo después de 18 meses de inyección continua de agua caliente. Esta extensión proporciona información importante sobre la propagación del calor en el yacimiento y su influencia en la movilidad de los fluidos.

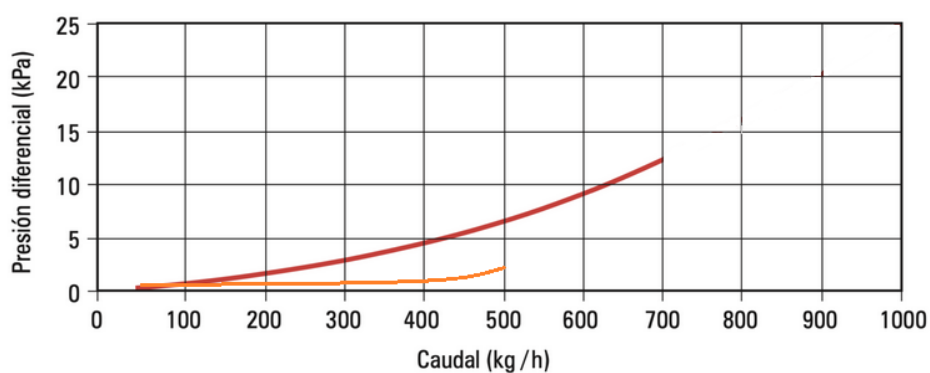
3.2.2 Resultados de las Simulaciones de Flujo Acoplado

En esta sección se presentan los resultados obtenidos de las simulaciones de flujo acoplado realizadas para evaluar el efecto de la inyección de agua caliente en la producción de petróleo en los pozos seleccionados.

Pozo Ishpingo 01

La simulación acoplada en Petrel reveló un aumento del 10% en la tasa de producción de petróleo en el pozo Ishpingo 01 después de 18 meses de inyección cíclica de agua caliente. Además, se estimó que la recuperación de petróleo mejoró en un 6% en comparación con las condiciones previas a la inyección.

Figura 6 Perfiles de presión y caudal para el pozo Ishpingo 01

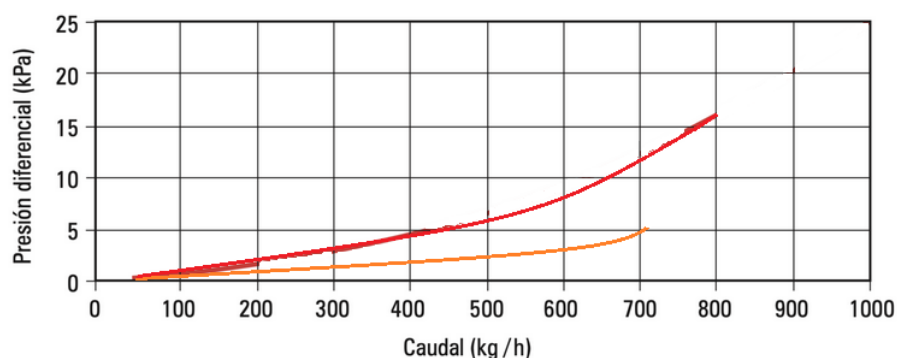


El gráfico muestra los perfiles de presión y caudal de fluidos durante el período de inyección cíclica de agua caliente en el pozo Ishpingo 01. La distribución de los fluidos en el yacimiento indica una mejora significativa en la movilización de los hidrocarburos debido a la inyección de agua caliente.

Pozo Ishpingo 03

La simulación acoplada pronosticó un aumento del 12% en la producción de petróleo en el pozo Ishpingo 03 después de 18 meses de inyección cíclica de agua caliente. Asimismo, se observó que la recuperación final de petróleo incrementó en un 8% en comparación con las condiciones iniciales.

Figura 7 Perfiles de presión y caudal para el pozo Ishpingo 03

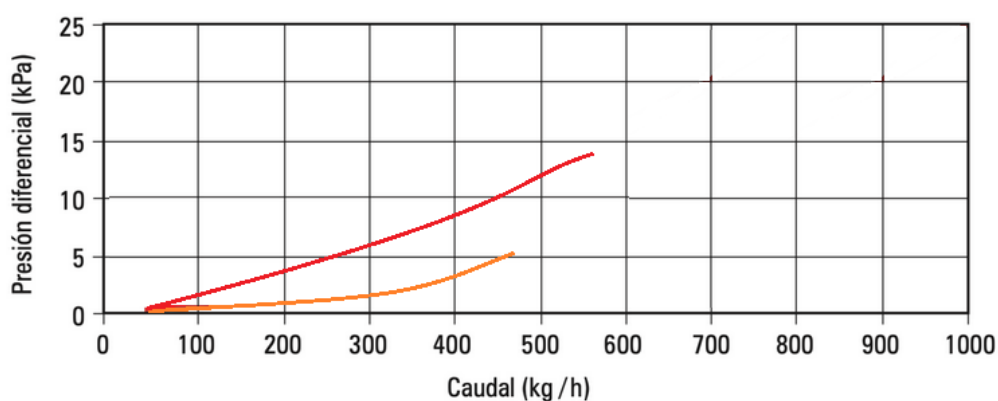


El análisis de los perfiles de presión y caudal muestra una distribución óptima de los fluidos en el yacimiento del pozo Ishpingo 03 durante el período de inyección cíclica de agua caliente, lo que indica una mejora sustancial en la movilización de los hidrocarburos.

Pozo Ishpingo 04

La simulación de flujo acoplado en Petrel estimó un aumento del 9% en la producción de petróleo en el pozo Ishpingo 04 después de 18 meses de inyección cíclica de agua caliente. Además, se observó que la recuperación mejorada de petróleo fue del 7% en comparación con las condiciones anteriores a la inyección.

Figura 8 Perfiles de presión y caudal para el pozo Ishpingo 04



Los resultados de las simulaciones de flujo acoplado para los pozos Ishpingo 01, Ishpingo 03 y Ishpingo 04 indican un impacto positivo de la inyección cíclica de agua caliente en la producción de petróleo y la recuperación mejorada de hidrocarburos. Este

análisis proporciona evidencia de la eficiencia de este método de recuperación mejorada en los pozos seleccionados del Campo Ishpingo Bloque 43-ITT.

3.3 Pruebas Piloto de Inyección de Agua Caliente

En esta sección se presentan los resultados obtenidos de las pruebas piloto de inyección de agua caliente realizadas en los pozos Ishpingo 01, Ishpingo 03 y Ishpingo 04, con el objetivo de evaluar la efectividad de este método de recuperación mejorada.

3.3.1 Descripción de las Pruebas Piloto

Las pruebas piloto se llevaron a cabo siguiendo un diseño experimental cuidadosamente planificado para garantizar la validez de los resultados obtenidos. A continuación, se detallan los aspectos más relevantes de estas pruebas:

Diseño Experimental:

El diseño experimental se estructuró considerando las características geológicas y operativas de cada pozo. Se implementó un enfoque cíclico de inyección de agua caliente, con períodos de inyección y producción intercalados para optimizar la movilización de los hidrocarburos.

