

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
TECNOLÓGICO EN EXTRACCIÓN, LEVANTAMIENTO Y TRATAMIENTO DE CRUDOS
PESADOS**

**TEMA: REDUCCIÓN DE LA VISCOSIDAD DEL CRUDO DEL PAD 150
MEDIANTE LA ADICIÓN DE UN CONDENSADO Y LA IMPLEMENTACIÓN DE
UN CALENTADOR POR GAS ASOCIADO EN EL CAMPO SACHA**

Autor/es: Josué Joel Valverde Villafuerte

Darwin Iván Gálvez Morales

Director: MSc. Christopher Mayorga Zambrano

Fecha: 23 de septiembre de 2024

Sangolquí – Ecuador

Autor:



Valverde Villafuerte Josué Joel

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

Matriz: Sangolquí -Ecuador

Correo electrónico: joeljosue.valverde@ister.edu.ec

Autor:



Gálvez Morales Darwin Iván

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

Matriz: Sangolquí -Ecuador

Correo electrónico: darwin.galvez@ister.edu.ec

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

Josué Joel Valverde Villafuerte

Darwin Iván Gálvez Morales

APROBACIÓN DEL DIRECTOR DEL TRABAJO TITULACIÓN

Sangolquí, 14 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: **Reducción de la viscosidad del crudo del Pad 150 mediante la adición de un condensado y la implementación de un calentador por gas asociado en el Campo Sacha** realizado por **Josué Joel Valverde Villafuerte y Darwin Iván Gálvez Morales** 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, 14 de septiembre del 2024

MSc. Elizabeth Aldás

Directora de Posgrados

Instituto Superior Tecnológico Universitario Rumiñahui

Presente

Por medio de la presente, yo, Josué Joel Valverde Villafuerte, declaro y acepto en forma expresa lo siguiente: ser autor del trabajo de titulación denominado "Reducción de la viscosidad del crudo del Pad 150 mediante la adición de un condensado y la implementación de un calentador por gas asociado 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:
**JOSUE JOEL VALVERDE
VILLAFUERTE**

Josué Joel Valverde Villafuerte

CI: 2100429543

CARTA DE CESIÓN DE DERECHOS DEL TRABAJO DE TITULACIÓN

Sangolquí, 14 de septiembre del 2024

MSc. Elizabeth Aldás

Directora de Posgrados

Instituto Superior Tecnológico Universitario Rumiñahui

Presente

Por medio de la presente, yo **Darwin Iván Gálvez Morales** declaro y acepto en forma expresa lo siguiente: ser autor del trabajo de titulación denominado **Reducción de la Viscosidad del Crudo del Pad 150 mediante la adición de un condensado y la implementación de un calentador por gas asociado en el campo Sacha Bloque 60**, 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:
**DARWIN IVAN GALVEZ
MORALES**

Darwin Iván Gálvez Morales

CI: 2100389895

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

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

AUTOR /ES:

JOSUÉ JOEL VALVERDE VILLAFUERTE DARWIN IVAN GALVEZ MORALES

TUTOR:

MSC. CHRISTOPHER JONATHAN MAYORGA ZAMBRANO

CONTACTO ESTUDIANTE:

Josué Valverde: **096 011 9387**

Darwin Gálvez: **098 133 5030**

CORREO ELECTRÓNICO:

joeljosue.valverde@ister.edu.ec

darwin.galvez@ister.edu.ec

TEMA:

**REDUCCIÓN DE LA VISCOSIDAD DEL CRUDO DEL PAD 150 MEDIANTE LA ADICIÓN
DE UN CONDENSADO Y LA IMPLEMENTACIÓN DE UN CALENTADOR POR GAS
ASOCIADO EN EL CAMPO SACHA BLOQUE 60.**

RESUMEN EN ESPAÑOL:

El proyecto busca reducir la viscosidad del crudo del Pad 150 en el Campo Sacha, mediante la adición de condensado y el uso de un calentador por gas asociado. El crudo tiene una viscosidad de 46 cP y un API de 18, lo que genera problemas de transporte y manejo, especialmente en condiciones climáticas adversas.

La propuesta incluye determinar el porcentaje óptimo de condensado para reducir la viscosidad a 25°C y calentar el crudo a 55°C con un calentador a gas, aplicando la ley de Arrhenius para reducir la viscosidad a 9 cP. También se evaluarán los beneficios económicos, calculando la tasa interna de retorno (TIR) y el valor actual neto (VAN), con expectativas de una TIR del 14% y un VAN superior a 1,000,000 de dólares. Además, se considerará el impacto ambiental, midiendo las emisiones de CO₂ y proponiendo estrategias de mitigación. El análisis se basará en pruebas de laboratorio, recolección de datos del calentador y modelos de viscosidad. Se espera que la combinación de condensado y calentamiento optimice el manejo del crudo, reduciendo costos de energía y mantenimiento, y mejorando la viabilidad financiera y operativa del proyecto.

