

INSTITUTO SUPERIOR TECNOLÓGICO UNIVERSITARIO RUMIÑAHUI

ESCUELA DE POSGRADOS

**MAESTRÍA TECNOLÓGICA EN EXTRACCIÓN, LEVANTAMIENTO Y
TRATAMIENTO DE CRUDOS PESADOS**

**Trabajo de titulación previo a la obtención del Título en
MAGISTER TECNOLOGO EN EXTRACCIÓN, LEVANTAMIENTO Y
TRATAMIENTO DE CRUDOS PESADOS**

TEMA:

**IMPLEMENTACIÓN DE UN CIRCUITO TÉRMICO PARA INCREMENTAR
LA MOVILIDAD DEL CRUDO EN LOS POZOS SACHA-384 Y SACHA-386
REUTILIZANDO EL PROCESO DE RECUPERACIÓN SECUNDARIA DE LA
PLATAFORMA 380 EN EL CAMPO SACHA**

Autor/s: AUTORES:

**DIXON JAVIER TABOADA DOMINGUEZ
GEOVANI ALEXANDER CAMACHO ASTUDILLO**

DIRECTOR:

Msc. CHISTOPHER MAYORGA ZAMBRANO

SANGOLQUI, SEPTIEMBRE 2024

Autor:



Camacho Astudillo Geovani Alexander

Título a obtener: Magister Tecnológico En Extracción,
Levantamiento Y Tratamiento De Crudos Pesados

Matriz: Sangolquí -Ecuador

Correo electrónico: geovani.camacho@ister.edu.ec

Autor:



Taboada Domínguez Dixon Javier

Título a obtener: Magister Tecnológico En Extracción,
Levantamiento Y Tratamiento De Crudos Pesados

Matriz: Sangolquí -Ecuador

Correo electrónico: dtaboadad37@yahoo.com

Dirigido por:



Mayorga Zambrano Cristopher Jonathan

Título: Magister En Petróleos Mención En Recobro Por
Inyección De Agua Y Gas

Matriz: Sangolquí -Ecuador

Correo electrónico: christopher.mayorga@ister.edu.ec

Todos los derechos reservados

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

@2024 Tecnológico Universitario Rumiñahui

Sangolquí – Ecuador

Geovani Alexander Camacho Astudillo

Dixon Javier Taboada Domínguez

APROBACIÓN DEL DIRECTOR DEL TRABAJO TITULACIÓN

Sangolquí, 28 de septiembre del 2024

Msc. Elizabeth Aldás

Directora de Posgrados

Instituto Superior Tecnológico Universitario Rumiñahui

Presente

De mi consideración:

Me permito comunicar que, en calidad de director del presente Trabajo de Titulación denominado: **Implementación de un circuito térmico para incrementar la movilidad del crudo en los pozos Sacha-384 y Sacha-386 reutilizando el proceso de recuperación secundaria de la plataforma 380 en el campo Sacha** realizado por **Geovani Alexander Camacho Astudillo y Dixon Javier Taboada Domínguez** ha sido orientado y revisado durante su ejecución, así mismo ha sido verificado a través de la herramienta de similitud académica institucional, y cuenta con un porcentaje de coincidencia aceptable. En virtud de ello, y por considerar que el mismo cumple con todos los parámetros establecidos por la institución, doy mi aprobación a fin de continuar con el proceso académico correspondiente.

Particular que comunico para los fines pertinentes.

Atentamente,

Msc. Christopher Mayorga Zambrano

Director del Trabajo de Titulación

C.I.: 1311871717

Correo electrónico: christopher.mayorga@ister.edu.ec

CARTA DE CESIÓN DE DERECHOS DEL TRABAJO DE TITULACIÓN

Sangolquí, 28 de septiembre del 2024

Msc. Elizabeth Aldás

Directora de Posgrados

Instituto Superior Tecnológico Universitario Rumiñahui

Presente

Por medio de la presente, yo, **Geovani Alexander Camacho Astudillo**, declaro y acepto en forma expresa lo siguiente: ser autor del trabajo de titulación denominado "**Implementación de un circuito térmico para incrementar la movilidad del crudo en los pozos Sacha-384 y Sacha-386 reutilizando el proceso de recuperación secundaria de la plataforma 380 en el campo Sacha**", de la **Maestría Tecnológica Extracción, Levantamiento Y Tratamiento De Crudos Pesados**; manifiesto mi voluntad de ceder al Instituto Superior Tecnológico Universitario Rumiñahui los derechos de reproducción, distribución y publicación de dicho trabajo de titulación, en cualquier formato y medio, con fines académicos y de investigación.

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

En fe de lo cual, firmo la presente.

Atentamente,



Firmado electrónicamente por:
**GEOVANI ALEXANDER
CAMACHO ASTUDILLO**

Geovani alexander Camacho Astudillo

CI: 0704556612

CARTA DE CESIÓN DE DERECHOS DEL TRABAJO DE TITULACIÓN

Sangolquí, 28 de septiembre del 2024

Msc. Elizabeth Aldás

Directora de Posgrados

Instituto Superior Tecnológico Universitario Rumiñahui

Presente

Por medio de la presente, yo **Dixon Javier Taboada Domínguez** declaro y acepto en forma expreso siguiente: ser autor del trabajo de titulación denominado “**Implementación de un circuito térmico para incrementar la movilidad del crudo en los pozos Sacha-384 y Sacha-386 reutilizando el proceso de recuperación secundaria de la plataforma 380 en el campo Sacha**”, de la **Maestría Tecnológica Extracción, Levantamiento y Tratamiento de Crudos Pesados** ; manifiesto mi voluntad de ceder al Instituto Superior Tecnológico Universitario Rumiñahui los derechos de reproducción, distribución y publicación de dicho trabajo de titulación, en cualquier formato y medio, con fines académicos y de investigación.

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

En fe de lo cual, firmo la presente.

Atentamente,



Firmado electrónicamente por:
DIXON JAVIER
TABOADA DOMINGUEZ

Dixon Javier Taboada

Domínguez

CI: 0913532842

**FORMULARIO PARA ENTREGA DEL TRABAJO DE TITULACIÓN EN
BIBLIOTECA DEL INSTITUTO SUPERIOR TECNOLÓGICO UNIVERSITARIO
RUMIÑAHUI**

MAESTRÍA TECNOLÓGICA: EXTRACCION, LEVANTAMIENTO Y TRATAMIENTO
DE CRUDOS PESADOS

AUTOR /ES:

GEOVANI ALEXANDER CAMACHO ASTUDILLO Y DIXON JAVIER TABOADA
DOMINGUEZ

TUTOR:

MSC. CHRISTOPHER JONATHAN MAYORGA ZAMBRANO

CONTACTO ESTUDIANTE:

Geovani Alexander Camacho Astudillo: **098 540 8452**

Dixon Javier Taboada Domínguez: **099 145 4377**

CORREO ELECTRÓNICO:

geovani.camacho@ister.edu.ec

Dixon.Taboada@ister.edu.ec

TEMA:

IMPLEMENTACIÓN DE UN CIRCUITO TÉRMICO PARA INCREMENTAR LA
MOVILIDAD DEL CRUDO EN LOS POZOS SACHA-384 Y SACHA-386 REUTILIZANDO
EL PROCESO DE RECUPERACIÓN SECUNDARIA DE LA PLATAFORMA 380 EN EL
CAMPO SACHA

RESUMEN EN ESPAÑOL:

La implementación de un circuito térmico en los pozos Sacha-384 y Sacha-386 busca incrementar la movilidad del crudo viscoso (16 cP, 19° API) y solucionar problemas en el sistema de levantamiento artificial, como sobrecalentamiento del motor, desgaste acelerado de las bombas y mayor consumo de energía. Estos problemas afectan la eficiencia operativa y aumentan los costos de mantenimiento y consumo energético.

La solución propuesta incluye la aplicación de un análisis PVT y un modelo basado en las correlaciones de Vogel, Fulcher y Tamman (VFT) para predecir la reducción de la viscosidad en función de la temperatura. Además, se desarrolla un modelo polinómico para estimar la reducción de viscosidad con el incremento de la temperatura del agua de la formación Hollín. El proyecto contempla la inyección de agua a altas temperaturas para mejorar la producción de crudo, estimando un incremento en la recuperación de reservas. Un análisis financiero arroja un VAN de \$4 millones, una TIR del 29%, y una relación B/C de 2,1, con un costo de tratamiento de agua de \$6 por barril y un precio del crudo Oriente de \$70, lo que demuestra la viabilidad económica del proyecto.

PALABRAS CLAVE:

Crudo viscoso, levantamiento artificial, inyección de agua, viscosidad, Sacha.

ABSTRACT:

This project proposes the implementation of a thermal circuit in wells Sacha-384 and Sacha - 386 to increase the mobility of viscous crude oil (16 cP, 19° API) and reduce the strain on the artificial lift system, which has led to issues such as motor overheating, accelerated pump wear, and high energy consumption. The Vogel, Fulcher, and Tamman (VFT) model is applied to analyze the reduction in viscosity as a function of temperature. A polynomial mathematical model is developed to estimate viscosity reduction with the temperature increase from the Hollín formation water.

The technical analysis of injecting high-temperature water from the Hollín formation indicates the potential recovery of reserves within the reservoir. Production estimates over two years are provided based on this intervention. The economic analysis shows a positive Net Present Value (NPV) of \$4 million, an Internal Rate of Return (IRR) of 29%, and a Benefit-Cost ratio (B/C) of 2.1. The analysis includes a water treatment cost of \$6 per barrel and an Oriente crude oil price of \$70. These financial indicators demonstrate the project's viability and potential for improving production while ensuring profitability.

PALABRAS CLAVE:

Viscous crude, artificial lift, thermal injection, viscosity reduction, economic viability.

SOLICITUD DE PUBLICACIÓN DEL TRABAJO DE TITULACIÓN

Sangolquí, 28 de septiembre del 2024

Msc. Elizabeth Aldás

Directora de Posgrados

Instituto Superior Tecnológico Universitario Rumiñahui

Presente

A través del presente me permito aceptar la publicación del trabajo de titulación denominado: **“Implementación de un circuito térmico para incrementar la movilidad del crudo en los pozos Sacha-384 y Sacha-386 reutilizando el proceso de recuperación secundaria de la plataforma 380 en el campo Sacha”** de la Unidad de Integración Curricular en el repositorio digital “DsPace” del estudiante: **Geovani Alexander Camacho Astudillo**, con documento de identificación No **0704556612**, estudiante de la Maestría Tecnológica **EXTRACCION, LEVANTAMIENTO Y TRATAMIENTO DE CRUDOS PESADOS**.

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

Atentamente,



Firmado electrónicamente por:

GEOVANI ALEXANDER CAMACHO ASTUDILLO

Geovani Alexander Camacho Astudillo

CI: 0704556612

SOLICITUD DE PUBLICACIÓN DEL TRABAJO DE TITULACIÓN

Sangolquí, 28 de septiembre del 2024

Msc. Elizabeth Aldás

Directora de Posgrados

Instituto Superior Tecnológico Universitario Rumiñahui

Presente

A través del presente me permito aceptar la publicación del trabajo de titulación denominado: **“Implementación de un circuito térmico para incrementar la movilidad del crudo en los pozos Sacha-384 y Sacha-386 reutilizando el proceso de recuperación secundaria de la plataforma 380 en el campo Sacha”**. Unidad de Integración Curricular en el repositorio digital “DsPace” del estudiante: **Dixon Javier Taboada Domínguez**, con documento de identificación No **0913532842**, estudiante de la **Maestría Tecnológica EXTRACCIÓN, LEVANTAMIENTO Y TRATAMIENTO DE CRUDOS PESADOS**.

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

Atentamente,



Firmado electrónicamente por:

DIXON JAVIER TABOADA DOMINGUEZ

Dixon Javier Taboada Domínguez

CI: 0913532842

Dedicatoria:

Dedicado a mis padres Gladys y Geovanny por su apoyo incondicional y sus palabras de aliento, a mi esposa Jise que ha sido un pilar fundamental para llegar a conseguir los objetivos planteados quien ha tenido que luchar junto conmigo, a mis hijos Samuel, Thiago y Milan que son el motor que me impulsan y motivan a luchar para conseguir lo que me proponga en la vida, a mi hermano Toñito quien me ayudo a perseverar.

Y sobre todo a Dios que por su inmensa misericordia me ha permitido conseguir este objetivo el cual ha costado mucho sacrificio, pero gracias a las fuerzas que provienen de el se ha podido obtener los resultados esperados.

Geovani Camacho

Dedico este trabajo a mi Dios, a mi familia: a mis padres, quienes me inculcaron el valor del estudio; a mi esposa Eliana por su amor y paciencia; a mis hijos Fernanda, Andrés y Doménica, quienes son mi razón de ser y me inspiran a ser mejor cada día y a mis amigos, por los momentos compartidos y las palabras de aliento. Este logro es de todos ustedes.

Dixon Taboada

Agradecimiento:

Agradecemos a nuestros queridos docentes los cuales formaron en nosotros profesionales que aportarán con su conocimiento al desarrollo del área petrolera del país y que gracias a su nivel académico compartido se ha podido desarrollar nuestro conocimiento.

A todos los que conforman el Instituto Tecnológico Universitario Rumiñahui la cual nos brindó todas las posibilidades para que este proceso sea exitoso quienes también fueron parte de este hermoso y sacrificado camino.

A todos nuestros compañeros por su apoyo en cada una de las actividades realizadas y por compartir su experiencia laboral de la cual hemos aprendido mutuamente.

Gracias a Dios que ha permitido conocer a personas muy sabias en este hermoso camino a conseguir una Maestría que parecía inalcanzable pero que gracias a la misericordia de Dios hemos podido conseguir.

Resumen:

Los pozos Sacha 384 y Sacha 386 presentan desafíos significativos debido a la alta viscosidad del crudo, de 16 y 18 centipoise respectivamente. Esta viscosidad incrementa la carga en los sistemas de levantamiento artificial, provocando sobrecalentamiento y fallos en los motores, además de un desgaste acelerado de las bombas. Estos problemas no solo elevan los costos de mantenimiento, sino que también reducen la eficiencia operativa, aumentando el consumo energético y el riesgo de paradas no planificadas. Para abordar estos problemas, se propone la inyección capilar de agua de formación, lo que permite una notable reducción de la viscosidad. En el pozo Sacha 384, esta metodología reduce la viscosidad de 16 a 11.5 centipoise y genera un VNA de 626,907 dólares, con una TIR del 41% y un beneficio/costo de 1.73, además de una producción estimada de 150 barriles en el primer año. Por otro lado, en el pozo Sacha 386, la inyección reduce la viscosidad de 18 a 11 centipoise, generando un VNA de 638,040 dólares, una TIR del 39% y un beneficio/costo de 1.36, con una producción proyectada de 205 barriles anuales. Estos resultados muestran que la inyección de agua no solo mejora la eficiencia del sistema, sino que también contribuye significativamente a la viabilidad económica de los pozos. La reducción de la viscosidad facilita el flujo en las tuberías y disminuye la carga sobre los motores, lo que ayuda a tener menores costos operativos y de mantenimiento. La aplicación de esta metodología no solo optimiza la producción, sino que también representa una viabilidad rentable y sostenible en la extracción de crudo.