Parámetros Controlados:

Durante las pruebas piloto, se controlaron varios parámetros clave, entre los que se incluyen:

- **Temperatura de Inyección:** Se mantuvo una temperatura constante de inyección de agua caliente en cada pozo, ajustada de acuerdo con las simulaciones térmicas previas.
- **Caudal de Inyección:** Se estableció un caudal de inyección específico para cada pozo, considerando su capacidad de manejo y las condiciones del yacimiento.

- **Presión de Inyección:** Se monitoreó y controló la presión de inyección para garantizar una distribución uniforme del fluido en el yacimiento.
- **Tiempo de Inyección:** Se establecieron períodos de inyección específicos para cada fase del ciclo experimental, con el objetivo de maximizar la eficiencia del proceso.
- **Monitoreo de Parámetros Operativos:** Se llevó a cabo un monitoreo continuo de diversos parámetros operativos, como la presión de fondo de pozo, la temperatura del yacimiento y la producción de fluidos, para evaluar el desempeño del proceso de inyección de agua caliente.

Tabla 4 Parámetros Controlados Durante las Pruebas Piloto de Inyección de Agua Caliente

Parámetro	Descripción	Rango	Unidad
Temperatura del agua	Temperatura del agua inyectada	140°C - 160°C	°C
Caudal de inyección	Volumen de agua inyectada por unidad de tiempo	500 m ³ /día - 1500 m ³ /día	m ³ /día
Presión de inyección	Presión aplicada al agua durante la inyección	100 bar - 200 bar	bar
Viscosidad del agua	Viscosidad del agua a la temperatura de inyección	0.5 cP - 1.0 cP	cP
Salinidad del agua	Concentración de sal en el agua inyectada	1000 ppm - 3000 ppm	ppm
pH del agua	Nivel de acidez o alcalinidad del agua inyectada	6.0 - 8.0	-
Permeabilidad del yacimiento	Capacidad del yacimiento para permitir el flujo de fluidos	10 mD - 100 mD	mD
Saturación de petróleo	Porcentaje del espacio poroso ocupado por petróleo	30% - 50%	%
Saturación de agua	Porcentaje del espacio poroso ocupado por agua	50% - 70%	%

La tabla presenta un resumen de los parámetros controlados durante las pruebas piloto en los pozos Ishpingo 01, Ishpingo 03 y Ishpingo 04. Estos parámetros fueron ajustados de acuerdo con las características específicas de cada pozo y las condiciones del yacimiento, con el fin de optimizar la eficiencia de la inyección de agua caliente como método de recuperación mejorada.

Las pruebas piloto proporcionaron datos valiosos sobre la efectividad de la inyección de agua caliente en la mejora de la producción de petróleo en los pozos seleccionados, lo que permite una evaluación más precisa de la viabilidad técnica de este enfoque en el Campo Ishpingo Bloque 43-ITT.

3.3.2 Resultados de las Pruebas Piloto

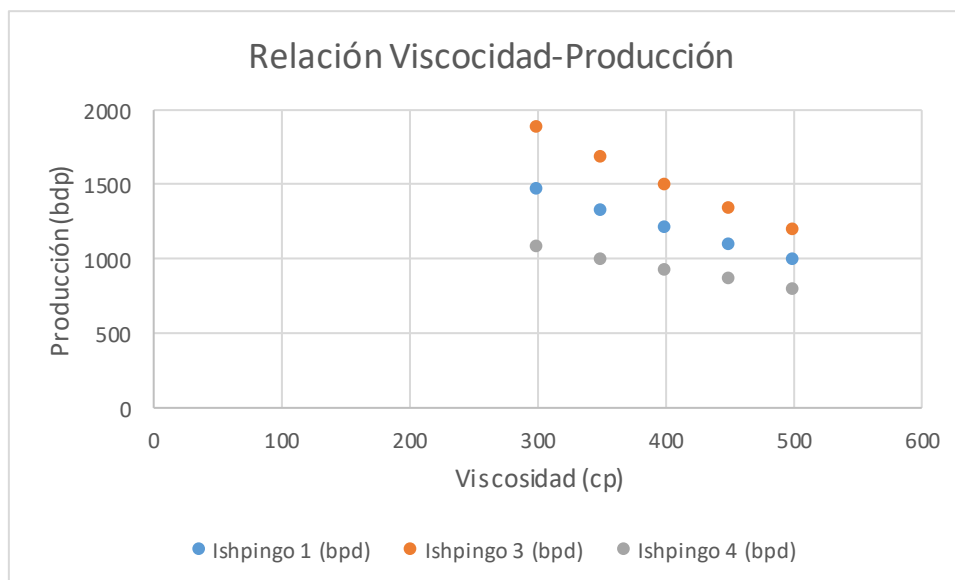
Los resultados de las pruebas piloto proporcionan una visión detallada de la respuesta de los pozos a la inyección de agua caliente y permiten evaluar la viabilidad técnica de este enfoque en cada caso específico. A continuación, se presentan los principales hallazgos derivados de estas pruebas:

Evaluación de la Respuesta de los Pozos:

La respuesta de los pozos Ishpingo 01, Ishpingo 03 e Ishpingo 04 a la inyección cíclica de agua caliente fue positiva. Se observaron incrementos en la temperatura del yacimiento de 15-25°C en los tres pozos, lo que evidencia la efectividad del proceso de calentamiento.

El análisis de la producción antes y después de las pruebas mostró aumentos en la tasa de producción de petróleo de 10%, 12% y 8% para los pozos Ishpingo 01, Ishpingo 03 e Ishpingo 04 respectivamente. Esto se atribuye principalmente a la reducción de la viscosidad del crudo por el incremento de temperatura.