PALABRAS CLAVE: Reducción de viscosidad, Condensado, Calentador por gas, Campo Sacha, Análisis económico

ABSTRACT:

The project aims to reduce the viscosity of crude oil from Pad 150 at the Sacha Field by adding condensate and using a gas-fired heater. The crude has a viscosity of 46 cP and an API gravity of 18, which presents transportation and handling challenges, especially under adverse weather conditions. The proposal includes determining the optimal percentage of condensate to reduce viscosity at 25°C and heating the crude to 55°C using a gas heater. By applying the Arrhenius equation, the project seeks to further reduce viscosity to 9 cP. The economic benefits will also be evaluated, with projections for an internal rate of return (IRR) of 14% and a net present value (NPV) exceeding \$1,000,000. Environmental impact will be assessed by measuring CO₂ emissions and developing mitigation strategies. The analysis is based on laboratory tests, data collection from the heater, and viscosity models. It is expected that the combination of condensate blending and heating will optimize crude oil management, reducing energy and maintenance costs while improving the financial and operational feasibility of the project.

PALABRAS CLAVE: Viscosity reduction, Condensate, Gas heater, Sacha Field, Economic analysis

SOLICITUD DE PUBLICACIÓN DEL TRABAJO DE TITULACIÓN

Sangolquí, 14 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: **Reducción de la viscosidad del crudo del Pad 150 mediante la adición de un condensado y la implementación de un calentador por gas asociado en el Campo Sacha** de la Unidad de Integración Curricular en el repositorio digital “DsPace” del estudiante: **Josué Joel Valverde Villafuerte**, con documento de identificación No **2100429543**, 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:

JOSUE JOEL VALVERDEVILLAFUERTE

Josué Joel Valverde Villafuerte

CI: 2100429543

SOLICITUD DE PUBLICACIÓN DEL TRABAJO DE TITULACIÓN

Sangolquí, 15 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: **Reducción de la Viscosidad del Crudo del Pad 150 mediante la adición de un condensado y la implementación de un Calentador por gas asociado en el Campo SachaBloque 60.** Unidad de Integración Curricular en el repositorio digital “DsPace” del estudiante: **Darwin Iván Gálvez Morales**, con documento de identificación No **2100389895**, 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:
DARWIN IVAN GALVEZMORALES

Darwin Iván Gálvez Morales

CI: **2100389895**

Dedicatoria:

A mi amada esposa Carmen, mi compañera incansable, quien con su paciencia y amor me ha sostenido en tantas noches y madrugadas de estudio, y durante los largos viajes que nos ha tocado enfrentar. Gracias por ser mi fortaleza, por creer en mí cuando las fuerzas flaqueaban, y por acompañarme en cada paso de este largo camino. Este logro es tanto tuyo como mío.

A Dios, por darme la vida, la sabiduría y la fortaleza necesarias para alcanzar esta meta.

Josué Valverde

Quiero expresar mi más profundo agradecimiento a todas las personas que me han acompañado en este largo camino.

A mis padres, por ser mis primeros maestros en la vida, por su apoyo incondicional, su amor y los valores que me han inculcado. Su ejemplo y confianza en mí han sido mi mayor motivación para alcanzar esta meta.

A mi esposa, por su paciencia infinita, comprensión y cariño. Gracias por estar a mi lado en los momentos más difíciles, por creer en mí cuando yo mismo dudaba, y por ser mi compañera en cada paso del camino. Sin tu amor y apoyo, este logro no habría sido posible.

A mis hijos/as, por ser mi inspiración diaria. Su alegría, ternura y amor me dieron la fuerza para seguir adelante y completar esta etapa. Todo lo que hago, lo hago pensando en dejarles un legado que los haga sentir orgullosos.

Darwin Gálvez

Agradecimiento:

Queremos expresar nuestro más sincero agradecimiento a todos los profesores que nos han guiado y acompañado a lo largo de este camino. Su dedicación, pasión por la enseñanza y profundo conocimiento han sido esenciales para nuestra formación. Gracias por compartir su experiencia y sabiduría, y por desafiarnos a pensar de manera crítica, a superar obstáculos y a ser mejores profesionales cada día.

Agradecemos también al Instituto Universitario Rumiñahui, que nos ha brindado una valiosa oportunidad para crecer tanto personal como profesionalmente. Este espacio nos ha permitido adquirir conocimientos avanzados en la industria petrolera, y nos sentimos profundamente agradecidos por las herramientas que ahora poseemos para enfrentar los desafíos de este sector tan demandante.

Esta experiencia ha sido un paso fundamental en nuestro desarrollo profesional, y sin el apoyo de nuestros maestros y del instituto, no habríamos podido alcanzar este importante logro.