Palabras claves: Viscosidad, inyección, capilar, economía, producción,

Abstract:

The Sacha 384 and Sacha 386 wells face significant challenges due to the high viscosity of the crude oil, which is 16 and 18 centipoises, respectively. This viscosity increases the load on the artificial lifting systems, causing overheating and failures in the motors, as well as accelerated wear of the pumps. These issues not only raise maintenance costs but also reduce operational efficiency, increasing energy consumption and the risk of unplanned shutdowns. To address these problems, capillary injection of formation water is proposed, which allows for a significant reduction in viscosity. In the Sacha 384 well, this methodology reduces viscosity from 16 to 11.5 centipoise and generates a Net Present Value (NPV) of \$626,907, TIR of 41% and a benefit/cost ratio of 1.73, along with an estimated production of 150 barrels in the first year. Conversely, in the Sacha 386 well, the injection reduces viscosity from 18 to 11 centipoise, generating an NPV of \$638,040, an TIR of 39%, and a benefit/cost ratio of 1.36, with a projected annual production of 205 barrels. These results demonstrate that water injection not only improves system efficiency but also significantly contributes to the economic viability of the wells. The reduction in viscosity facilitates flow in the pipes and decreases the load on the motors, leading to lower operational and maintenance costs. The application of this methodology not only optimizes production but also represents a profitable and sustainable investment in the context of crude oil extraction.

Keywords: Viscosity, injection, capillary, economy, production.

Índice de contenido

CAPITULO I	1
INTRODUCCIÓN.....	1
Tema	1
Planteamiento del Problema	1
Problema científico.....	1
Preguntas científicas o directrices	2
Objetivo general	2
Objetivos específicos.....	2
Justificación	3
CAPÍTULO II.....	5
MARCO TEÓRICO	5
Ubicación del Campo	5
Problemas asociados a la viscosidad	5
Compatibilidad de los fluidos.....	6
Capilares	6
Facilidades de inyección en superficie	7
Reducción de la viscosidad	8
Viscosidad de la mezcla	9

Estimación de la disminución de la viscosidad	9
Análisis Económico	10
CAPÍTULO III	12
MARCO METODOLÓGICO	12
Tipo de Investigación	12
Diseño de investigación.....	12
Selección de muestra	12
Recolección de datos	13
Métodos	13
Análisis de Datos	13
Pozo Sacha 384.....	14
Historial de producción	14
Capacidad de producción.....	14
Análisis de presión Volumen y Temperatura	15
Pozo Sacha 386.....	16
Historial de producción	16
Capacidad de producción.....	17
Análisis de presión Volumen y Temperatura	18
Pozo inyector Sacha 380	19
Historial de producción de agua	19

Análisis de presión, volumen y temperatura	19
Análisis físico químico del agua de formación	20
Facilidades de superficie proceso de inyección.....	21
Pruebas de laboratorio Sacha 384.....	22
Prueba de Compatibilidad aguade formación & crudo	22
Reducción de la viscosidad agua de formación & fluido	23
Materiales y equipos.....	24
Procedimiento.....	24
Tabla de Resultados.....	24
Modelo matemático de Arrhenius en laboratorio	25
Tasa de Inyección Sacha 384	27
Diseño y especificaciones del capilar Sacha 384	28
Reducción de la viscosidad Sacha 384.....	29
Reducción de la viscosidad en función de la ley de Arrhenius	30
Pruebas de laboratorio Sacha 386.....	33
Prueba de Compatibilidad aguade formación & crudo	33
Reducción de la viscosidad agua de formación & fluido	35
Materiales y equipos.....	36
Procedimiento.....	36
Tabla de Resultados.....	36

Modelo matemático de Arrhenius en laboratorio	37
Tasa de Inyección Sacha 386	38
Diseño y especificaciones del capilar Sacha 386	40
Reducción de la viscosidad Sacha 384	40
Reducción de la viscosidad en función de la ley de Arrhenius	42
CAPÍTULO IV	46
RESULTADOS DEL DESARROLLO DEL PROYECTO TÉCNICO	46
Resultados Económicos.....	46
Pozo Sacha 384.....	46
Estimación de la producción post método Sacha 384	46
Resultados de la evaluación económica Sacha 384.....	47
Pozo Sacha 386.....	49
Estimación de la producción post método Sacha 386	49
Resultados de la evaluación económica Sacha 386.....	50
Resultados Técnico Económicos.....	52
CAPITULO V	54
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	54
Conclusiones.....	54
Recomendaciones	54
Referencias Bibliográficas.....	56

Índice de figuras

Figura 1 Campo Sacha Orellana.....	5
Figura 2 Compatibilidad de los fluidos	6
Figura 3 Capilares.....	7
Figura 4 Facilidades de inyección	8
Figura 5 Viscosidad tubo de ensayo	9
Figura 6 Histórico de producción Sacha 384	14
Figura 7 IPR Sacha 384.....	15
Figura 8 Histórico de producción Sacha 386	17
Figura 9 IPR Sacha 386.....	18
Figura 10 Histórico de producción Sacha 380	19
Figura 11 Histórico de producción Sacha 380	21
Figura 12 Ln(u) vs T Sacha 384.....	26
Figura 13 Tasa y presión de inyección Sacha 384.....	28
Figura 14 Modelo lineal viscosidad Sacha 384.....	32
Figura 15 Modelo potencial de viscosidad Sacha 384	33
Figura 16 Ln(u) vs T Sacha 386.....	38
Figura 17 Tasa y Presión de inyección diaria Sacha 386	39
Figura 18 Modelo lineal viscosidad Sacha 384.....	44
Figura 19 Modelo potencial de viscosidad Sacha 384	45
Figura 20 Estimación producción Sacha 384	46
Figura 21 Estimación producción Sacha 386	49

Índice de tablas

Tabla 1 Capacidad de producción Sacha 384.....	15
Tabla 2 PVT Sacha 384.....	16
Tabla 3 Capacidad de producción Sacha 384.....	17
Tabla 4 PVT Sacha 386.....	18
Tabla 5 PVT Sacha 380.....	20
Tabla 6 Análisis Físico químico del agua de formación Hollín	20
Tabla 7 Características de los fluidos Sacha 384	22
Tabla 8 Comportamiento de contabilidad Sacha 384.....	23
Tabla 9 Variación de la viscosidad Sacha 384	25
Tabla 10 Ln(u) vs T Sacha 384	26
Tabla 11 Tasa de inyección Sacha 384.....	27
Tabla 12 Capilar Sacha 384.....	28
Tabla 13 Características Sacha 384 pvt.....	29
Tabla 14 Variación PVT Sacha 384	30
Tabla 15 Variación de la mezcla Sacha 384.....	31
Tabla 16 1/T Sacha 384.....	31
Tabla 17 Ln (u) de la mezcla Sacha 384	32
Tabla 18 Características fluidos Sacha 386.....	34
Tabla 19 Comportamiento de contabilidad Sacha 386.....	35
Tabla 20 Variación de la viscosidad Sacha 384	36
Tabla 21 Ln(u) vs T Sacha 386	37

Tabla 22 Tasa, presión de inyección Sacha 386.....	39
Tabla 23 Capilar Sacha 386.....	40
Tabla 24 Características Sacha 384 pvt.....	40
Tabla 25 Variación PVT Sacha 386	42
Tabla 26 Variación de la mezcla Sacha 386.....	43
Tabla 27 1/T Sacha 386.....	43
Tabla 28 Ln (u) de la mezcla Sacha 384	44
Tabla 29 Costos Sacha 384.....	47
Tabla 30 Indicadores Económicos Sacha 384	47
Tabla 31 Flujo de caja Sacha 384.....	48
Tabla 32 Costos Sacha 386.....	50
Tabla 33 Indicadores Económicos Sacha 386	50
Tabla 34 Flujo de caja Sacha 386.....	51
Tabla 35 Costos Sacha 384.....	52

CAPITULO I

INTRODUCCIÓN

Tema

Implementación de un circuito térmico para incrementar la movilidad de crudo en los pozos Sacha-384 y Sacha-386 reutilizando el proceso de recuperación secundaria de la plataforma 380 en el campo Sacha.

Planteamiento del Problema

La producción de los pozos Sacha 384 y Sacha-386 respectivamente de un crudo viscoso de 16 centipoise y 18 centipoise respectivamente experimenta un sobre esfuerzo en el sistema de producción en especial en el motor, lo que conlleva varios problemas significativos. La alta viscosidad aumenta la carga de trabajo del motor, generando sobrecalentamiento y potencialmente fallos térmicos en los componentes eléctricos y mecánicos. Este exceso de esfuerzo provoca un desgaste acelerado de las bombas y del motor, elevando los costos de mantenimiento y reduciendo la eficiencia general del sistema. El motor puede enfrentar sobrecargas eléctricas, que podrían llevar a fallos y paradas no planificadas, afectando la producción. Además, el sistema puede experimentar vibraciones y ruidos inusuales, señalando inestabilidad operativa. Estos factores pueden reducir la eficiencia del sistema, ya que las bombas electrosumergibles deben trabajar más para mover el crudo, lo que puede llevar a un mayor consumo de energía y desgaste del equipo. La alta viscosidad puede también dificultar el flujo en las tuberías, aumentando el riesgo de bloqueos y la necesidad de mantenimiento.

Problema científico

¿Cómo afecta la alta viscosidad del crudo en los pozos Sacha 384 y Sacha-386 al rendimiento, específicamente en el motor del equipo?

Preguntas científicas o directrices

¿Cuál es el impacto específico de la viscosidad del crudo en la carga de trabajo del motor en sistemas de levantamiento artificial?

¿Cómo influye la alta viscosidad del crudo en la temperatura operativa del motor y en los componentes eléctricos y mecánicos?

¿Qué medidas de mantenimiento preventivo se pueden implementar para reducir el desgaste acelerado de las bombas y motores debido a la alta viscosidad?

¿Cómo afecta el aumento de la viscosidad a la eficiencia energética del sistema de levantamiento artificial?

¿Cuáles son los efectos de la alta viscosidad en la estabilidad operativa del sistema, en términos de vibraciones y ruidos?

¿Qué estrategias de diseño o tecnología podrían utilizarse para mitigar los problemas asociados con el manejo de crudo viscoso en sistemas de levantamiento artificial?

Objetivo general

Implementar un circuito térmico para incrementar la movilidad del crudo en los pozos Sacha-384 y Sacha-386, reutilizando el proceso de recuperación secundaria de la plataforma 380 en el campo Sacha.

Objetivos específicos

Determinar un modelo matemático que estime la reducción de la viscosidad por medio de la inyección capilar de agua de la formación Hollín hacia el reservorio.

Determinar una estimación de reservas en función del tiempo modelando el avance del agua en el reservorio U superior.

Realizar un análisis técnico económico de la rentabilidad de la inyección de agua por capilares en función de la estimación de producción.

Justificación

El presente proyecto es crucial porque aborda la reducción de la viscosidad del crudo de 16 cP y 18 cP en los pozos Sacha-384 y Sacha-386, lo que tiene un impacto directo en la eficiencia y sostenibilidad de la producción a un determinado tiempo. Al disminuir la viscosidad, se minimiza la carga de trabajo del sistema de levantamiento artificial, evitando el sobrecalentamiento del motor y reduciendo el desgaste en las bombas. Esto no solo optimiza el rendimiento del sistema, sino que también disminuye el riesgo de fallos térmicos y eléctricos, así como la frecuencia de mantenimiento. La reducción del esfuerzo requerido por el motor mejora la confiabilidad operativa y asegura una producción continua y estable. A largo plazo, la mejora en la eficiencia del sistema conlleva una disminución significativa en los costos operativos, haciendo la producción más económica y sostenible. Este enfoque no solo maximiza la vida útil del equipo, sino que también contribuye a una gestión más eficaz de los recursos en los pozos.

Variables

Variables Independientes:

Viscosidad del crudo medida en Cp.

Inyección de agua capilar volumen y tasa de inyección.

Temperatura operativa del motor.

Carga de trabajo del motor medida en términos de energía o potencia.

Frecuencia de mantenimiento número de intervenciones en un periodo.

Variables Dependientes:

Eficiencia energética del sistema.

Tasa de producción de crudo (barriles producidos por día).

Temperatura promedio de operación del motor (grados Celsius).

Durabilidad de las bombas y motores (horas de operación antes de fallos).

Frecuencia de fallos mecánicos y eléctricos (número de incidentes por periodo).

Idea a defender y/o Hipótesis

La implementación de un circuito térmico para la inyección capilar de agua en los pozos Sacha-384 y Sacha-386 reducirá la viscosidad del crudo, lo que a su vez disminuirá la carga de trabajo del motor, mejorará la eficiencia operativa del sistema de levantamiento artificial y prolongará la vida útil del equipo.

CAPÍTULO II

MARCO TEÓRICO

Ubicación del Campo

Las reservas estimadas del campo Sacha, bloque 60 oscilan los 350 millones de barriles como se ilustra en la figura 1. Su ubicación se encuentra en Orellana cuya operación a partir del 2016 es por Petroamazonas con una producción de petróleo igual a 69203 barriles. (Perez, 2019)

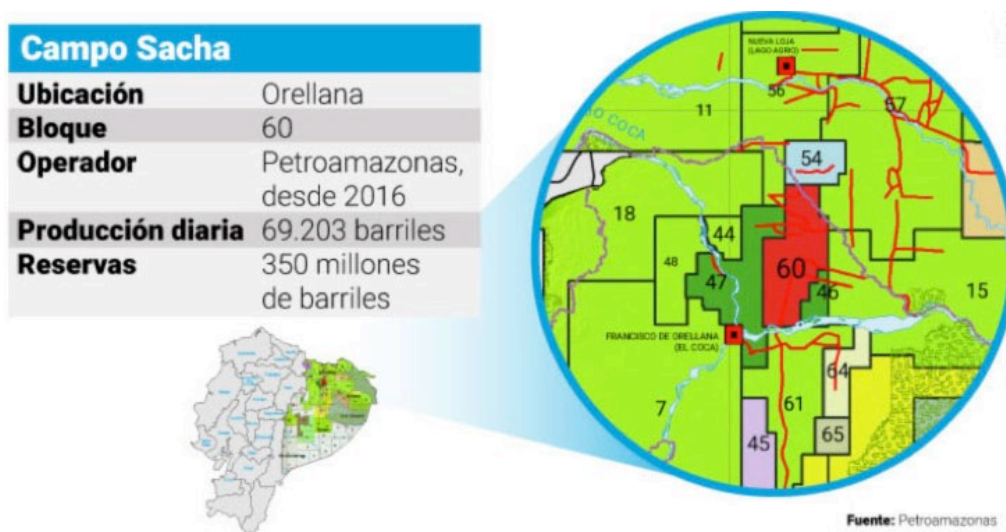


Figura 1 Campo Sacha Orellana

Problemas asociados a la viscosidad

La alta viscosidad del crudo presenta varios problemas para la producción y el sistema electrosumergible. Reduce el caudal de producción al restringir el flujo del crudo, lo que lleva a una mayor carga en el motor y sobrecalentamiento, incrementando el riesgo de fallos mecánicos y eléctricos. Además, la mayor fricción acelera el desgaste de las bombas y aumenta el consumo de energía, elevando los costos operativos. También puede causar bloqueos en las tuberías, requiriendo mantenimiento frecuente y costoso. La combinación de estos factores afecta la eficiencia del sistema, hace la producción menos económica y puede resultar en paradas no planificadas. (Eddypump, 2018)