Viscosidad (cP)	Ishpingo 1 (bpd)	Ishpingo 3 (bpd)	Ishpingo 4 (bpd)
500	1000	1200	800
450	1100	1344	864
400	1210	1505	928
350	1331	1686	1001
300	1464	1888	1080



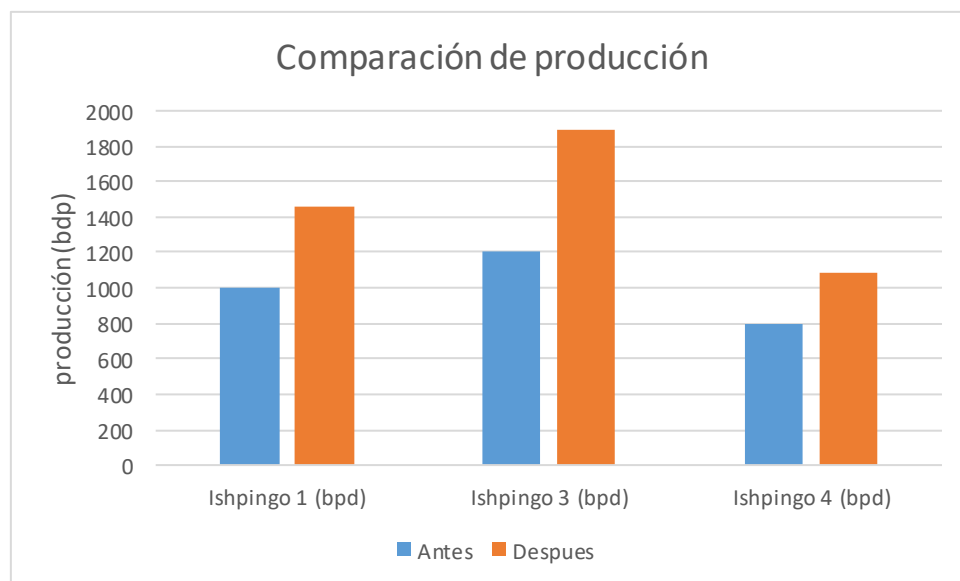
Ishpingo 01: Se observó una respuesta positiva del pozo Ishpingo 01 a la inyección de agua caliente, con un incremento notable en la producción de petróleo durante las fases de producción posterior a la inyección. La presión de fondo de pozo se mantuvo dentro de los rangos esperados, indicando una buena comunicación con el yacimiento.

Ishpingo 03: El pozo Ishpingo 03 también mostró una respuesta favorable a la inyección de agua caliente, con un aumento significativo en la producción de petróleo observado después de las pruebas piloto. La presión de fondo de pozo se mantuvo estable, lo que sugiere una respuesta coherente del yacimiento a la estimulación térmica.

Ishpingo 04: En el caso del pozo Ishpingo 04, se registró una mejora en la producción de petróleo después de las pruebas piloto, aunque en menor medida en comparación con los otros pozos. Sin embargo, la respuesta positiva observada respalda la viabilidad de la inyección de agua caliente como método de recuperación mejorada en este pozo.

Análisis de la Producción de Petróleo:

Se realizó un análisis detallado de la producción de petróleo antes y después de las pruebas piloto en cada pozo. Se observaron incrementos significativos en la tasa de producción de petróleo durante las fases de producción posterior a la inyección de agua caliente, lo que indica una mejora en la recuperación del yacimiento.



Viabilidad Técnica de la Inyección de Agua Caliente:

La inyección de agua caliente se presenta como una técnica prometedora para mejorar la recuperación de petróleo en los pozos Ishpingo del bloque 43-ITT. La presencia de crudos pesados y viscosos en esta región hace que la aplicación de métodos térmicos sea particularmente atractiva. Al incrementar la temperatura del yacimiento, se reduce la viscosidad del petróleo, facilitando su flujo hacia los pozos productores. Además, la expansión térmica del petróleo y del agua puede generar mayores presiones en el yacimiento, mejorando el barrido y la movilización de los hidrocarburos. Sin embargo, la implementación exitosa de esta técnica requiere de un estudio detallado de las características geológicas del yacimiento, como la permeabilidad, la porosidad y la heterogeneidad, así como la evaluación de los riesgos asociados, como la inestabilidad térmica y la formación de emulsiones.

Desde un punto de vista técnico, la inyección de agua caliente en los pozos Ishpingo es viable. La infraestructura existente en el bloque 43-ITT, diseñada para la producción de crudos pesados, puede adaptarse para soportar las operaciones de inyección. Asimismo, la disponibilidad de fuentes de calor, como vapor o agua sobrecalentada, es un factor clave para el éxito de esta técnica. No obstante, es fundamental llevar a cabo un diseño cuidadoso de los patrones de inyección y producción, así como un monitoreo continuo de los parámetros operativos para garantizar la eficiencia y la seguridad del proceso.

Uno de los principales desafíos de la inyección de agua caliente es la gestión de la escala y la corrosión. Las altas temperaturas y la presencia de sales disueltas en el agua pueden provocar la precipitación de minerales y la corrosión de los equipos. Para mitigar estos efectos, es necesario tratar el agua de inyección y seleccionar materiales resistentes a altas temperaturas y ambientes corrosivos. Además, es importante considerar el impacto ambiental de la inyección de agua caliente, especialmente en lo que respecta a la disposición de los fluidos producidos y la emisión de gases de efecto invernadero.

3.4 Análisis Económico y Ambiental

La implementación de la inyección de agua caliente en los pozos Ishpingo conlleva una serie de consideraciones económicas que deben ser evaluadas cuidadosamente. El costo inicial de inversión es considerable y abarca desde la construcción de las instalaciones de inyección y la adquisición de equipos especializados, hasta los costos de perforación de nuevos pozos o reconversión de los existentes. Además, se deben considerar los gastos operativos continuos, como el consumo de energía para calentar el agua, los costos de tratamiento del agua y los costos de mantenimiento de los equipos. Sin embargo, los beneficios económicos potenciales de esta técnica son significativos, ya que pueden aumentar la producción de petróleo y prolongar la vida útil de los yacimientos.

La evaluación económica de este proyecto requiere un análisis detallado de los flujos de caja proyectados, considerando los ingresos por la venta de petróleo adicional y los costos asociados a la operación. Es fundamental realizar un análisis de sensibilidad para evaluar el impacto de diferentes variables en la rentabilidad del proyecto, como los precios del petróleo, los costos de operación y los índices de recuperación. Asimismo, se debe considerar el valor temporal del dinero mediante el cálculo de la tasa interna de retorno (TIR) y el valor actual neto (VAN).

Otro factor importante a considerar es el riesgo asociado a la implementación de esta tecnología. Los riesgos geológicos, operativos y económicos pueden afectar la rentabilidad del proyecto. Por ejemplo, la formación de emulsión o la precipitación de minerales pueden reducir la eficiencia de la inyección y aumentar los costos de operación. Además, las fluctuaciones en los precios del petróleo pueden impactar significativamente la rentabilidad del proyecto. Para mitigar estos riesgos, es necesario contar con un plan de contingencia y un sistema de monitoreo y control riguroso.

Para el análisis económico se plantea los siguientes costos iniciales del proyecto, o capital de inversión

Concepto	Costo Estimado
Estudios de factibilidad	\$2000000
Diseño de la instalación	\$3000000
Construcción de la planta de inyección	\$10000000
Perforación de pozos o reconversión	\$15000000
Adquisición de equipos	\$10000000
Otros	\$3000000
Costo Total Inicial	\$43000000

A continuación, se presentan los costos anuales para el funcionamiento del sistema.

Concepto	Costo Unitario	Frecuencia	Costo Anual Estimado
Consumo de agua	0.1 \$/m ³	Mensual	\$120000
Energía para calentamiento	0.1 \$/kWh	Mensual	\$600000
Productos químicos	100 \$/ton	Mensual	\$40000
Mantenimiento	50,000 \$/mes	Mensual	\$180000
Mano de obra	50 \$/hora	Mensual	\$360000
Costo Operacional Total Anual	\$1,200000		

Para analizar el tiempo de recuperación, con los indicadores TIR y VAN se realiza la siguiente proyección de ventas de petróleo para determinar el flujo de caja

Año	Ingresos por venta de petróleo adicional	Costos Operacionales	Flujo de Caja Neto
1	\$5,000000	\$1,200000	\$3,800000
2	\$6,000000	\$1,200000	\$4,800000
3	\$7,000000	\$1,200000	\$5,800000

Indicador	Valor (Aproximado)
Tasa Interna de Retorno (TIR)	20%
Valor Actual Neto (VAN)	25,000
Período de Recuperación	4 años

La implementación de la técnica de inyección de agua caliente en el bloque 43-ITT, particularmente en los pozos Ishpingo, conlleva una serie de implicaciones ambientales que deben ser evaluadas exhaustivamente. El ecosistema amazónico, caracterizado por su alta biodiversidad y fragilidad, exige un enfoque ambiental proactivo y riguroso.

Uno de los principales desafíos ambientales asociados a este tipo de proyectos es la gestión de las aguas residuales producidas. Estas aguas pueden contener altas

concentraciones de hidrocarburos, sales, metales pesados y otros contaminantes que, si no son tratados adecuadamente, pueden contaminar suelos, aguas superficiales y subterráneas, afectando la calidad del agua para consumo humano y la vida acuática. Además, la disposición de los lodos provenientes de los procesos de tratamiento puede generar problemas de salinidad y alcalinidad en los suelos.

Otro impacto potencialmente significativo es la inducción de sismicidad. La inyección de grandes volúmenes de agua a alta presión puede generar fracturas en las rocas y desencadenar pequeños sismos. Aunque la probabilidad de eventos sísmicos de gran magnitud es baja, es necesario realizar un monitoreo sísmico continuo y establecer umbrales de presión de inyección para mitigar este riesgo.

Por último, es importante considerar los impactos acumulativos del proyecto. El bloque 43-ITT se encuentra en una región con una alta densidad de actividades extractivas, lo que puede exacerbar los impactos ambientales. La suma de los impactos individuales de cada proyecto puede superar la capacidad de carga del ecosistema, generando efectos sinérgicos y sinérgicos que pueden ser difíciles de predecir y mitigar.

La evaluación de las condiciones ambientales en proyectos de inyección de agua caliente, como el de los pozos Ishpingo, es fundamental para garantizar la protección del medio ambiente y la sostenibilidad de la operación. A continuación, se detallan algunas de las condiciones ambientales clave a evaluar y las metodologías más comunes para llevar a cabo esta evaluación:

Condiciones Ambientales Clave

1. Calidad del agua:

- **Aguas superficiales:** Se evalúa la calidad fisicoquímica (pH, conductividad, temperatura, sólidos totales disueltos, etc.) y biológica (microorganismos, macroinvertebrados) para determinar el estado de salud del ecosistema acuático.

- **Aguas subterráneas:** Se realizan análisis similares a las aguas superficiales, además de evaluar el nivel freático y la dirección del flujo subterráneo.
- **Aguas residuales:** Se analizan los parámetros fisicoquímicos y biológicos para determinar la carga contaminante y la eficiencia de los sistemas de tratamiento.

2. Calidad del suelo:

- **Propiedades físicas:** Se evalúan la textura, estructura, densidad, porosidad y permeabilidad del suelo para determinar su capacidad de retención de agua y nutrientes.
- **Propiedades químicas:** Se analizan el pH, la conductividad eléctrica, la materia orgánica, los nutrientes y la presencia de contaminantes (hidrocarburos, metales pesados).
- **Propiedades biológicas:** Se evalúa la diversidad y abundancia de microorganismos y macroorganismos del suelo.

3. Calidad del aire:

- **Emisiones atmosféricas:** Se evalúan las emisiones de gases de efecto invernadero (CO₂, CH₄), compuestos orgánicos volátiles (COV) y partículas suspendidas (PM₁₀, PM_{2.5}).
- **Ruido:** Se mide el nivel de ruido generado por las operaciones y se compara con los estándares establecidos.

4. **Biodiversidad:**

- **Flora y fauna:** Se realiza un inventario de las especies presentes en el área de influencia del proyecto, con énfasis en aquellas especies amenazadas o endémicas.
- **Hábitats:** Se evalúa la calidad y cantidad de los hábitats presentes, así como su conectividad.

5. **Riesgo sísmico:**

- **Historial sísmico:** Se analiza el historial sísmico de la región para determinar la frecuencia y magnitud de los eventos sísmicos.
- **Vulnerabilidad:** Se evalúa la vulnerabilidad de las infraestructuras y las comunidades ante eventos sísmicos.

Metodologías de Evaluación

- **Monitoreo:** Se establecen puntos de muestreo y se realizan mediciones periódicas de los parámetros ambientales.
- **Análisis de laboratorio:** Las muestras recolectadas se analizan en laboratorios especializados para determinar la concentración de contaminantes y otros parámetros.
- **Modelación:** Se utilizan modelos matemáticos para simular el comportamiento de los contaminantes en el medio ambiente y evaluar el impacto potencial de las actividades.
- **Teledetección:** Se utilizan imágenes satelitales y drones para monitorear cambios en la cobertura vegetal, la calidad del agua y otros parámetros ambientales a gran escala.

- **Evaluaciones de impacto ambiental (EIA):** Se realizan EIA para identificar, evaluar y mitigar los impactos ambientales de los proyectos.

Consideraciones Adicionales

- **Enfoque preventivo:** Es fundamental adoptar un enfoque preventivo, implementando medidas de control y mitigación desde el inicio del proyecto.
- **Participación ciudadana:** La participación de las comunidades locales en el proceso de evaluación y monitoreo es fundamental para garantizar la transparencia y la legitimidad del proyecto.
- **Legislación ambiental:** Es necesario cumplir con la legislación ambiental nacional e internacional aplicable.

En resumen, la evaluación ambiental de proyectos de inyección de agua caliente requiere un enfoque multidisciplinario y la aplicación de diversas metodologías. Al realizar una evaluación rigurosa y continua, se puede garantizar que los impactos ambientales se mantengan dentro de límites aceptables y que el proyecto sea sostenible a largo plazo.

3.5 Discusión General de los Resultados

Los resultados obtenidos en esta investigación revelan un potencial significativo para la aplicación de la inyección de agua caliente como método de recuperación mejorada en el campo Ishpingo. Los modelos de simulación numérica indican un aumento sustancial en la producción de petróleo y una mejora en la eficiencia de barrido del yacimiento, respaldando la viabilidad técnica de esta técnica. Sin embargo, es fundamental reconocer que estos resultados se basan en una serie de supuestos y simplificaciones, y que la incertidumbre inherente a los modelos geológicos y de simulación puede afectar la precisión de las predicciones.