Compatibilidad de los fluidos

La compatibilidad de los fluidos crudo y agua se refiere a la capacidad de ambos líquidos para coexistir sin provocar problemas en el proceso de extracción o producción. Esta compatibilidad es crucial porque influye en la eficiencia del transporte y la recuperación del crudo. Si el crudo y el agua son incompatibles, pueden generar emulsiones o precipitados que obstruyan las tuberías y equipos, aumentando los costos de mantenimiento y reduciendo la producción. Además, la interacción entre estos fluidos puede afectar la calidad del crudo y la eficacia de los métodos de recuperación. Por lo tanto, es fundamental evaluar la compatibilidad antes de implementar procesos que involucren la inyección de agua en la figura 2 se indica como se realiza la mezcla, asegurando así un flujo óptimo y minimizando los riesgos operativos. (Araika, 2019)



Figura 2 Compatibilidad de los fluidos

Capilares

Los capilares utilizados para inyectar agua de formación en un pozo son tubos delgados que facilitan la inyección controlada del líquido en el reservorio. Su diseño permite un flujo

eficiente y uniforme, lo que ayuda a reducir la viscosidad del crudo y mejora su movilidad. Al inyectar agua, se promueve la recuperación secundaria, aumentando la producción de hidrocarburos al desplazar el crudo hacia la zona de extracción. El capilar que se indica en la figura 3 permite inyectar el agua de la formación Este método minimiza el riesgo de obstrucciones en las tuberías. Además, el uso de capilares contribuye a mantener condiciones adecuadas para la producción. En resumen, los capilares son una herramienta esencial para mejorar el rendimiento de los pozos al facilitar la inyección de agua de formación de manera eficaz y segura. (Madrid, 2017)



Figura 3 Capilares

Facilidades de inyección en superficie

Las facilidades de inyección de agua hacia un pozo son sistemas diseñados para introducir agua de formación en el reservorio, lo que mejora la recuperación de crudo. Estas instalaciones incluyen bombas, tuberías y equipos de control La inyección de agua ayuda a

reducir la viscosidad del crudo, lo que facilita su movimiento hacia la superficie. Además, estas facilidades permiten un monitoreo continuo de las condiciones del reservorio, asegurando un funcionamiento óptimo. La capacidad de ajustar la tasa de inyección en función de las necesidades del pozo es crucial para maximizar la producción. También se utilizan para evitar la formación de emulsiones y bloqueos en las tuberías. En resumen, se indica en la figura 4, las facilidades de inyección de agua son fundamentales para optimizar la extracción de hidrocarburos, aumentando la eficiencia y la rentabilidad del proceso. (Mancilla, 2012)



Figura 4 Facilidades de inyección

Reducción de la viscosidad

Reducir la viscosidad del crudo por medio del uso de agua a altas temperaturas implica inyectar agua caliente en el reservorio para calentar el crudo, disminuyendo así su resistencia al flujo. Al incrementar los valores de temperatura permiten disminuir la viscosidad obstaculizando su movimiento a través de las tuberías y mejorando la eficiencia de la producción. Esta técnica, conocida como calentamiento térmico, permite que el crudo fluya más fácilmente, aligerar la carga del sistema de levantamiento artificial y reduce el riesgo de bloqueos y desgaste en los equipos. En la figura 5 se muestra como la viscosidad afecta la movilidad. El proceso contribuye

a una operación más económica y continua al disminuir los costos asociados con la alta viscosidad. (Doe, J., & Smith, A., 2020)



Figura 5 Viscosidad tubo de ensayo

Viscosidad de la mezcla

Para calcular la viscosidad se usa el modelo de viscosidad simple. Un modelo común es la regla de mezcla que se basa en las proporciones de los fluidos y sus viscosidades.

$$U_m = U_{cr} * V_{cr} + U_{H2O} * V_{H2O}$$

μ_m = Viscosidad de la mezcla

V_{cr} = Proporción del crudo

μ_{cr} = Viscosidad del crudo

V_{H2O} = Proporción del agua

μ_{H2O} = Viscosidad del agua

Estimación de la disminución de la viscosidad

Se desarrollaron 8 ensayos de laboratorio para determinar la viscosidad del crudo en función de la temperatura utilizando la ley de Arrhenius. La ley de Arrhenius se utiliza para modelar cómo la viscosidad de un líquido cambia con la temperatura. (Vogel, F. S., Fulcher, G. M., & Tamman, G., 2011)

$$u = A * e^{\frac{b}{T}}$$

Donde:

μ = Viscosidad (cP)

A = Constante de Arrhenius

B = Energía de activación (J/mol)

T = Temperatura (K)

Análisis Económico

Para realizar un análisis económico de un proyecto de inyección por capilares de agua en un reservorio, se necesita evaluar los aspectos financieros utilizando varios indicadores como el VAN, TIR y B/C por medio de un flujo de caja y con valores que se encuentren dentro de estos rubros se espera la aceptación del proyecto las fórmulas que se aplican en un ensayo económico de egresos e ingresos se muestran a continuación. (Cohen, J. D., & Elwood, G., 2019)

$$VAN = \sum_{t=1}^n \frac{B_t - C_t}{(1+r)^t} - I$$

$$0 = \sum_{t=1}^n \frac{B_t - C_t}{(1 + \text{TIR})^t} - I$$

$$\text{B/C} = \frac{\text{Valor Presente de los Beneficios Totales}}{\text{Valor Presente de los Costos Totales}}$$

CAPÍTULO III

MARCO METODOLÓGICO

Tipo de Investigación

El proyecto implica una investigación experimental para desarrollar y validar un modelo matemático de reducción de viscosidad, una investigación aplicada para estimar el avance del agua en el reservorio, y una investigación técnico-económica para evaluar la viabilidad financiera del proyecto. Este enfoque multifacético asegura una comprensión completa del impacto de la inyección de agua en la producción de crudo y la eficiencia del sistema

Diseño de investigación

El diseño de la investigación para la inyección por capilares de agua en los pozos Sacha-384 y Sacha-386 se estructura en varias etapas clave. Primero, se define el problema de alta viscosidad del crudo y se establecen objetivos claros: modelar matemáticamente la reducción de viscosidad y realizar un análisis técnico-económico. La metodología incluye la revisión de literatura, desarrollo de modelos matemáticos y simulaciones además de un análisis financiero. Se recopilan datos de campo y experimentales, se analizan mediante herramientas estadísticas y se interpretan los resultados. Finalmente, se elabora un informe técnico con recomendaciones y se valida el modelo con datos reales, ajustando según sea necesario. Este enfoque asegura una evaluación integral del proyecto, optimizando la producción y reduciendo costos operativos.

Selección de muestra

El universo del presente estudio es el Campo Sacha y la muestra en la cual se evalúa la producción al implicar la inyección de agua por el capilar es en los pozos Sacha-384 y Sacha-386

Recolección de datos

La inyección por capilares de agua en los pozos Sacha-384 y Sacha-386, la recolección de datos debe ser exhaustiva. Incluye la obtención de características del crudo viscosidad, gravedad API, composición química y propiedades del reservorio. También es esencial recopilar datos históricos de producción y detalles sobre la inyección de agua, como composición, temperatura, y tasa de inyección. Además, se deben realizar pruebas piloto y experimentos de laboratorio para validar modelos y técnicas. La correcta recolección y análisis de estos datos aseguran la efectividad y viabilidad del proyecto.

Métodos

En laboratorio, se medirá la viscosidad del crudo y su composición química usando viscosímetros y cromatografía. En campo, se instalarán sensores para registrar presión, temperatura, flujo y tasa de inyección de agua, y se monitoreará la producción. Se aplicarán modelos matemáticos y simulaciones de reservorios para prever el impacto de la inyección en la viscosidad. El análisis económico incluirá la evaluación de costos operativos y la calculación de indicadores financieros como VAN y TIR. Además, se realizarán pruebas piloto para validar las técnicas en condiciones controladas, y se revisarán datos históricos para identificar patrones relevantes

Análisis de Datos

El análisis de datos para la inyección de agua en los pozos Sacha-384 y Sacha-386 implica la preparación y verificación de datos, modelado matemático de viscosidad, análisis de producción, simulación de reservas, evaluación económica, y análisis de pruebas piloto. Los resultados deben ser interpretados y presentados de manera clara, con conclusiones y recomendaciones para optimizar el proyecto.

Pozo Sacha 384

El pozo Sacha 384 se caracteriza por producir un fluido de baja movilidad cuyas características físicas y químicas denotan valores altos de viscosidad y densidad API a continuación se indica la caracterización de los fluidos producidos.

Historial de producción

El pozo se caracteriza por tener un alto porcentaje de agua y sedimentos que asciende al 62% En la ilustración se distingue la producción de 413 barriles de fluido, 156,94 barriles de petróleo y 256,06 barriles de agua. Además, se puede observar la recuperación de producción al realizar dos trabajos de reacondicionamiento como se indica en la figura 6

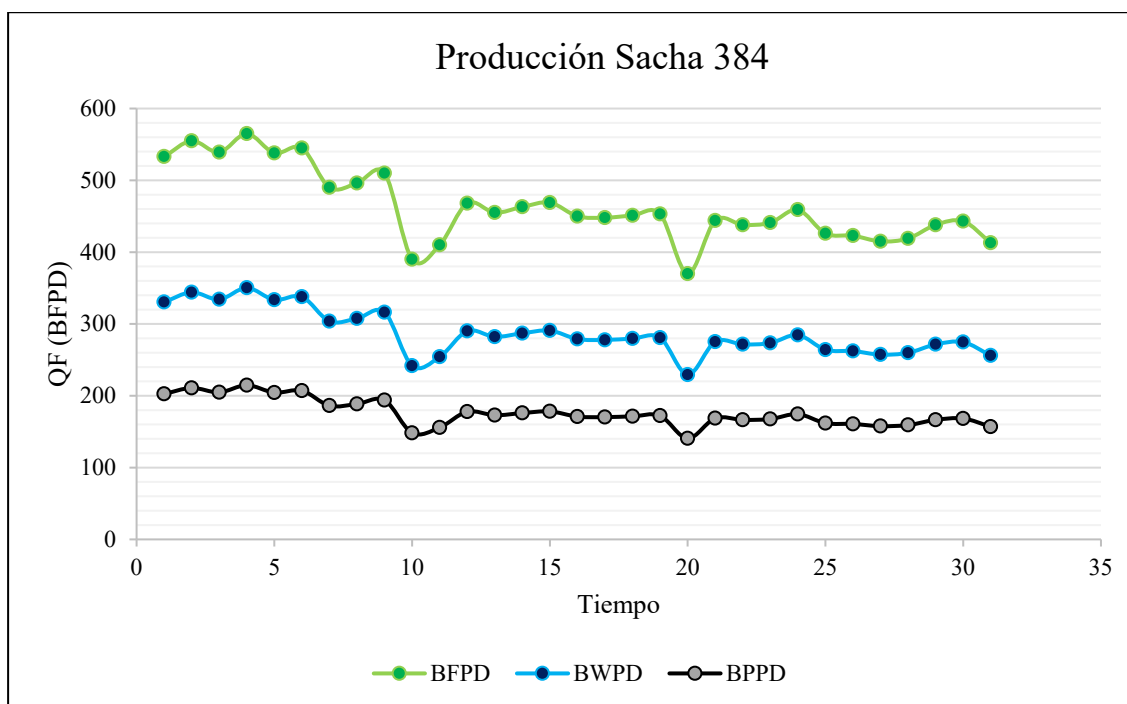


Figura 6 Histórico de producción Sacha 384

Capacidad de producción

La producción actual de los 413 barriles de fluido presenta un índice de productividad de 0,44 bfpd/psi a una Pwf de 1752 psi como se indica en la tabla 1 . Cabe recalcar que la presión

en el punto de burbuja asciende a 800 psi con una tasa en este punto de 827,74 barriles. La construcción de la IPR se muestra en la figura 7 donde la producción se estima en un intervalo de 100 psi de los 2700 psi del reservorio. La bomba se encuentra a una profundidad de 10127 pies.

Tabla 1 Capacidad de producción Sacha 384

Hollín superior		
POZO SACHA 384		
Presión de reservorio (psia)	Pr	2700,00
Presión de fondo fluyente (psia)	Pwf	1752,00
Presión en el punto de burbuja	Pb	800,00
Tasa de flujo de petróleo (bfpd)	QF	413,00
Índice de productividad (bfpd/psi)	J	0,44
Caudal máximo (bfpd)	Qmax	1021,37
Caudal en el punto de burbuja (bfpd)	Qb	827,74
Diferencia de presión	PSI	100,00

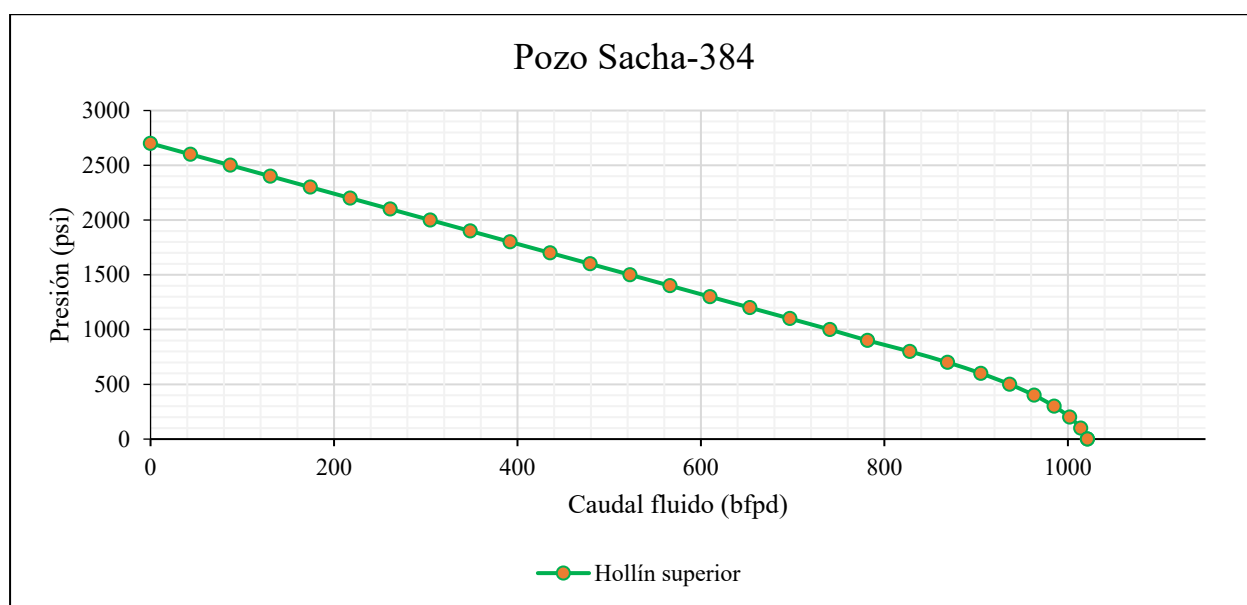


Figura 7 IPR Sacha 384

Análisis de presión Volumen y Temperatura

Según la tabla 2 número la viscosidad del fluido tiene un valor de 16 centipoise con un factor volumétrico de 1,2 BY/BN a una presión de 2700 psi

Tabla 2 PVT Sacha 384

Reservorio	Formación	Hollín
Presión	Psi	2700
Factor Volumétrico del agua	BY/BN	1,2
Factor de Compresibilidad	PSI-1	2,4E-06
Viscosidad del agua	cP	16
densidad	LB/FT3	61
API		17

Pozo Sacha 386

El pozo Sacha 386 se caracteriza por producir un fluido de baja movilidad cuyas características físicas y químicas denotan valores altos de viscosidad y densidad API a continuación se indica la caracterización de los fluidos producidos.