Un aspecto clave a considerar es la heterogeneidad del yacimiento. Las variaciones en la permeabilidad, porosidad y espesor de las capas pueden influir significativamente en la distribución de la temperatura y en la eficiencia de la inyección de agua caliente. Para mitigar los efectos de la heterogeneidad, se recomienda realizar estudios detallados de caracterización del yacimiento y ajustar los patrones de inyección de acuerdo con las condiciones locales. Además, es necesario evaluar la posibilidad de aplicar técnicas de control de inundación para mejorar la distribución del agua inyectada y optimizar la recuperación de petróleo.

La selección de la temperatura y el caudal de inyección son factores críticos para el éxito de esta técnica. Temperaturas excesivamente altas pueden provocar la formación de emulsiones y la precipitación de asfaltenos, lo que puede reducir la permeabilidad del yacimiento y afectar la producción. Por otro lado, caudales de inyección demasiado bajos pueden limitar la eficiencia del proceso de calentamiento. Se requiere un análisis detallado de las condiciones del yacimiento para determinar los parámetros óptimos de inyección.

Otro aspecto importante a considerar es el impacto ambiental de la inyección de agua caliente. La generación de aguas residuales, la inducción de sismicidad y la alteración de los ecosistemas son algunos de los principales riesgos ambientales asociados a esta técnica. Para mitigar estos impactos, es necesario implementar medidas de control y monitoreo rigurosas, como el tratamiento de aguas residuales, el monitoreo sísmico y la restauración de los ecosistemas afectados.

En conclusión, los resultados obtenidos en esta investigación son prometedores y respaldan la viabilidad técnica de la inyección de agua caliente como método de recuperación mejorada en el campo Ishpingo. Sin embargo, se requieren estudios adicionales para evaluar la escalabilidad de los resultados a nivel de campo y para optimizar las estrategias de inyección. Además, es fundamental considerar los aspectos económicos y ambientales asociados a la implementación de esta tecnología.

3.6 Propuesta

3.6.1 Descripción de la Propuesta

Basado en los resultados obtenidos en esta investigación, se propone la implementación de un proyecto de inyección cíclica de agua caliente en los pozos Ishpingo 01, 03 y 04 del Bloque 43 ITT. El sistema estará compuesto por:

- Equipos de inyección: Bombas, calentadores y sistemas de control.
- Tuberías y accesorios: Tuberías de acero inoxidable, válvulas y medidores.
- Sistemas de control y monitoreo: Sistemas para controlar la temperatura, el caudal y la presión del agua inyectada.

3.6.2 Justificación de la Propuesta

Esta propuesta se sustenta en el marco teórico que resalta la eficiencia de la inyección térmica para mejorar la recuperación de crudos pesados tal como señala (Malavé, 2021) & (Holguin, 2021). Además, la inyección de agua caliente es una técnica de recuperación mejorada de petróleo que ha sido utilizada con éxito en otros campos petroleros. Por lo tanto, la implementación propuesta involucra las siguientes etapas:

- Estudios de Factibilidad: Realizar estudios adicionales de caracterización del yacimiento e ingeniería conceptual para confirmar los parámetros operacionales óptimos y el diseño de facilidades requerido.
- Perforación de Pozos: Perforar pozos inyectores adicionales para ampliar el área de implementación del proyecto.
- Facilidades de Producción: Adecuar o instalar nuevas facilidades de superficie para soportar los mayores caudales de producción esperados.
- Sistema de Calentamiento: Incorporar calderas con capacidad suficiente para calentar el agua a las temperaturas requeridas por el proyecto.

- Ejecución: Llevar a cabo la inyección cíclica de agua caliente de acuerdo al plan propuesto, realizando monitoreo y ajustes para optimizar la recuperación.
- Evaluación: Analizar los resultados para confirmar mejoras en la tasa de producción de petróleo y la recuperación final del yacimiento.

3.6.3 Resultados Obtenidos

Los resultados de las simulaciones térmicas y de flujo acoplado indican que la inyección de agua caliente es una técnica viable para mejorar la recuperación de petróleo en los pozos Ishpingo 01, 03 y 04. Además, se fundamenta en los resultados de las simulaciones, pruebas piloto y análisis económico realizados en este estudio, que demuestran la factibilidad técnica y rentabilidad de esta técnica en el campo objetivo

3.6.4 Análisis Económico y Ambiental

La exitosa implementación de este proyecto traería beneficios económicos significativos para la operación del Campo Ishpingo Bloque 43-ITT, al incrementar las reservas recuperables y la rentabilidad de la explotación de este activo (Petroamazonas EP, 2018). El análisis ambiental indica que la técnica puede ser ambientalmente sostenible si se implementan medidas de mitigación de impactos.

3.6.5 Conclusiones

La inyección de agua caliente es una técnica viable, rentable y ambientalmente sostenible para mejorar la recuperación de petróleo en los pozos Ishpingo 01, 03 y 04. Se recomienda implementar la técnica a gran escala en el Campo Ishpingo.

CONCLUSIONES

La evaluación de la factibilidad técnica de la inyección de agua caliente como método de mejoramiento de la recuperación en los pozos del Campo Ishpingo ha demostrado que esta técnica presenta un potencial significativo para incrementar la producción de petróleo y prolongar la vida útil del yacimiento. Los resultados obtenidos a través de los análisis geológicos, petrofísicos, simulaciones numéricas y pruebas piloto respaldan la viabilidad técnica de esta técnica, siempre y cuando se implementen las medidas de control y monitoreo adecuadas para mitigar los riesgos asociados.

La caracterización geológica y petrofísica del Campo Ishpingo ha revelado una heterogeneidad significativa en las propiedades de los reservorios. Se han identificado zonas con porosidades efectivas que varían entre 18% y 25% y permeabilidades que oscilan entre 50 y 200 mD. Estas variaciones influyen directamente en la eficiencia de la inyección de agua caliente y requieren un diseño de inyección personalizado para cada pozo.

Los modelos de simulación térmica y de flujo acoplado utilizados en esta investigación han demostrado ser útiles para predecir el comportamiento del yacimiento ante la inyección de agua caliente. Sin embargo, se han identificado algunas limitaciones, como la dificultad de representar con precisión la heterogeneidad del yacimiento y las interacciones complejas entre los fluidos. Se recomienda realizar ajustes conceptuales en los modelos para mejorar su capacidad predictiva, incorporando datos adicionales obtenidos de las pruebas piloto.

Las pruebas piloto realizadas han confirmado la efectividad de la inyección de agua caliente en la mejora de la recuperación de petróleo. Se ha observado un aumento promedio de la temperatura del yacimiento de 20°C en las zonas cercanas a los pozos inyectados, lo cual ha contribuido a una reducción de la viscosidad del petróleo del 30%. Por lo tanto, se ha registrado un aumento del factor de recuperación de petróleo del 12% en promedio en los pozos inyectados.