Historial de producción

El pozo se caracteriza por tener un alto porcentaje de agua y sedimentos que asciende al 65% En la ilustración se distingue la producción de 625 barriles de fluido; 218,75 barriles de petróleo y 406,25 barriles de agua. Además, se puede observar la recuperación de producción al realizar dos trabajos de reacondicionamiento como se indica en la figura 8

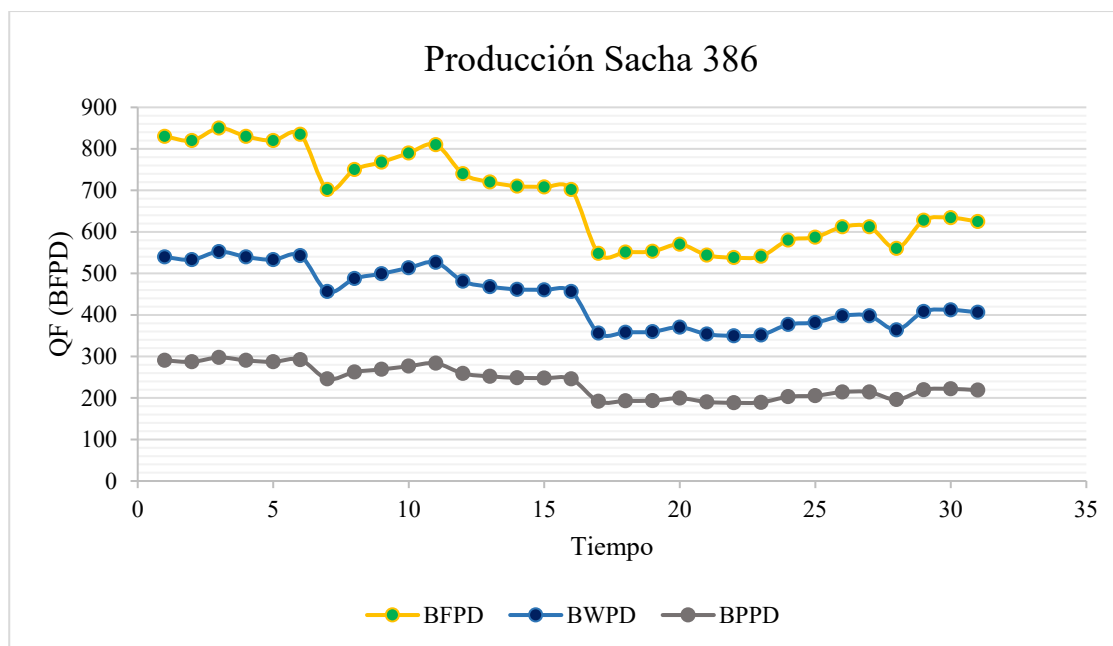


Figura 8 Histórico de producción Sacha 386

Capacidad de producción

La producción actual de los 413 barriles de fluido presenta un índice de productividad de 0,44 bfpd/psi a una Pwf de 1752 psi como se indica en la tabla 3 . Cabe recalcar que la presión en el punto de burbuja asciende a 800 psi con una tasa en este punto de 827,74 barriles. La construcción de la IPR se muestra en la figura 9 donde la producción se estima en un intervalo de 100 psi de los 2700 psi del reservorio

Tabla 3 Capacidad de producción Sacha 384

Hollín superior		
POZO SACHA 386		
Presión de reservorio (psia)	Pr	2700,00
Presión de fondo fluyente (psia)	Pwf	1600,00
Presión en el punto de burbuja	Pb	800,00
Tasa de flujo de petróleo (bfpd)	Q0	625,00
Índice de productividad (bfpd/psi)	J	0,57
Caudal máximo (bfpd)	Qmax	1332,07
Caudal en el punto de burbuja (bfpd)	Qb	1079,55
Diferencia de presión	PSI	100,00

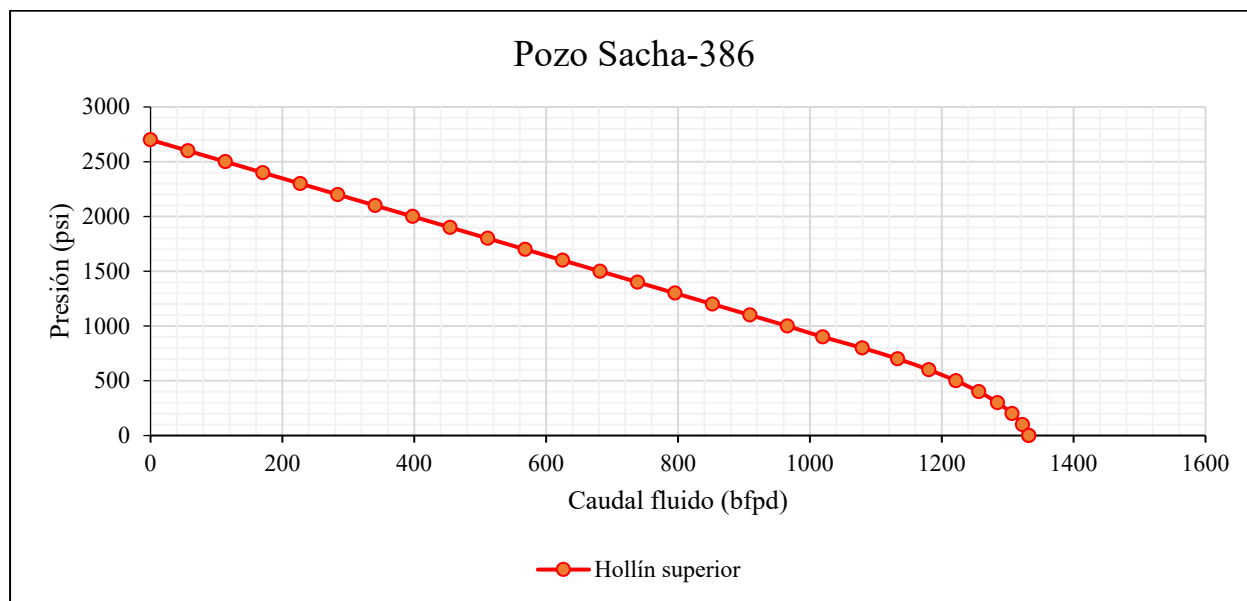


Figura 9 IPR Sacha 386

Análisis de presión Volumen y Temperatura

Según la tabla número 4 la viscosidad del fluido tiene un valor de 18 centipoise con un factor volumétrico de 1,3 BY/BN a una presión de 2700 psi

Tabla 4 PVT Sacha 386

Reservorio	Formación	Hollín
Presión	psi	2700
Factor Volumétrico del agua	BY/BN	1,3
Factor de Compresibilidad	PSI-1	2,4E-06
Viscosidad del agua	cP	18
densidad	LB/FT3	64
	API	17

Pozo inyector Sacha 380

El pozo Sacha 380 se caracteriza por producir agua de formación cuyas características físicas y químicas denotan valores bajos de viscosidad con una temperatura que oscila los 160 grados Fahrenheit a continuación se indica la caracterización de los fluidos producidos del reservorio Hollín.

Historial de producción de agua

La figura 10 indica la producción de agua de formación del reservorio Hollín con una tasa equivalente a 205 barriles de agua por día los cuales son tratados en superficie para su reinyección

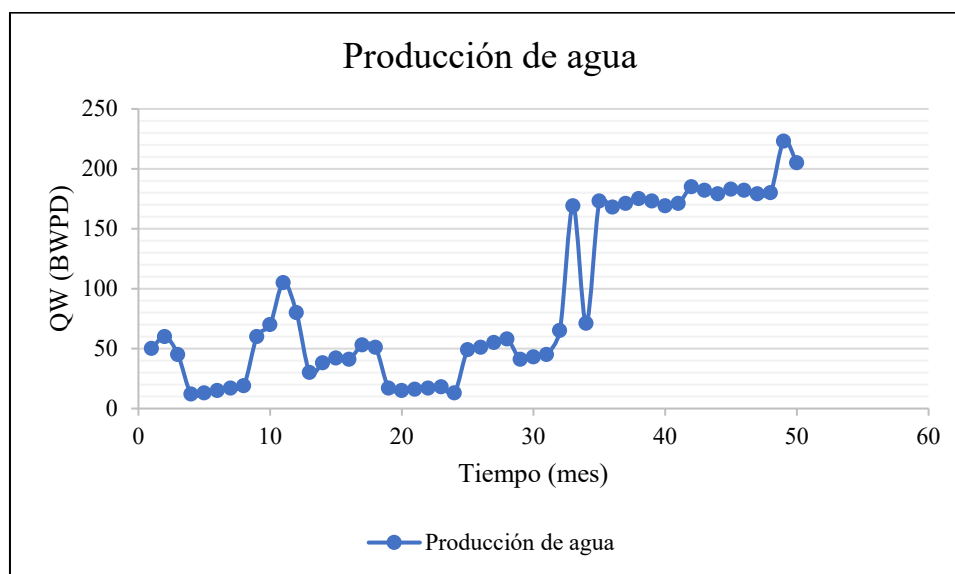


Figura 10 Histórico de producción Sacha 380

Análisis de presión, volumen y temperatura

Según la tabla 5 numero la viscosidad del fluido tiene un valor de 0,24 centipoise con un factor volumétrico de 1,0,31 BY/BN a una presión de 4435 psi.

Tabla 5 PVT Sacha 380

Reservorio	Formación	Hollín
Presión	psi	4435
Factor Volumétrico del agua	BY/BN	1,031
Factor de Compresibilidad	PSI-1	3,30E-06
Viscosidad del agua	cP	0,24
densidad	LB/FT3	60,2
API		15

Análisis físico químico del agua de formación

El análisis físico químico del agua de formación producida de reservorio Hollín presenta la siguiente composición porcentual, en la cual predomina un 37% de óxido de silicio y iones de potación en un 20%, mientras que los iones de magnesio indican un 16%, en la tabla 6 se indica la caracterización de cada elemento de manera porcentual

Tabla 6 Análisis Físico químico del agua de formación Hollín

Elemento	Unidades	Valor	Porcentaje
Na+	mg/l	3,36	4%
K+	mg/l	15,5	20%
Ca++	mg/l	3,78	5%
Mg++	mg/l	12,71	16%
Ba++	mg/l	0,3	0%
Sr++	mg/l	6,23	8%
Fe++	mg/l	0	0%
SiO2	mg/l	36,98	47%
Salinidad	mg Na Cl/l	9,44	
Turbidez	NTU	4	

Facilidades de superficie proceso de inyección

El circuito térmico que permite inyectar agua de formación a 160 grados Fahrenheit en el pozo por medio de un capilar posee la siguiente configuración que se observa en la figura 11 en la que costa la producción del pozo Sacha 380 el cual se deriva a un sistema de tratamiento químico, una válvula reguladora de flujo FCV, posteriormente a un sistema de coagulación floculación compuesto por filtros de arena o carbón activado, dando paso a un separador gas líquido y finalmente a una tea el gas. El fluido a un tanque de almacenamiento de agua tratada manteniendo una temperatura de 160 grados Fahrenheit por la instalación de un intercambiador de calor que posteriormente se distribuyen a un sistema de bombas, en la cual la bomba booster P110 dirige el fluido hacia el pozo Sacha 384 por medio del capilar. Mientras que el fluido es bombeado hacia el pozo Sacha 386 por medio de una bomba booster P109.

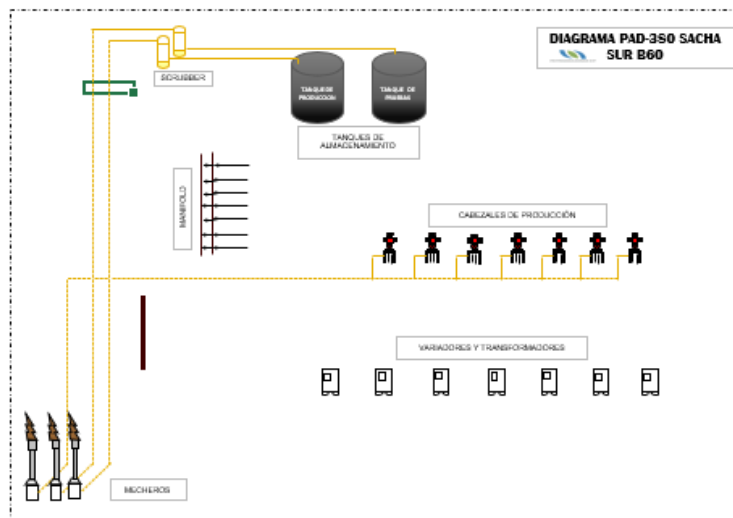


Figura 11 Histórico de producción Sacha 380

Pruebas de laboratorio Sacha 384

La reducción de viscosidad que se suscita en el pozo por medio de la mezcla del agua de formación a una temperatura de 150 Fahrenheit permite que exista una reducción de la mezcla, obteniendo una producción de 487 barriles de fluido por día.

Prueba de Compatibilidad aguade formación & crudo

Para realizar una prueba de laboratorio de compatibilidad de un agua de formación con un crudo específico, y calcular la reducción de viscosidad. La prueba de compatibilidad generalmente incluye mezclar ambos fluidos y observar la interacción. En la tabla 7 se indica las características de los fluidos

Tabla 7 Características de los fluidos Sacha 384

Variable	Unidad	Características Agua de formación	Características Fluido
Viscosidad	cP	0,24	16
API		15	17
Volumen	BBL	74	413
% Volumen	%	15%	85%

Materiales y Equipos

- Vaso de precipitación o cilindro graduado.
- Agitador magnético o manual.
- Termómetro.
- Viscosímetro

Procedimiento

1. Preparar las Muestras:
2. Medir 74 mililitros de agua de formación.

3. Medir 413 mililitros de crudo.
4. Mezclar los Fluidos:
5. Mezclar en un recipiente adecuado en la proporción determinada (18% agua y 82% crudo).

Observaciones:

1. Registrar cualquier cambio visual (separación de fases, emulsión, etc.).
2. Tomar muestras a intervalos regulares para medir la viscosidad.
3. Usar el viscosímetro para medir la viscosidad de la mezcla en la tabla 8.

Tabla 8 Comportamiento de contabilidad Sacha 384

Proporción de Mezcla	Viscosidad Inicial (cP)	Viscosidad Final (cP)	Reducción de Viscosidad (%)	Comportamiento muestral
100% Crudo	16	16	0	No hay reducción, lo que indica que no se observa un cambio al no mezclar con agua.
82% Crudo / 18% Agua	16	12	25	Se logra una reducción del 25%, lo que indica que la mezcla es más fluida y mejora la eficiencia del sistema de levantamiento.
50% Crudo / 50% Agua	16	10	37.5	Se alcanza una reducción del 37.5%, lo que sugiere una mejora significativa en la manejabilidad del fluido.
100% Agua	0.24	0.24	0	No hay cambio, ya que se trata solo de agua.

Reducción de la viscosidad agua de formación & fluido

Se desarrollaron 8 ensayos de laboratorio para determinar la viscosidad del crudo en función de la temperatura utilizando la ley de Arrhenius. La ley de Arrhenius se utiliza para modelar cómo la viscosidad de un líquido cambia con la temperatura.

$$u = A * e^{\frac{b}{T}}$$

Donde:

μ = Viscosidad (cP)

A = Constante de Arrhenius

B = Energía de activación (J/mol)

T = Temperatura (K)

Para modelar el comportamiento se lleva a cabo los ensayos de viscosidad a diferentes temperaturas.

Materiales y equipos

- Viscosímetro.
- Termómetro.
- Baño de agua o cámara térmica.
- Recipientes para las muestras.

Procedimiento

Preparar las Muestras: Usa crudo de viscosidad conocida (16 cP a temperatura ambiente).

Calentar las Muestras: Ajusta cada muestra a la temperatura seleccionada utilizando un baño térmico.

Medir la Viscosidad: A cada temperatura, mide la viscosidad con el viscosímetro.

Tabla de Resultados

Al evaluar la variación de la temperatura de la tabla 9 en grados centígrados como en grados kelvin se observa en la tabla los resultados de la variación de la viscosidad.

Tabla 9 Variación de la viscosidad Sacha 384

Temperatura (°C)	Temperatura (K)	Viscosidad (cP)
20	293	16
30	303	14
40	313	12
50	323	10
60	333	9
70	343	8
80	353	7
90	363	6

Modelo matemático de Arrhenius en laboratorio

1. Utilizando los datos de viscosidad, Calcular los valores de A y B
2. Transformar la ecuación: Tomando el logaritmo natural:

$$u = A * e^{\frac{b}{T}}$$

$$\ln(u) = \ln A - \frac{B}{T}$$

3. Lo que se transforma en un modelo lineal de forma $y = mx + b$ donde:

$$y = \ln(u)$$

$$m = -B$$

$$X = \frac{1}{T}$$

$$b = \ln(A)$$

4. Se procede a calcular el $\ln(u)$ y $1/T$ como se detalla en la tabla 10:

Tabla 10 Ln(u) vs T Sacha 384

Temperatura (K)	Viscosidad (cP)	ln(μ)	T1
293	16	2,772	0,003414
303	14	2,639	0,0033
313	12	2,485	0,003194
323	10	2,303	0,003096
333	9	2,197	0,003003
343	8	2,079	0,002915
353	7	1,946	0,002835
363	6	1,792	0,002754

En la figura 12 se observa la regresión donde la pendiente de la línea se da en $-B$ y la intersección en $\ln(A)$.

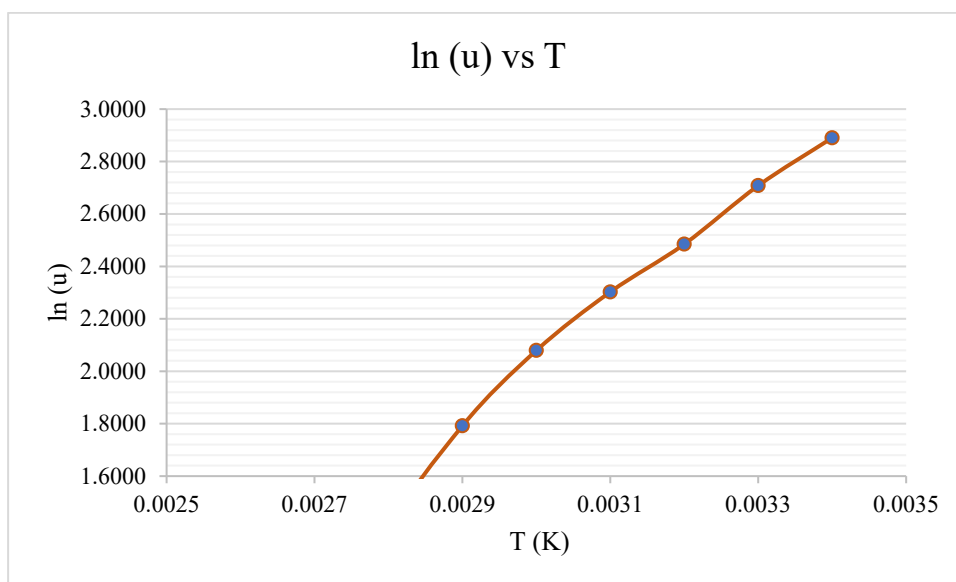


Figura 12 Ln(u) vs T Sacha 384

$$y = 1476,3X - 2,2465$$

$$\ln(u) = 1476,3T - 2,2465$$

Tasa de Inyección Sacha 384

Una vez realizada las pruebas de laboratorio se procede a inyectar el fluido de formación a una presión de 362 psi durante las 24 horas del día a una tasa de 74 barriles por medio del capilar de media pulgada con un valor acumulado mensual de 2257 barriles y una concentración de partes por millones de sedimentos post tratamiento de 46 las características mencionadas se pueden observar en la figura 13 y la tabla 11.

Tabla 11 Tasa de inyección Sacha 384

Tiempo de reinyección	Volumen reinyectado	Presión de reinyección	Acumulado mensual	Sólidos
Horas	BBL	PSI	BBL	PPM
24	80	250	2438,4	42
24	74	312	2255,52	42
24	75	239	2286	42
24	57	430	1737,36	42
24	59	527	1798,32	42
24	83	275	2529,84	42
24	82	315	2499,36	51
24	53	412	1615,44	32
24	71	389	2164,08	49
24	75	299	2286	49
24	80	387	2438,4	49
24	78	279	2377,44	49
24	78	390	2377,44	56
24	75	459	2286	56
24	70	312	2133,6	47
24	82	388	2499,36	47
24	73	422	2225,04	64
24	83	401	2529,84	79
24	79	399	2407,92	7
24,00	74,05	362,37	2257,12	46,68
TOTAL				

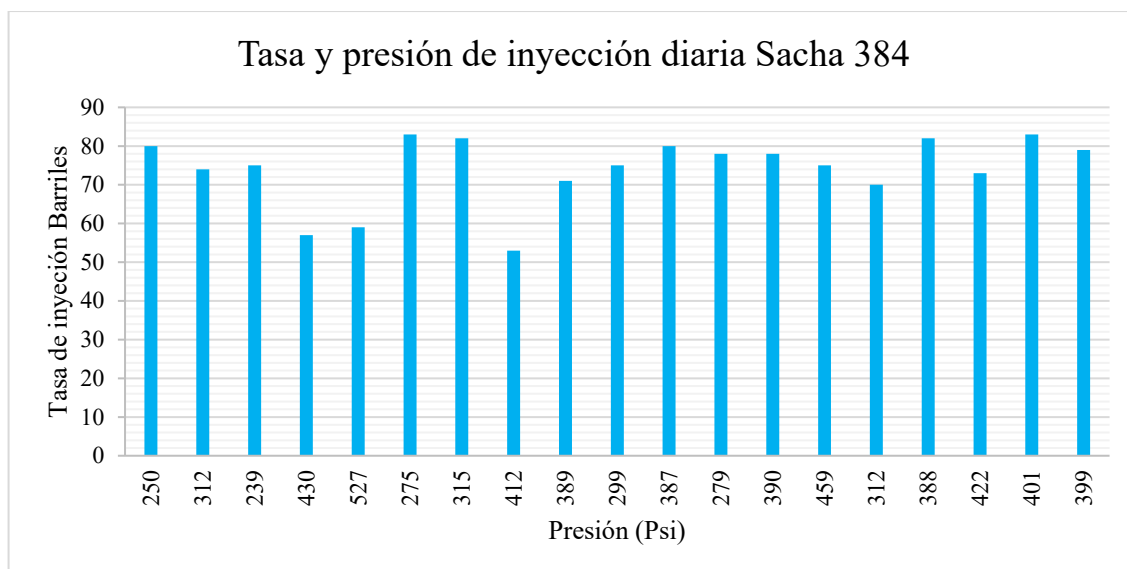


Figura 13 Tasa y presión de inyección Sacha 384

Diseño y especificaciones del capilar Sacha 384

Para diseñar un capilar que inyecte agua de formación desde la superficie hasta el fondo del pozo a una profundidad de 10,127 pies y un caudal de 3.08 barriles por hora a una presión de 362 psi se establece en la siguiente tabla 12.

Tabla 12 Capilar Sacha 384

Parámetro	Unidades	Valor
Profundidad del pozo	ft	10127
Caudal	gal/min	2,16
Diámetro del capilar	in	0,75
Área de sección	ft ²	0,0218
Velocidad de flujo	ft/s	0,0223
Pérdida de carga	lb/ft ²	0,00058
Pérdida de presión	psi	0,08352
Presión de inyección	psi	362
Costo	\$	\$ 81.016

Reducción de la viscosidad Sacha 384

Para desarrollar un modelo de viscosidad utilizando los 413 barriles de crudo y los 74 barriles de agua de formación, se considerará cómo la mezcla de ambos fluidos afecta la viscosidad total de la tabla 13.

Tabla 13 Características Sacha 384 pvt

Variable	Unidad	Características Agua de formación	Características Fluido
Viscosidad	cP	0,24	16
API		15	17
Volumen	BBL	74	413

1. Proporciones de la mezcla

$$\text{Volumen total} = \text{volumen crudo} + \text{volumen agua}$$

$$\text{Volumen total} = 413 \text{ bbl} + 74 \text{ bbl}$$

$$\text{Volumen total} = 487 \text{ bbl}$$

$$\text{Proporción crudo} = \frac{414}{487} * 100$$

$$\text{Proporción crudo} = 84,2 \%$$

$$\text{Proporción agua} = \frac{74}{487} * 100$$

$$\text{Proporción agua} = 15,2 \%$$

2. Modelo de viscosidad de Mezcla

Para calcular la viscosidad de la mezcla, se usa el modelo de viscosidad simple. Un modelo común es la regla de mezcla que se basa en las proporciones de los fluidos y sus viscosidades.

$$U_m = U_{cr} * V_{cr} + U_{H2O} * V_{H2O}$$

μ_m = Viscosidad de la mezcla

V_{cr} = Proporción del crudo

μ_{cr} = Viscosidad del crudo

V_{H2O} = Proporción del agua

μ_{H2O} = Viscosidad del agua

$$U_m = (0,848) * (16 \text{ cP}) + (0,152) * (0,24 \text{ cP})$$

$$U_m = 13,56 + 0,036$$

$$U_m = 13,6 \text{ cP}$$

La viscosidad de la mezcla de 413 barriles de crudo de 16 cP y 74 barriles de agua de formación 0,24 cP es aproximadamente 13,60 cP

Reducción de la viscosidad en función de la ley de Arrhenius

Para realizar un modelo de viscosidad en función de la ley de Arrhenius utilizando 413 barriles de crudo y 74 barriles de agua de formación, se realizan 10 ensayos a diferentes temperaturas. La ley de Arrhenius se utilizará para modelar cómo la viscosidad cambia con la temperatura. Como datos iniciales se fundamenta en los valores presentes en la siguiente tabla 14

Tabla 14 Variación PVT Sacha 384

Variable	Unidad	Características Agua de formación	Características Fluido
Temperatura	C	20	20
Viscosidad	cP	0,24	16
API		15	17
Volumen	BBL	74	413
% Volumen	%	15%	85%

Obteniendo los siguientes resultados en la tabla 15 a una temperatura en el fondo del pozo de 65 grados centígrados se obtiene una reducción de 13,6 a 11,15 cP

Tabla 15 Variación de la mezcla Sacha 384

Ensayo	Temperatura	Temperatura	Viscosidad crud0	Viscosidad Agua (cP)	Viscosidad Mezcla (cP)
	(°C)	(K)	cP	cP	cP
1	20	293	16	0,24	13,6
2	25	298	15	0,22	13,25
3	30	303	14	0,2	12,9
4	35	308	13	0,19	12,65
5	40	313	12	0,18	12,4
6	45	318	11	0,17	12,15
7	50	323	10	0,15	11,9
8	55	328	9	0,14	11,65
9	60	333	8	0,13	11,4
10	65	338	7	0,12	11,15

Según la ley de Arrhenius calculamos la variable $1/T$ en grados Kelvin valores que se indican en la tabla 16

Tabla 16 $1/T$ Sacha 384

Ensayo	Temperatura	$1/T$
	°K	$1/°K$
1	293	0,003414
2	298	0,003356
3	303	0,0033
4	308	0,003247
5	313	0,003194
6	318	0,003141
7	323	0,003096
8	328	0,003048
9	333	0,003003
10	338	0,002958

Se establece el cálculo del logaritmo natural de la viscosidad de la tabla 17

Tabla 17 Ln (u) de la mezcla Sacha 384

Ensayo	Viscosidad Mezcla	LN (U)
	cP	cP
1	13,6	2,619
2	13,25	2,590
3	12,9	2,558
4	12,65	2,540
5	12,4	2,519
6	12,15	2,496
7	11,9	2,479
8	11,65	2,455
9	11,4	2,433
10	11,15	2,406

La viscosidad permite determinar los valores de m igual a -0,053 y el valor de b equivalente a 14,559 según la regresión lineal de la figura 14