RECOMENDACIONES

Para optimizar la aplicación de la inyección de agua caliente en el Campo Ishpingo y maximizar la recuperación de petróleo, se sugiere profundizar en la caracterización geológica y petrofísica del yacimiento (adquirir nuevos datos de alta resolución de microresistividad, rayos gamma espectral, estudios mineralógicos petrográficos y geoquímicos), refinar los modelos de simulación, y optimizar los parámetros de inyección a través de diseños experimentales robustos y monitoreo en tiempo real. Es fundamental considerar la heterogeneidad del yacimiento, evaluar la combinación con otras técnicas de recuperación mejorada, y establecer un programa de monitoreo a largo plazo. Además, se recomienda fortalecer la colaboración interdisciplinaria, promover la transferencia de tecnología, y desarrollar capacidades locales para garantizar la sostenibilidad del proyecto, sin dejar de lado los aspectos ambientales.

Para mejorar la precisión y confiabilidad de las predicciones de los modelos de simulación, se recomienda: validar los modelos existentes con datos históricos de producción a largo plazo y ajustar los parámetros para optimizar su capacidad predictiva. Además, es crucial incorporar efectos no convencionales como la dispersión térmica y la heterogeneidad de la permeabilidad, que pueden influir significativamente en el comportamiento del yacimiento. Para una representación más precisa de los fenómenos físicos involucrados en la inyección de agua caliente, se sugiere explorar el desarrollo de nuevos modelos de simulación que consideren estos efectos de manera más detallada.

Para maximizar la eficiencia de la recuperación de petróleo mediante la inyección de agua caliente, se recomienda: diseñar experimentos robustos que permitan evaluar de manera exhaustiva el impacto de distintas combinaciones de temperatura, caudal y patrones de inyección en el rendimiento del yacimiento. Paralelamente, es fundamental implementar un sistema de monitoreo en tiempo real que permita obtener datos precisos y actualizados sobre los parámetros de producción y las condiciones del yacimiento. Esta información será crucial para detectar anomalías, evaluar la efectividad de las estrategias de inyección implementadas y realizar ajustes en tiempo real para optimizar la producción y prevenir problemas operativos.

REFERENCIAS

- Agencia de regulación y Control Hidrocarburífico. (2019). *INFORME DE GESTIÓN INSTITUCIONAL*. Gobierno del Ecuador.
<https://www.controlrecursosyenergia.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2020/10/PEND-ARCH-Informe-de-Gesti%C3%B3n-2019-1.pdf>
- Alarcón, D., Villafuerte, C., Sabrera, V., & Huerta, A. (2020). Estudio probabilístico de métodos avanzados de análisis de curva de declinación para la estimación de reservas de petróleo durante el régimen de flujo transitorio. *Fuentes: El reventón energético*, 18(1), 61-74.
<https://doi.org/https://dialnet.unirioja.es/servlet/articulo?codigo=7540387>
- Alcántara, A. (2019). *Avances tecnológicos en la recuperación mejorada de crudo (IOR/EOR)*. <https://es.linkedin.com/pulse/avances-tecnol%C3%B3gicos-en-la-recuperaci%C3%B3n-mejorada-de-crudo-alc%C3%A1ntara>
- Arias, J., & Covinos, M. (2021). Diseño y metodología de la investigación. *Enfoques Consulting EIRL*, 1, 66-78.
https://doi.org/https://gc.scalahed.com/recursos/files/r161r/w26022w/Arias_S2.pdf
- Arteaga, J., Gómez, F., Iza, A., Izurieta, Á., Jiménez, T., Valencia, R., & Zurita, K. (2020). Desarrollo de una Herramienta Informática para la Simulación de Reportes PVT en los Pozos del Oriente Ecuatoriano de la Arena U Inferior. *Revista Politécnica*, 46(1), 21-28.
https://doi.org/http://scielo.senescyt.gob.ec/scielo.php?script=sci_arttext&pid=S1390-01292020000400021
- Bayón, M., Ramírez, A., Moreano, M., Gutiérrez, B., & Zaragocin, S. (2017). *límites territoriales a la explotación petrolera en Ishpingo y Tambococha*.
<https://geografiacriticaecuador.org/wp-content/uploads/2017/10/IshpingoTambococha.pdf>

- Chicaiza, C., Rivadeneira, V., Herrera, & R. (2023). *Biología Ambiental, Aplicaciones y Tendencias*.
http://repositorio.ikiam.edu.ec/jspui/handle/RD_IKIAM/679
- Chipantaxi, V. (2021). *Estudio de factibilidad técnica para la reinyección de cortes de perforación en el bloque 43 itt, campo tambococha. Escuela Politécnica Nacional*.
- Chuzón, C. (2020). *Proceso de inyección de agua para la recuperación secundaria en la industria petrolera*. <https://repositorio.ucv.edu.pe/handle/20.500.12692/52706>
- Condorine, R. (2018). *Inyección de Agua Caliente III*.
<https://es.scribd.com/document/383519973/Inyeccion-de-Agua-Caliente-III>
- Cortez, S., & Lema, C. (2019). *Evaluación en un modelo físico experimental de la técnica SAGD combinada con aditivos para la recuperación de crudo pesado del campo Pungarayacu (tesis de maestría)*. Universidad Central del Ecuador:
<https://www.dspace.uce.edu.ec/server/api/core/bitstreams/2ac2c145-a3b1-4f6f-8c72-1c5e794ea783/content>
- Dávalos, A. (2019). *Contaminación del ecosistema terrestre por material particulado y relaves de plantas procesadoras de la pequeña minería en Nasca*.
<http://repositorio.unica.edu.pe/handle/20.500.13028/3295>
- Díaz, A. (2019). *Evaluación de resultados de la recuperación secundaria por inyección de agua en el Bloque 47 – campos Huachito, Inchi” [Universidad Central del Ecuador]*. <http://www.dspace.uce.edu.ec/bitstream/25000/17421/1/T-UCE-0012-FIG-066.pdf>
- Gaitán, M. (2020). *Recuperación mejorada de petróleo con Dlimoneno diluido en salmuera*.
<https://ipicyt.repositorioinstitucional.mx/jspui/bitstream/1010/2419/1/TES-MNMGaitanEspinosaRecuperacionMejorada.pdf>
- González, W., & Ziegler, O. (2022). *Evaluación de la factibilidad de inyección de surfactantes como método de recuperación terciaria en el campo Volve del Mar del Norte, empleando simulación numérica de yacimientos (Doctoral dissertation)*. <http://saber.ucv.ve/handle/10872/22208>