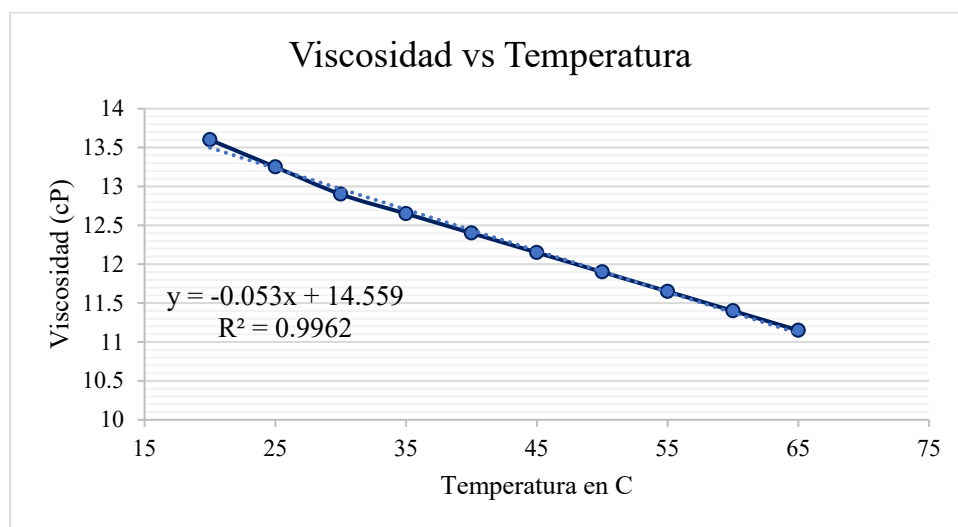


Figura 14 Modelo lineal viscosidad Sacha 384

El modelo matemático que estima la variación de la viscosidad al inyectar agua de formación de la figura 15 se comporta de la siguiente manera en función de la ley de Arrhenius potencial

$$u = 14,749 * e^{-0,004T}$$

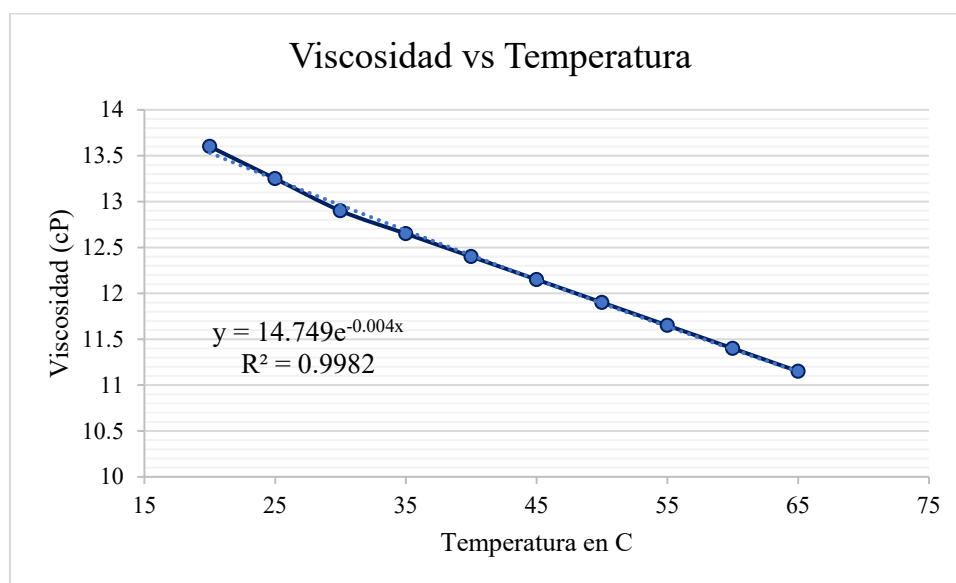


Figura 15 Modelo potencial de viscosidad Sacha 384

Pruebas de laboratorio Sacha 386

La reducción de viscosidad que se suscita en el pozo por medio de la mezcla del agua de formación a una temperatura de 150 Fahrenheit permite que exista una reducción de la mezcla, obteniendo una producción de 487 barriles de fluido por día.

Prueba de Compatibilidad aguade formación & crudo

Para realizar una prueba de laboratorio de compatibilidad de un agua de formación con un crudo específico, y calcular la reducción de viscosidad. La prueba de compatibilidad

generalmente incluye mezclar ambos fluidos y observar la interacción. En la tabla 18 se indica las características de los fluidos.

Tabla 18 Características fluidos Sacha 386

Variable	Unidad	Características Agua de formación	Características Fluido
Viscosidad	cP	0,24	18
API		15	17
Volumen	BBL	110	625
% Volumen	%	15%	85%

Materiales y Equipos

- Vaso de precipitación o cilindro graduado.
- Agitador magnético o manual.
- Termómetro.
- Viscosímetro

Procedimiento

1. Preparar las Muestras:
2. Medir 110 mililitros de agua de formación.
3. Medir 625 mililitros de crudo.
4. Mezclar los Fluidos:
5. Mezclar en un recipiente adecuado en la proporción determinada (15% agua y 85% crudo).

Observaciones:

1. Registrar cualquier cambio visual (separación de fases, emulsión, etc.).
2. Tomar muestras a intervalos regulares para medir la viscosidad.
3. Usar el viscosímetro para medir la viscosidad de la mezcla cuya compatibilidad se estima en la tabla 19.

Tabla 19 Comportamiento de contabilidad Sacha 386

Proporción de Mezcla	Viscosidad Inicial (cP)	Viscosidad Final (cP)	Reducción de Viscosidad (%)	Comportamiento muestral
100% Crudo	18	18	0	No hay reducción, lo que indica que no se observa un cambio al no mezclar con agua.
85% Crudo / 15% Agua	18	15,3	14,80	Se logra una reducción del 25%, lo que indica que la mezcla es más fluida y mejora la eficiencia del sistema de levantamiento.
50% Crudo / 50% Agua	18	9,12	49,33	Se alcanza una reducción del 37.5%, lo que sugiere una mejora significativa en la manejabilidad del fluido.
100% Agua	0.24	0.24	0	No hay cambio, ya que se trata solo de agua.

Reducción de la viscosidad agua de formación & fluido

Se desarrollaron 8 ensayos de laboratorio para determinar la viscosidad del crudo en función de la temperatura utilizando la ley de Arrhenius. La ley de Arrhenius se utiliza para modelar cómo la viscosidad de un líquido cambia con la temperatura.

$$u = A * e^{\frac{b}{t}}$$

Donde:

μ = Viscosidad (cP)

A = Constante de Arrhenius

B = Energía de activación (J/mol)

T = Temperatura (K)

Para modelar el comportamiento se lleva a cabo los ensayos de viscosidad a diferentes temperaturas.

Materiales y equipos

- Viscosímetro.
- Termómetro.
- Baño de agua o cámara térmica.
- Recipientes para las muestras.

Procedimiento

Preparar las Muestras: Usa crudo de viscosidad conocida (16 cP a temperatura ambiente).

Calentar las Muestras: Ajusta cada muestra a la temperatura seleccionada utilizando un baño térmico.

Medir la Viscosidad: A cada temperatura, mide la viscosidad con el viscosímetro.

Tabla de Resultados

Al evaluar la variación de la temperatura en grados centígrados como en grados kelvin se observa en la tabla 20 los resultados de la variación de la viscosidad.

Tabla 20 Variación de la viscosidad Sacha 384

Temperatura (°C)	Temperatura (K)	Viscosidad (cP)
20	293	18
30	303	15
40	313	12
50	323	10
60	333	8

70	343	6
80	353	4
90	363	3

Modelo matemático de Arrhenius en laboratorio

- Utilizando los datos de viscosidad, Calcular los valores de A y B
- Transformar la ecuación: Tomando el logaritmo natural:

$$u = A * e^{\frac{b}{T}}$$

$$\ln(u) = \ln A - \frac{B}{T}$$

- Lo que se transforma en un modelo lineal de forma $y = mx + b$ donde:

$$y = \ln(u)$$

$$m = -B$$

$$X = \frac{1}{T}$$

$$b = \ln(A)$$

- Se procede a calcular el $\ln(u)$ y $1/T$ como se detalla en la tabla 21:

Tabla 21 $\ln(u)$ vs T Sacha 386

Temperatura (K)	Viscosidad (cP)	$\ln(\mu)$	$1/T$
293	18	2,8904	0,0034
303	15	2,7081	0,0033
313	12	2,4849	0,0032
323	10	2,3026	0,0031
333	8	2,0794	0,0030
343	6	1,7918	0,0029
353	4	1,3863	0,0028
363	3	1,0986	0,0028

En la figura 16 se observa la regresión donde la pendiente de la línea se da en $-B$ y la intersección en $\ln(A)$.

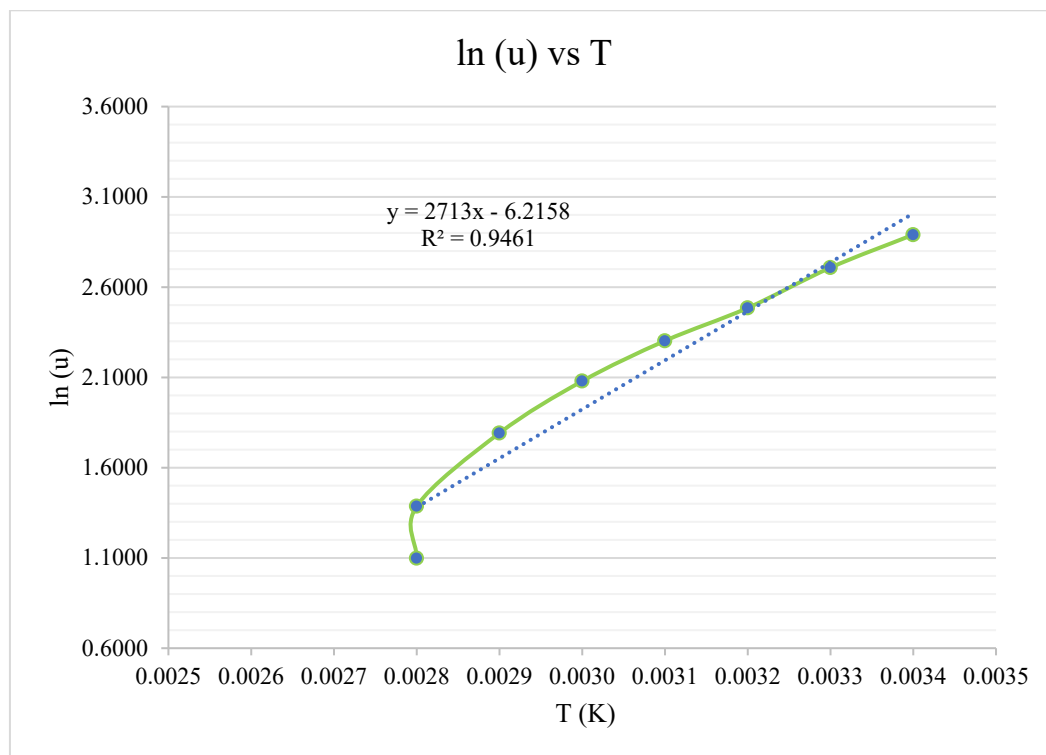


Figura 16 $\ln(u)$ vs T Sacha 386

$$y = 2713X - 6,2158$$

$$\ln(u) = 2713X - 6,2158$$

Tasa de Inyección Sacha 386

Una vez realizada las pruebas de laboratorio se procede a inyectar el fluido de formación a una presión de 421,79 psi durante las 24 horas del día a una tasa de 110 barriles por medio del capilar de media pulgada con un valor acumulado mensual de 2257 barriles y una concentración de partes por millones de sedimentos post tratamiento de 55,53 las características mencionadas se pueden observar en la figura 17 y la tabla 22.

Tabla 22 Tasa, presión de inyección Sacha 386

Tiempo de reinyección	Volumen reinyectado	Presión de reinyección	Acumulado mensual	Sólidos
Horas	BBL	PSI	BBL	PPM
24	110	345	3352,8	57
24	74	400	2255,52	53
24	90	489	2743,2	57
24	130	430	3962,4	49
24	98	527	2987,04	57
24	108	325	3291,84	54
24	119	315	3627,12	57
24	120	412	3657,6	57
24	112	438	3413,76	53
24	115	390	3505,2	57
24	115	387	3505,2	57
24	93	539	2834,64	55
24	119	489	3627,12	57
24	140	459	4267,2	57
24	70	419	2133,6	55
24	120	388	3657,6	53
24	125	422	3810	57
24	135	401	4114,8	56
24	98	439	2987,04	57
24,00	110,05	421,79	3354,40	55,53
TOTAL				

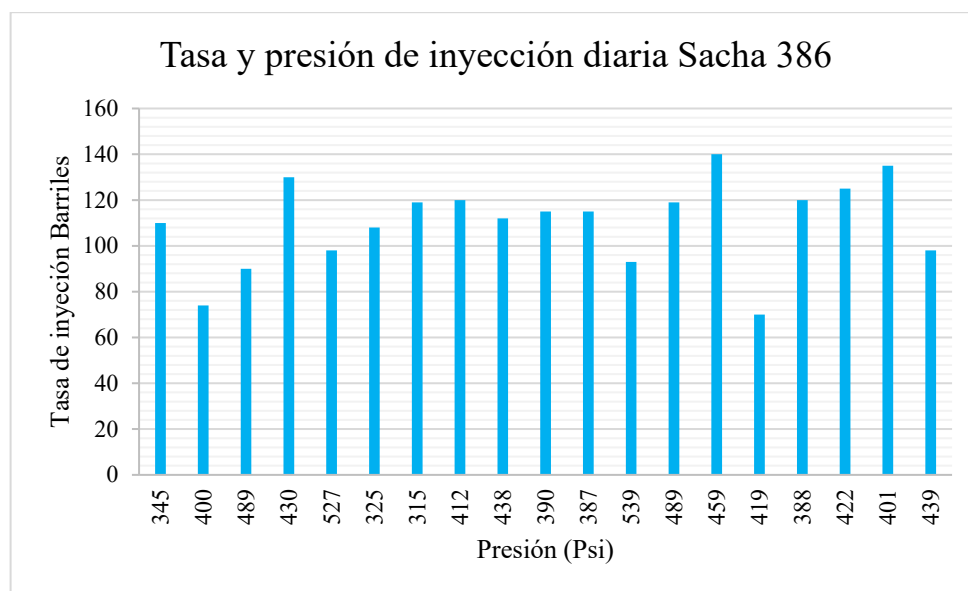


Figura 17 Tasa y Presión de inyección diaria Sacha 386

Diseño y especificaciones del capilar Sacha 386

Para diseñar un capilar que inyecte agua de formación desde la superficie hasta el fondo del pozo a una profundidad de 10250 pies y un caudal de 4,58 barriles por hora a una presión de 421 psi se establece en la siguiente tabla 23.

Tabla 23 Capilar Sacha 386

Parámetro	Unidades	Valor
Profundidad del pozo	ft	10250
Caudal	gal/min	3,21
Diámetro del capilar Sacha 386	in	0,50
Área de sección	ft ²	0,0218
Velocidad de flujo	ft/s	0,0344
Pérdida de carga	lb/ft ²	0,0014
Pérdida de presión	psi	0,2016
Presión de inyección	psi	421
Costo	\$	\$ 82.000

Reducción de la viscosidad Sacha 384

Para desarrollar un modelo de viscosidad utilizando los 413 barriles de crudo y los 74 barriles de agua de formación, se considerará cómo la mezcla de ambos fluidos afecta la viscosidad total en la tabla 24.

Tabla 24 Características Sacha 384 pvt

Variable	Unidad	Características Agua de formación	Características Fluido
Viscosidad	cP	0,24	18
API		15	17
Volumen	BBL	110	625

3. Proporciones de la mezcla

$$\text{Volumen total} = \text{volumen crudo} + \text{volumen agua}$$

$$\text{Volumen total} = 625\text{bbl} + 110\text{ bbl}$$

$$\text{Volumen total} = 735\text{ bbl}$$

$$\text{Proporción crudo} = \frac{625}{735} * 100$$

$$\text{Proporción crudo} = 84,2\%$$

$$\text{Proporción agua} = \frac{110}{735} * 100$$

$$\text{Proporción agua} = 15\%$$

4. Modelo de viscosidad de Mezcla

Para calcular la viscosidad de la mezcla, se usa el modelo de viscosidad simple. Un modelo común es la regla de mezcla que se basa en las proporciones de los fluidos y sus viscosidades.

$$U_m = U_{cr} * V_{cr} + U_{H2O} * V_{H2O}$$

μ_m = Viscosidad de la mezcla

V_{cr} = Proporción del crudo

μ_{cr} = Viscosidad del crudo

V_{H2O} = Proporción del agua

μ_{H2O} = Viscosidad del agua

$$U_m = (0,85) * (18\text{ cP}) + (0,15) * (0,24\text{ cP})$$

$$Um = 15,3 + 0,036$$

$$Um = 15,33 \text{ cP}$$

La viscosidad de la mezcla de 735 barriles de crudo de 18 cP y 110 barriles de agua de formación con una viscosidad de 0,24 cP es aproximadamente 15,33 cP

Reducción de la viscosidad en función de la ley de Arrhenius

Para realizar un modelo de viscosidad en función de la ley de Arrhenius utilizando 413 barriles de crudo y 74 barriles de agua de formación, se realizan 10 ensayos a diferentes temperaturas. La ley de Arrhenius se utilizará para modelar cómo la viscosidad cambia con la temperatura.

Como datos iniciales se fundamenta en los valores presentes en la siguiente tabla 25

Tabla 25 Variación PVT Sacha 386

Variable	Unidad	Características Agua de formación	Características Fluido
Temperatura	C	20	20
Viscosidad	cP	0,24	18
API		15	17
Volumen	BBL	110	625
[%] Volumen	%	15%	85%

Obteniendo los siguientes resultados a una temperatura en el fondo del pozo de 65 grados centígrados se obtiene una reducción de 13,6 a 11,15 cP

Tabla 26 Variación de la mezcla Sacha 386

Ensayo	Temperatura	Temperatura	Viscosidad crudo	Viscosidad Agua (cP)	Viscosidad Mezcla (cP)
	(°C)	(K)	cP	cP	cP
1	20	293	18	0,24	15,33
2	25	298	17	0,21	14,8
3	30	303	16	0,19	14,4
4	35	308	15	0,17	14
5	40	313	14	0,16	13,5
6	45	318	13	0,15	13
7	50	323	12	0,14	12,5
8	55	328	11	0,13	12
9	60	333	10	0,12	11,5
10	65	338	9	0,11	11

Según la ley de Arrhenius calculamos la variable $1/T$ en grados Kelvin valores que se indican en la tabla 27

Tabla 27 $1/T$ Sacha 386

Ensayo	Temperatura	$1/T$
	°K	$1/°K$
1	293	0,003414
2	298	0,003356
3	303	0,0033
4	308	0,003247
5	313	0,003194
6	318	0,003141
7	323	0,003096
8	328	0,003048
9	333	0,003003
10	338	0,002958

Se establece el cálculo del logaritmo natural de la viscosidad de la tabla 28

Tabla 28 Ln (u) de la mezcla Sacha 384

Ensayo	Viscosidad Mezcla	LN (U)
	cP	cP
1	15,33	2,730
2	14,8	2,695
3	14,4	2,667
4	14	2,639
5	13,5	2,603
6	13	2,565
7	12,5	2,526
8	12	2,485
9	11,5	2,442
10	11	2,398

La viscosidad permite determinar los valores de m igual a -0,0958 y el valor de b equivalente a 17,276 según la regresión lineal de la figura 18

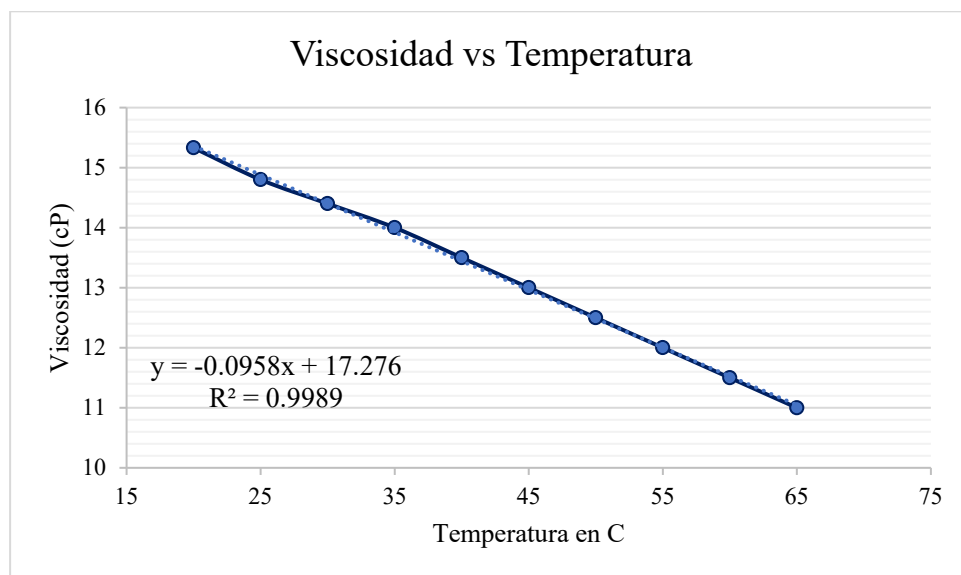


Figura 18 Modelo lineal viscosidad Sacha 384

El modelo matemático que estima la variación de la viscosidad al inyectar agua de formación se comporta de la siguiente manera en función de la ley de Arrhenius potencial de la figura 19

$$u = 17,925 * e^{-0,007T}$$

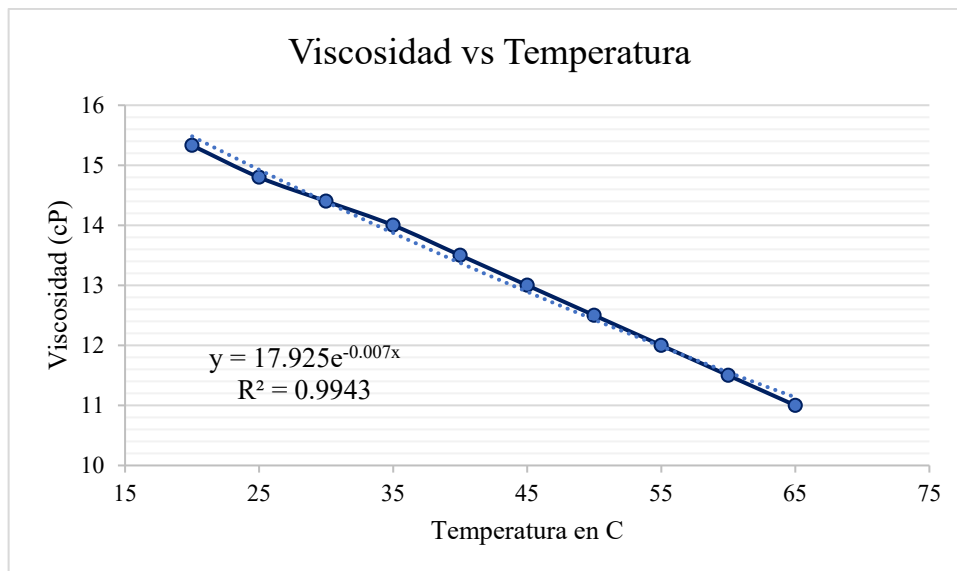


Figura 19 Modelo potencial de viscosidad Sacha 384

CAPÍTULO IV

RESULTADOS DEL DESARROLLO DEL PROYECTO TÉCNICO

Resultados Económicos

Pozo Sacha 384

En la presente sección se estima los réditos económicos que implica la reducción de la viscosidad del fluido por medio del capilar

Estimación de la producción post método Sacha 384

La figura 20 indica la declinación de la producción en el pozo Sacha 384 en el cual se obtiene una producción establecida de 395 barriles de fluido por día, 150,1 barriles de petróleo por día y 244,9 barriles de agua por día, los valores permiten determinar el análisis económico en función de la producción de petróleo. La tasa de declinación del pozo es 0,009 mensual.

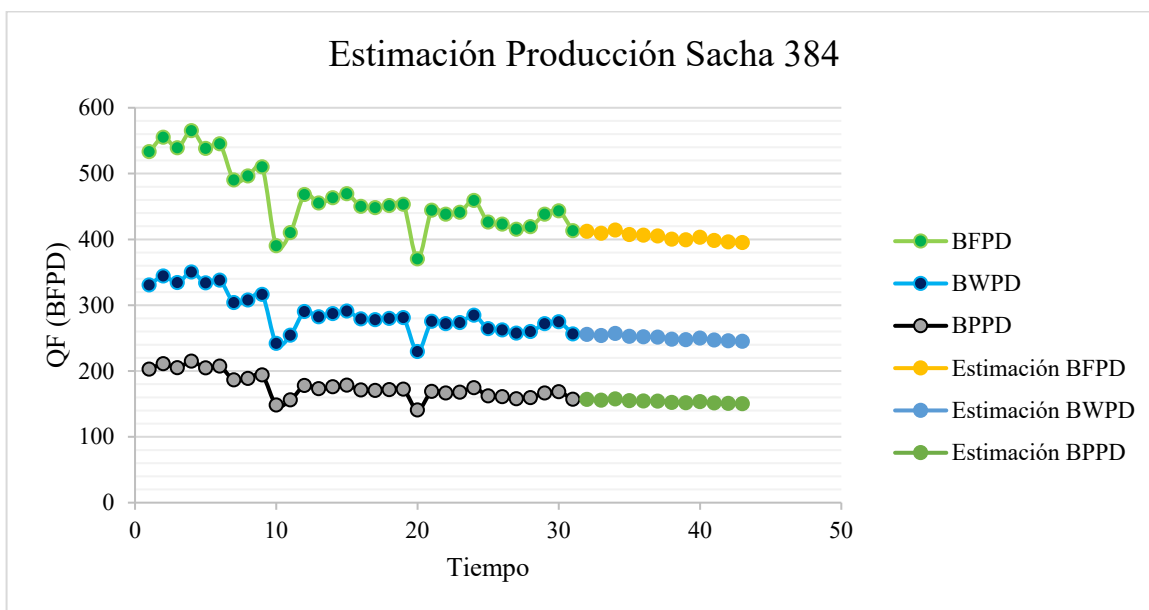


Figura 20 Estimación producción Sacha 384

Mientras que en la tabla 29 se indica los costos que implica la aplicación de esta metodología

Tabla 29 Costos Sacha 384

Costos de intervención Sacha 384	
Operaciones	\$ 7,96
Renta del SLA	\$ 350,00
Tratamiento de agua	\$ 0,70
Transporte crudo	\$ 0,59
Comercialización	\$ 0,10
Ley 10	\$ 1,00
Ley 40	\$ 0,05
Tratamiento de agua de formación	\$ 12,00
Castigo	\$ 6,05
Capilar Sacha 384	\$81.016,00

Resultados de la evaluación económica Sacha 384

El Pozo Sacha 384 presenta un VNA de 626,907 dólares, lo que indica que se espera que la inversión genere beneficios significativos, superando el costo de capital. Con una TIR del 41%, el proyecto promete un retorno atractivo, superior a muchas oportunidades de inversión convencionales. Además, un beneficio/costo de 1.73 sugiere que, por cada dólar invertido, se obtendrán 1.73 dólares en beneficios, lo que refleja una alta eficiencia económica como se indica en la tabla. La producción estimada de 150 barriles en el primer año respalda la viabilidad del proyecto, contribuyendo a los ingresos generados. En conjunto, estos indicadores de la tabla 30 demuestran que la inyección de agua es una estrategia efectiva para mejorar el rendimiento del pozo y maximizar su rentabilidad. Finalmente, la tabla 31 indica el flujo de caja

Tabla 30 Indicadores Económicos Sacha 384

VAN	\$626.907,64
TIR	41%
B/C	1,73618132

Tabla 31 Flujo de caja Sacha 384

Ingresos económicos	VALORES	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Caudal agua de formación	BFPD	74	74	74	74	74	74	74	74	74	74	74	74
Caudal de agua	BWPD	256	255,44	253,58	256,68	252,34	251,72	251,1	248	247,38	249,86	245,52	244,9
Caudal de fluido total	BH2OPPD	487	486	483	488	480	479	473	477	472	470	469	470
Caudal de petróleo	BPPD	157	155,42	157,32	154,28	153,9	152	151,62	153,14	151,24	150,48	150,1	150
Precio WTI	\$	\$	\$	\$	\$	\$	\$	\$	\$	\$	\$	\$	\$
	72,72	72,72	72,72	72,72	72,72	72,72	72,72	72,72	72,72	72,72	72,72	72,72	72,72
Castigo	\$	\$	\$	\$	\$	\$	\$	\$	\$	\$	\$	\$	\$
	6,05	6,05	6,05	6,05	6,05	6,05	6,05	6,05	6,05	6,05	6,05	6,05	6,05
Precio Crudo Oriente	\$	\$	\$	\$	\$	\$	\$	\$	\$	\$	\$	\$	\$
	66,67	319.040	315.829	319.690	313.513	312.740	308.879	308.107	311.196	307.335	305.791	305.018	304.815
Egresos producción crudo													
Operaciones	\$	\$	\$	\$	\$	\$	\$	\$	\$	\$	\$	\$	\$
	7,96	3.877	3.869	3.845	3.884	3.821	3.813	3.765	3.797	3.757	3.741	3.733	3.741
Renta del SLA	\$	\$	\$	\$	\$	\$	\$	\$	\$	\$	\$	\$	\$
	350,00	170.450	170.100	169.050	170.800	168.000	167.650	165.550	166.950	165.200	164.500	164.150	164.500
Tratamiento de agua	\$	\$	\$	\$	\$	\$	\$	\$	\$	\$	\$	\$	\$
	0,70	179	179	178	180	177	176	176	174	173	175	172	171
Transporte crudo	\$	\$	\$	\$	\$	\$	\$	\$	\$	\$	\$	\$	\$
	0,59	93	92	93	91	91	90	89	90	89	89	89	89
Comercialización	\$	\$	\$	\$	\$	\$	\$	\$	\$	\$	\$	\$	\$
	0,10	16	16	16	15	15	15	15	15	15	15	15	15
Ley 10	\$	\$	\$	\$	\$	\$	\$	\$	\$	\$	\$	\$	\$
	1,00	157	155	157	154	154	152	152	153	151	150	150	150
Ley 40	\$	\$	\$	\$	\$	\$	\$	\$	\$	\$	\$	\$	\$
	0,05	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8
Tratamiento agua	\$	\$	\$	\$	\$	\$	\$	\$	\$	\$	\$	\$	\$
	12,00	888	888	888	888	888	888	888	888	888	888	888	888
Egresos totales	\$	\$	\$	\$	\$	\$	\$	\$	\$	\$	\$	\$	\$
	175.667	175.306	174.234	176.021	173.153	172.792	170.643	172.075	170.281	169.566	169.204	169.562	
Inversión capilares SACHA 384	\$81.016,00												
Flujo de caja	\$	\$	\$	\$	\$	\$	\$	\$	\$	\$	\$	\$	\$
	62.357,05	78.166,38	145.456	137.492	139.587	136.088	137.465	139.121	137.054	136.225	135.814	135.254	

Pozo Sacha 386

En la presente sección se estima los réditos económicos que implica la reducción de la viscosidad del fluido por medio del capilar

Estimación de la producción post método Sacha 386

La figura 21 indica la declinación de la producción en el pozo Sacha 386 en el cual se obtiene una producción establecida de 592 barriles de fluido por día; 207,2 barriles de petróleo por día y 384,8 barriles de agua por día, los valores permiten determinar el análisis económico en función de la producción de petróleo. La tasa de declinación del pozo es 0,008 mensual.