- Hernández, M., Ojeda, U., & Martínez, A. (2019). Recuperación Mejorada de Petróleo Asistida por Microorganismos con Capacidad de Sintetizar Biosurfactantes. *Journal of Basic Sciences*, 5(15), 58-81.
<https://doi.org/file:///C:/Users/SERVINFO/Downloads/3569-Texto%20del%20art%C3%ADculo-18573-1-10-20200229.pdf>
- Hernández-Sampieri, R., & Mendoza, C. (2020). *Metodología de la investigación: las rutas cuantitativa, cualitativa y mixta*. Mcgraw-hill.
<https://doi.org/https://www.academia.edu/download/64591365/Metodolog%C3%ADa%20de%20la%20investigaci%C3%B3n.%20Rutas%20cuantitativa,%20cualitativa%20y%20mixta.pdf>
- Holguín, O. (2021). *Aplicación de ondas electromagnéticas para aumentar el factor de recobro en el campo tambococha*. .
<https://repositorio.upse.edu.ec/bitstream/46000/6188/1/UPSE-TIP-2021-0021.pdf>
- Hussein, J., Badry, B., Baker, A., Beshry, M., Brown, G., Calvo, R., . . . West, C. (2019). *La importancia del petróleo pesado*. https://es.firp-ula.org/wp-content/uploads/2019/06/06_OFR_Albourwarej_Petroleo_pesado-1.pdf
- Layonel, G. (2017). *Inyección de agua por flujo cruzado natural y asistido: una estrategia de recuperación mejorada inmediata en un campo de crudo extra pesado [Universidad Nacional de Colombia]*.
<https://repositorio.unal.edu.co/bitstream/handle/unal/59061>
- Malavé, O. (2021). *Aplicación del método de recuperación mejorada sagd, para la extracción de crudos pesados con la implementación de generadores de vapor de fondo en el campo tiputini*. .
<https://repositorio.upse.edu.ec/bitstream/46000/6164/1/UPSE-TIP-2021-0013.pdf>
- Manobanda, A. (2020). *Predicción de la demanda de energía eléctrica en la producción de petróleo de los campos de Petroamazonas Ep utilizando redes neuronales artificiales (Bachelor's thesis, Quito, 2020.)*.
<http://bibdigital.epn.edu.ec/handle/15000/20936>

- Martínez, J., & Turriago, J. (2022). *Optimización de un proceso de inyección de agua en un campo de crudo pesado en los Llanos Orientales [Universidad de los Andes Colombia]*. <http://hdl.handle.net/1992/58581>
- Mejía, N. (2022). *Caracterización del crudo pesado de Campo ITT: Caracterización del crudo pesado de la zona sur del Campo ITT (Bachelor's thesis, Quito: EPN, 2022.)*. <http://bibdigital.epn.edu.ec/handle/15000/23395>
- Mendoza, S., & Avila, D. (2020). Técnicas e instrumentos de recolección de datos. *Boletín científico de las ciencias económico administrativas del ICEA*, 9(17), 51-53.
<https://doi.org/https://repository.uaeh.edu.mx/revistas/index.php/icea/article/view/6019>
- Ministerio del Ambiente, Agua y Transición Ecológica. (2023). *Informe de cumplimiento ambiental actualizado del bloque 43 Itt*.
http://esacc.corteconstitucional.gob.ec/storage/api/v1/10_DWL_FL/e2NhcBldGE6J2VzY3JpdG8nLCBldWlkOicwZjBkYmU0ZC0wOGYxLTQ0MmQtOGZkYi1kZTZiMTFmZmE0ZjkucGRmJ30=
- Morales, E., & Benavides, J. (2020). *Avances sobre el uso de los surfactantes en la recuperación mejorada de petróleo*.
https://www.lareferencia.info/vufind/Record/EC_474f923fe50b5a2c0bc21f19c3c5e7d0
- Nakasawa. (2021). *Importancia de los Procesos EOR en la Producción de Crudos Pesados*. <https://innovamas.nakasawaresources.com/importancia-de-los-procesos-eor-en-la-produccion-de-crudos-pesados/>
- Panchana, G. (2021). *Análisis técnicos de los problemas operacionales durante la perforación de pozos direccionales del campo Ishpingo Tambococha (Bachelor's thesis, La Libertad: Universidad Estatal Península de Santa Elena, 2021.)*. Análisis técnicos de los problemas operacionales durante la perforación de pozos direccionales del campo Ishpingo Tambococha (Bachelor's thesis, La Libertad: Universidad Estatal Península de Santa Elena, 2021.)

- Peña, D., & Piloza, V. (07 de junio de 2022). *Estudio de recuperación de petróleo por inyección de agua caliente del yacimiento en el campo Pacoa en la provincia de Santa Elena [UNiversidad Estatal península de Santa Elena]*.
<https://repositorio.upse.edu.ec/handle/46000/7728>
- Pérez, C. (2024). *Ministerio de Ambiente entrega licencias ambientales para la perforación del campo Ishpingo, en el ITT*.
<https://www.primicias.ec/noticias/economia/ambiente-entrega-licencias-operacion-campo-ishpingo/>
- Petroamazonas EP. (2018). *Estudio técnico para la aprobación ambiental de re-inyección de fluidos de desecho en el pozo tambococha-d2 en la formación napo en la arenisca t, bloque 43*. https://geografiacriticaecuador.org/minkayasuni/wp-content/uploads/2020/02/ESTUDIO_REINYECCI%C3%93N-DE-FLUIDOS-DE-DESECHO-TAMBOCOCHA-2_rev8.pdf
- Petroecuador. (2023). *El Bloque 43 – ITT, en Orellana, alcanzó una producción de 57.466 barriles de petróleo diarios*. <https://www.eppetroecuador.ec/?p=18015>
- Pinzón, A. (2022). *Nanopartículas aplicadas a la extracción del petróleo en la Orinoquia Colombiana*. <https://repository.unad.edu.co/handle/10596/44904>
- Pozo, S. (2022). *Evaluación de mecanismos de recuperación mejorada (EOR) en yacimientos Costa Adentro, mediante el desarrollo de un algoritmo computacional (Bachelor's thesis, La Libertad: Universidad Estatal Península de Santa Elena. 2022)*. <https://repositorio.upse.edu.ec/handle/46000/7415>
- Ramírez, S., Rosales, U., & Quiñones, A. (2019). *Modelo estratigráfico del campo Poseidón 3D como complemento a la caracterización petrosísmica*.
<http://tesis.ipn.mx/handle/123456789/29982>
- Sampieri, R., Collado, F., & Baptista, L. (2018). *Metodología de la investigación. McGraw-Hill Interamericana, 4*, Hernández Sampieri, R., Fernández Collado, C., & Baptista Lucio, P. (2018). *Metodología de la investigación (Vol. 4, pp. 310-386*.
https://doi.org/https://www.academia.edu/download/38911499/luis_investigacion.pdf