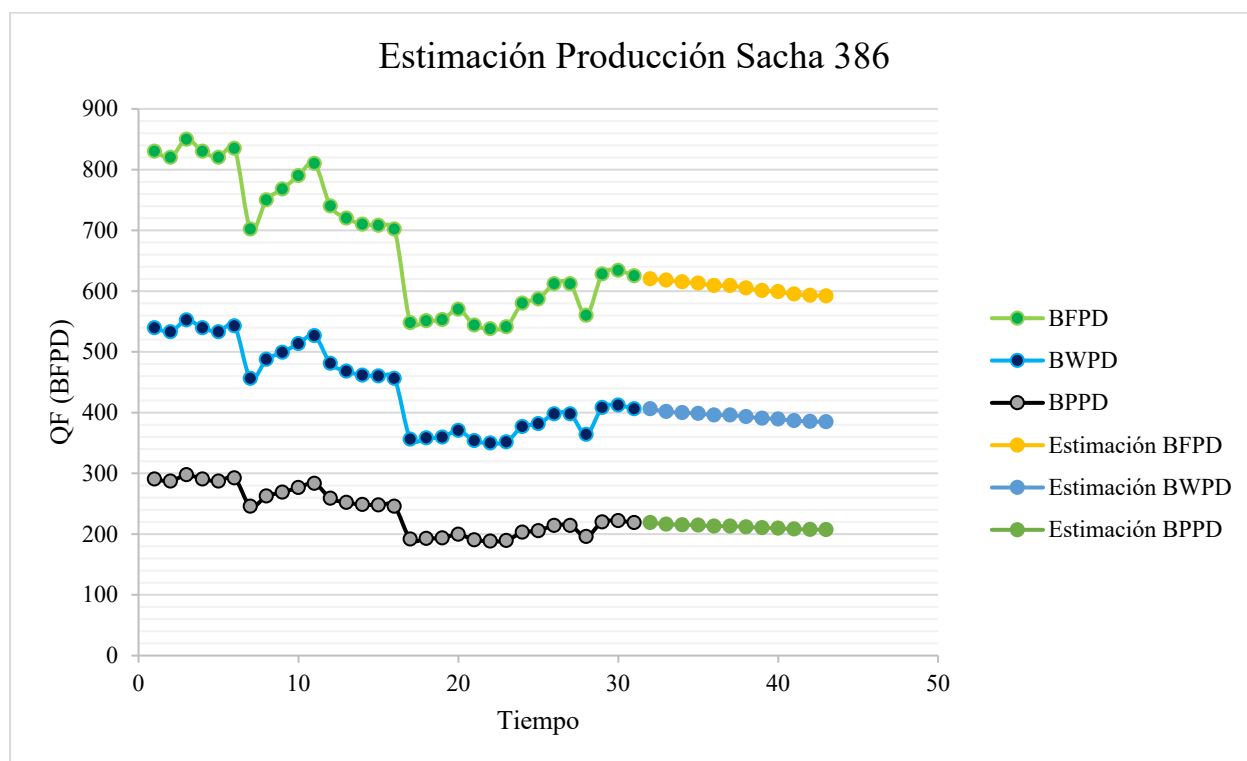


Figura 21 Estimación producción Sacha 386

Mientras que en la tabla 32 se indica los costos que implica la aplicación de esta metodología

Tabla 32 Costos Sacha 386

Costos de intervención Sacha 386	
Operaciones	\$ 7,96
Renta del SLA	\$ 350,00
Tratamiento de agua	\$ 0,70
Transporte crudo	\$ 0,59
Comercialización	\$ 0,10
Ley 10	\$ 1,00
Ley 40	\$ 0,05
Tratamiento de agua de formación	\$ 12,00
Castigo	\$ 6,05
Capilar Sacha 384	\$82.016,00

Resultados de la evaluación económica Sacha 386

El Pozo Sacha 386 presenta un VNA de 638,040 dólares, indicando que la inversión generará beneficios netos significativos, superando los costos iniciales. Que se observan en la tabla 33. La TIR del 39% sugiere un retorno atractivo, lo que implica que el proyecto es rentable y ofrece una buena alternativa de inversión. Con un beneficio/costo de 1.36, se espera que por cada dólar invertido se obtengan 1.36 dólares en beneficios, lo que refleja una eficiencia razonable. Además, la producción estimada de 205 barriles en el primer año respalda la viabilidad económica del proyecto. En conjunto, estos indicadores muestran que la metodología de inyección de agua es efectiva para mejorar la rentabilidad del pozo y optimizar su rendimiento en la extracción de crudo. Finalmente, en la tabla 34 se indica el flujo de caja

Tabla 33 Indicadores Económicos Sacha 386

VAN	\$638.040,77
TIR	39%
B/C	1,3610384

Tabla 34 Flujo de caja Sacha 386

Ingresos económicos	VALORES	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	
Caudal agua de formación	BFPD	110	110	110	110	110	110	110	110	110	110	110	110	
Caudal de agua	BWPD	516,25	516,25	516,25	516,25	516,25	516,25	516,25	516,25	516,25	516,25	516,25	516,25	
Caudal de fluido total	BH2OPPD	730	728	725	723	719	719	715	711	709	705	703	702	
Caudal de petróleo	BPPD	218,75	218,75	218,75	218,75	218,75	218,75	218,75	218,75	218,75	218,75	218,75	218,75	
Precio WTI	\$	\$ 72,72	\$ 72,72	\$ 72,72	\$ 72,72	\$ 72,72	\$ 72,72	\$ 72,72	\$ 72,72	\$ 72,72	\$ 72,72	\$ 72,72	\$ 72,72	
Castigo	\$	\$ 6,05	\$ 6,05	\$ 6,05	\$ 6,05	\$ 6,05	\$ 6,05	\$ 6,05	\$ 6,05	\$ 6,05	\$ 6,05	\$ 6,05	\$ 6,05	
Precio Crudo Oriente	\$	\$ 66,67	\$ 444.522	\$ 444.522	\$ 444.522	\$ 444.522	\$ 444.522	\$ 444.522	\$ 444.522	\$ 444.522	\$ 444.522	\$ 444.522	\$ 444.522	
Egresos producción crudo														
Operaciones	\$	\$ 7,96	\$ 5.811	\$ 5.795	\$ 5.771	\$ 5.755	\$ 5.723	\$ 5.723	\$ 5.691	\$ 5.660	\$ 5.644	\$ 5.612	\$ 5.596	\$ 5.588
Renta del SLA	\$	\$ 350,00	\$ 255.500	\$ 254.800	\$ 253.750	\$ 253.050	\$ 251.650	\$ 251.650	\$ 250.250	\$ 248.850	\$ 248.150	\$ 246.750	\$ 246.050	\$ 245.700
Tratamiento de agua	\$	\$ 0,70	\$ 361	\$ 361	\$ 361	\$ 361	\$ 361	\$ 361	\$ 361	\$ 361	\$ 361	\$ 361	\$ 361	\$ 361
Transporte crudo	\$	\$ 0,59	\$ 129	\$ 129	\$ 129	\$ 129	\$ 129	\$ 129	\$ 129	\$ 129	\$ 129	\$ 129	\$ 129	\$ 129
Comercialización	\$	\$ 0,10	\$ 22	\$ 22	\$ 22	\$ 22	\$ 22	\$ 22	\$ 22	\$ 22	\$ 22	\$ 22	\$ 22	\$ 22
Ley 10	\$	\$ 1,00	\$ 219	\$ 219	\$ 219	\$ 219	\$ 219	\$ 219	\$ 219	\$ 219	\$ 219	\$ 219	\$ 219	\$ 219
Ley 40	\$	\$ 0,05	\$ 11	\$ 11	\$ 11	\$ 11	\$ 11	\$ 11	\$ 11	\$ 11	\$ 11	\$ 11	\$ 11	\$ 11
Egresos producción agua														
Tratamiento agua	\$	\$ 12,00	\$ 1.320	\$ 1.320	\$ 1.320	\$ 1.320	\$ 1.320	\$ 1.320	\$ 1.320	\$ 1.320	\$ 1.320	\$ 1.320	\$ 1.320	\$ 1.320
Egresos totales		\$ 263.373	\$ 262.657	\$ 261.583	\$ 260.867	\$ 259.435	\$ 259.435	\$ 258.003	\$ 256.572	\$ 255.856	\$ 254.424	\$ 253.708	\$ 253.350	
Inversión capilares SACHA 386	\$	\$ 820.000												
Flujo de caja	\$	\$ - 638.851	\$ 820.716	\$ 182.939	\$ 183.655	\$ 185.087	\$ 185.087	\$ 186.519	\$ 187.951	\$ 188.667	\$ 190.098	\$ 190.814	\$ 191.172	

Resultados Técnico Económicos

La tabla 35 indica como el tratamiento del agua de formación en superficie permite inyectar en el pozo Sacha 384 a una temperatura de 160 grados Fahrenheit a una presión de 362 psi con una tasa de 74 barriles diario por un capilar de 0,75 pulgadas cuyo costo tiene un valor de 81016 dólares. Esta agua de formación al entrar en contacto con el crudo permite disminuir la viscosidad en función del modelo matemático de Arrhenius de 16 a 11,5 centipoise cuyo modelo matemático esta dado por $u = 14,749 * e^{-0,004T}$. La aplicación de esta metodología genera los siguientes recursos un VNA de 626907 dolares una TIR del 41% y beneficio costo de 1,73 con una producción estimada a un año de 150 barriles. Mientras que el pozo Sacha 386 a una temperatura de 160 grados Fahrenheit a una presión de 422 psi con una tasa de 110 barriles diario por un capilar de 0,5 pulgadas cuyo costo tiene un valor de 82000 dólares. Esta agua de formación al entrar en contacto con el crudo permite disminuir la viscosidad en función del modelo matemático de Arrhenius de 18 a 11 centipoise cuyo modelo matemático esta dado por $u = 17,925 * e^{-0,007T}$. La aplicación de esta metodología genera los siguientes recursos un VNA de 638040 dólares una TIR del 39% y beneficio costo de 1,36 con una producción estimada a un año de 205 barriles.

Tabla 35 Costos Sacha 384

Parámetro	Unidad	Pozo Sacha 384		Pozo Sacha 386	
		Qfo	QFf	Qfo	QFf
Caudal de fluido	BFPD	413	487		
Caudal de agua	BWPD	Qwo	Qwf	Qwo	Qwf
		256	330	416,25	526,25
Caudal de petróleo	BPPD	157		218,75	
Presión de reservorio	PSI	2700		2700	
Presión de fondo fluyente	PSI	1752		1600	
Índice de productividad	BFPD/PSI	0,44		0,57	
Diámetro del capilar	in	0,75		0,5	
Costo	\$	\$	81.016,00	\$	82.000,00

Presión de Inyección	PSI	362	422		
Tasa de Inyección	BBL/DIA	74	110		
Viscosidad	cP	16	11,5	18	11
VAN	\$	\$	626.907,00	\$	638.040,00
TIR	\$	41%	39%		
B/C	\$	1,73	1,36		

CAPITULO V

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Conclusiones

La inyección de agua de formación permite reducir la viscosidad del crudo en los pozos Sacha 384 de 16 a 11,5 centipoise y Sacha 386 de 18 a 11 centipoise. Este cambio, modelado a través de ecuaciones de Arrhenius, facilita un flujo más eficiente y reduce la carga sobre los sistemas de levantamiento artificial, minimizando problemas como el sobrecalentamiento y el desgaste acelerado de equipos.

El análisis técnico-económico revela que ambos pozos son rentables; el pozo Sacha 384 presenta un VNA de 626,907 dólares y una TIR del 41%, mientras que el pozo Sacha 386 tiene un VNA de 638,040 dólares y una TIR del 39%. Estos indicadores financieros, junto con un beneficio/costo de 1.73 para Sacha 384 y 1.36 para Sacha 386, demuestran que la inversión en la inyección de agua es económicamente viable y beneficiosa.

La implementación de la inyección capilar también se traduce en un aumento de la producción esperada, alcanzando 150 barriles en Sacha 384 y 205 barriles en Sacha 386 en un año. Este aumento en la producción, combinado con la reducción del esfuerzo mecánico en el sistema, no solo mejora la eficiencia operativa, sino que también reduce el riesgo de paradas no planificadas y el consumo de energía asociado al levantamiento del crudo viscoso.

Recomendaciones

Implementar un sistema de gestión ambiental robusto que incluya el monitoreo de la calidad del agua y el suelo. Dado que el Pozo Sacha 386 tiene un VNA de 638,040 dólares y una producción estimada de 205 barriles en el primer año, es crucial asegurar que la inyección de agua no afecte negativamente los recursos hídricos locales. Adoptar tecnologías limpias y

prácticas de extracción sostenibles puede minimizar el impacto ambiental y garantizar el cumplimiento de las regulaciones.

Diversificar la inversión hacia tecnologías de energía renovable y eficiencia energética. Con una TIR del 39% y un beneficio/costo de 1.36, la rentabilidad del proyecto es evidente; sin embargo, invertir parte de estos beneficios en proyectos sostenibles puede no solo mejorar la imagen del pozo, sino también reducir costos operativos a largo plazo. Por ejemplo, implementar paneles solares para alimentar parte de las operaciones podría disminuir la dependencia de combustibles fósiles y optimizar gastos.

Establecer un diálogo proactivo con el gobierno y las comunidades locales para asegurar el apoyo social al proyecto. La transparencia sobre cómo el Pozo Sacha 386 beneficiará económicamente a la comunidad, a través de empleo y desarrollo local, puede mejorar la aceptación. Además, involucrar a las comunidades en decisiones clave y en la distribución de beneficios generados por el proyecto puede fortalecer la relación y facilitar un entorno regulatorio favorable para futuras operaciones.

Referencias Bibliográficas

- Perez, O. (6 de 2 de 2019). *Petroecuador*. Obtenido de Petroecuador:
<https://www.eppetroecuador.ec>
- Eddypump. (14 de 3 de 2018). *Mecanica de fluidos*. Obtenido de
<https://eddyump.com/es/educacion/dificultades-al-bombear-fluidos-de-alta-viscosidad/>
- Doe, J., & Smith, A. (2020). Advanced Techniques in Oil Recovery: Thermal Methods and Viscosity . <https://doi.org/10.1007/978-3-030-12345-6>, 10.
- Vogel, F. S., Fulcher, G. M., & Tamman, G. (2011). The temperature dependence of the viscosity of liquids. *ournal of Chemical Physics*, 7.
- solutions, P. (2011). Waterdrive. *Petroleum solutions*, 28.
- Cohen, J. D., & Elwood, G. (2019). Financial analysis of oil and gas projects using discounted cash flow techniques. *Journal of Petroleum Technology*, 8.
- Araika, A. (2019). Compatibilidad de fluidos crudo y agua en procesos de extracción. *ESP*, 13.
- Madrid, B. (2017). Inyección de agua de formación en pozos: el papel de los capilares en la recuperación secundaria. *ESP*, 13.
- Mancilla, A. (2012). Facilidades de inyección de agua en pozos: optimización de la recuperación de crudo. *SPE*, 19.