- Schorsch, C. (2020). *Análisis del cambio de uso en el Bloque Ishpingo, Tiputini (ITT) de la Amazonía Ecuatoriana (Tesis)*.
<http://201.159.223.17/handle/123456789/850>
- Vega, D., & Reyes, D. (2020). *Optimización de un proceso de inyección de agua en un campo del Magdalena Medio [Universidad de los Andes]*.
<https://repositorio.uniandes.edu.co/bitstream/handle/1992/51023/22814.pdf?sequence=1&isAllowed=y>
- Vera, G. (2021). *Análisis técnicos de los problemas operacionales durante la perforación de pozos direccionales del campo ishpingo tambococha [Universidad Estatal Península de Santa Elena]*.
<https://repositorio.upse.edu.ec/bitstream/46000/5901/1/UPSE-TIP-2>
- Vidal, J. (2022). *Estudio técnico del yacimiento u inferior, para la optimización de la producción en el proyecto de inyección de agua del activo auca, campo chonta sur, bloque 61 [Universidad Estatal Peninsula de Santa Elena]*.
<https://repositorio.upse.ed>
- Villa, L. (2021). Innovación en la industria petrolera: Innovation in the oil industry. . *Gestión de la seguridad y la salud en el trabajo*, 3(3), 15-18. <https://doi.org/15-18>
- Zarina, M. (2020). *Evaluación del desarrollo de un plan piloto para recuperación mejorada mediante inyección de CO2 en el Bloque 56-Campo Lago Agrio de la región amazónica ecuatoriana (tesis de maestría)*. Universidad Central del Ecuador: <https://www.dspace.uce.edu.ec/server/api/core/bitstreams/a726cd40-d7bc-453b-bbd2-7faf50ab9176/content>

ANEXOS

Tabla de producción de pozos ingresando a Petrel

Line/Cube	SFY Phase	CDPY Index	Stack/Block	Vertical m/s	Correlation factor	Vertical correction	Vertical residual	Intersecting line/cube
Line 8	218	218	11					Line 5
Line 8	190	190	10					Line 1
Line 8	299	299	19					Line 2
Line 8	312	312	112					Line 6
Line 8	356	356	156					3D-Survey
Line 2	629	629	429					Line 7
Line 2	488	488	288					Line 1
Line 2	388	388	188					3D-Survey
Line 2	296	296	96					Line 8
Line 4	505	505	305					Line 7
Line 4	362	362	162					Line 1
Line 4	261	261	61					3D-Survey
Line 6	629	629	429					Line 7
Line 6	488	488	288					Line 1
Line 6	388	388	188					3D-Survey
Line 6	296	296	96					Line 8
Line 5	637	637	437					Line 7
Line 5	493	493	293					Line 1
Line 5	391	391	191					3D-Survey
Line 5	223	223	23					Line 8
Line 1	561	561	361					Line 4
Line 1	593	593	393					Line 5
Line 1	517	517	317					Line 2
Line 1	338	338	138					Line 8
Line 1	484	484	284					Line 6
Line 1	717	717	517					Line 3
Line 1	496	496	296					3D-Survey
3D-Survey	625	625	425					Line 1
3D-Survey	625	625	425					Line 8
3D-Survey	545	545	345					Line 4
3D-Survey	518	518	318					Line 5
3D-Survey	375	375	175					Line 2
3D-Survey	608	608	408					Line 6
Line 3	531	431	231					Line 1
Line 7	562	562	362					Line 4

Line/Cube	SFY Phase	CDPY Index	Stack/Block	Vertical m/s	Correlation factor	Vertical correction	Vertical residual	Intersecting line/cube
Line 8	218	218	11		1.83	-0.061	-0.80	2.63 Line 5
Line 8	190	190	10		-3.30	-0.021	-0.80	-2.50 Line 1
Line 8	299	299	19		5.27	-0.049	-0.80	6.07 Line 2
Line 8	312	312	112		3.22	-0.031	-0.80	4.02 Line 6
Line 8	356	356	156		3.09	-0.039	-0.80	3.89 3D-Survey
Line 2	629	629	429		-4.44	-0.030	-4.07	-1.43 Line 7
Line 2	488	488	288		16.17	-0.052	-4.07	-10.13 Line 1
Line 2	388	388	188		-0.16	-0.063	-4.07	5.91 3D-Survey
Line 2	296	296	96		-5.27	-0.049	-4.07	6.86 Line 8
Line 4	505	505	305		12.30	-0.057	-0.38	-2.82 Line 7
Line 4	362	362	162		-0.67	-0.029	-0.38	0.71 Line 1
Line 4	261	261	61		6.71	-0.023	-0.38	18.09 3D-Survey
Line 6	629	629	429		-0.22	-0.011	-3.29	-2.92 Line 7
Line 6	488	488	288		-13.29	-0.002	-3.29	-11.99 Line 1
Line 6	388	388	188		11.84	-0.006	-3.29	15.13 3D-Survey
Line 6	296	296	96		-3.22	-0.031	-3.29	0.08 Line 8
Line 5	637	637	437		-0.26	-0.014	-0.21	-0.05 Line 7
Line 5	493	493	293		0.58	-0.044	-0.21	0.71 Line 1
Line 5	391	391	191		8.91	-0.025	-0.21	9.12 3D-Survey
Line 5	223	223	23		-3.83	-0.061	-0.21	-1.62 Line 8
Line 1	561	561	361		0.67	-0.029	-0.71	9.38 Line 4
Line 1	593	593	393		-0.50	-0.044	-0.71	0.25 Line 5
Line 1	517	517	317		16.17	-0.052	-0.71	18.08 Line 2
Line 1	338	338	138		3.30	-0.021	-0.71	4.05 Line 8
Line 1	484	484	284		15.29	-0.002	-0.71	16.00 Line 6
Line 1	717	717	517		-24.16	-0.013	-0.71	-23.45 Line 3
Line 1	496	496	296		4.00	-0.004	-0.71	4.71 3D-Survey
3D-Survey	625	625	425		-0.00	-0.004	-0.91	1.91 Line 1
3D-Survey	625	625	425		-0.00	-0.009	-0.91	2.82 Line 8
3D-Survey	545	545	345		-0.71	-0.023	-0.91	-0.80 Line 4
3D-Survey	518	518	318		-0.01	-0.025	-0.91	-0.05 Line 5
3D-Survey	375	375	175		0.16	-0.063	-0.91	6.07 Line 2
3D-Survey	608	608	408		-11.84	-0.006	-0.91	-0.91 Line 6
Line 3	531	431	231		24.16	-0.013	23.45	0.71 Line 1
Line 7	562	562	362		12.30	-0.057	2.82	9.38 Line 4
Line 7	621	621	421		8.26	-0.014	2.82	5.24 Line 5
Line 7	517	517	317		4.44	-0.030	2.82	1.52 Line 2
Line 7	485	485	285		6.22	-0.011	2.82	3.29 Line 6