Resumen:

El manejo de 890 barriles de crudo del Pad 150, con una viscosidad de 46 centipoises y un grado API de 16, enfrenta desafíos significativos, especialmente en condiciones climáticas adversas. Esta alta viscosidad dificulta el transporte y aumenta los costos operativos, ya que se requiere más energía para el bombeo y se produce un sobreesfuerzo en los motores. Además, las lluvias pueden agravar la situación, complicando la extracción y afectando el terreno. Estos factores incrementan el riesgo de derrames y los gastos de infraestructura necesarios para el manejo y almacenamiento del crudo. Para optimizar la situación, se llevó a cabo una mezcla de 890 barriles de crudo 30% con 1568 barriles de condensado 70%, reduciendo la viscosidad a 19 centipoises a un costo de \$199,224. Posteriormente, el crudo y condensado se enviaron a un calentador, que opera a 65.6 °C, logrando una reducción adicional de 14.4 centipoises por un costo de \$440,000. Este proceso genera 694.8 toneladas de CO₂, para lo cual se instalará un captador de CO₂ que costará \$390,000 y captará 452.6 toneladas con una eficiencia del 65%. El análisis económico del proyecto revela un VAN de \$3,520,264.28, una TIR del 38% y un B/C de 1,76. Estos indicadores sugieren que el proyecto es viable, generando un retorno significativo sobre la inversión.

Palabras claves: Viscosidad, condensado, calentador, API, volumen

Abstract:

The handling of 890 barrels of crude from Pad 150, with a viscosity of 46 centipoise and an API gravity of 16, faces significant challenges, especially under adverse weather conditions. This high viscosity complicates transportation and increases operational costs, as more energy is required for pumping, leading to overstrain on the motors. Additionally, rainfall can exacerbate the situation, complicating extraction and affecting the terrain. These factors increase the risk of spills and the infrastructure costs necessary for handling and storing the crude. To optimize the situation, a mixture of 890 barrels of crude 30% with 1,568 barrels of condensate 70% was created, reducing the viscosity to 19 centipoises at a cost of \$199,224. Subsequently, the crude and condensate were sent to a heater operating at 65.6 °C, achieving an additional reduction of 14.4 centipoise for a cost of \$440,000. This process generates 694.8 tons of CO₂, for which a CO₂ capture system will be installed at a cost of \$390,000, capturing 452.6 tons with an efficiency of 65%. The economic analysis of the project reveals a Net Present Value (NPV) of \$3,520,264.28, an TIR of 38%, and a Benefit-Cost (B/C) ratio of 1.76. These indicators suggest that the project is profitable and viable.

Keywords: Viscosity, condensate, heater, API, volume.

Índice de contenido

CAPITULO I.....	1
INTRODUCCIÓN.....	1
Tema.....	1
Planteamiento del Problema.....	1
Preguntas científicas o directrices.....	1
Objetivo general.....	2
Objetivos específicos.....	2
Justificación.....	2
Variables.....	3
Variables Independientes:.....	3
Variables Dependientes:.....	3
Idea a defender y/o Hipótesis.....	3
CAPÍTULO II.....	4
MARCO TEÓRICO.....	4
Ubicación del Campo.....	4
Problemas asociados a la viscosidad.....	4
Modelo de Viscosidad de Potencia.....	5

Condensado	6
Modelo exponencial de viscosidad.....	7
Precisión en la Predicción.....	7
Calentador por gas asociado	8
Funcionamiento	8
Eficiencia.....	8
Beneficios	8
Métodos químicos.....	9
Ley de Arrhenius	9
Análisis Económico.....	9
Valor Actual Neto (VAN)	10
Tasa Interna de Retorno (TIR).....	10
Análisis Beneficio-Costo.....	10
CAPÍTULO III	12
MARCO METODOLÓGICO	12
Tipo de Investigación	12
Diseño de investigación.....	12
Selección de muestra	12
Recolección de datos	12
Pruebas de Laboratorio.....	12

Monitoreo del Calentador a Gas	13
Aplicación de la Ley de Arrhenius	13
Análisis de Emisiones.....	13
Análisis Económico.....	13
Métodos	13
Análisis de Datos.....	13
Fluido Pad 150 Campo Sacha.....	14
Costos de la obtención del condensado	15
Pruebas del laboratorio Mezcla del crudo & condensado de gas	16
Reducción de la viscosidad crudo & condensado	16
Incremento del grado API.....	19
Resultados obtenidos ensayo de laboratorio.....	20
Tratamiento de 890 barriles de crudo	20
Costos de la mezcla de crudo & condensado	21
Calentador térmico a gas asociado	22
Características del gas asociado como combustible	22
Volumen requerido de gas.....	23
Cálculo del coeficiente global de transferencia.....	25
Energía requerida en Kw	26
Área de transferencia de calor	27

Reducción de la viscosidad en el calentador a gas asociado	28
Costos del calentador de gas asociado.....	33
CAPÍTULO IV	34
RESULTADOS DEL DESARROLLO DEL PROYECTO TÉCNICO.....	34
Análisis económico.....	34
Resultados Técnicos Económicos	46
CAPITULO V.....	49
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	49
Conclusiones.....	49
Recomendaciones	49
Referencias Bibliográficas.....	51
ANEXOS	52
ANEXO 1 Ensayo de laboratorio	52
ANEXO 2 Tiempos de acción	52
ANEXO 3 Mezcla condensado & crudo	53
ANEXO 4 viscosímetro.....	53
ANEXO 5 FLUJO DE CAJA.....	54

Índice de figuras

Figura 1 Campo Sacha.....	4
Figura 2 Crudo viscoso.....	4
Figura 3 Modelos reológicos de potencia.....	6
Figura 4 Condensado.....	7
Figura 5 Variación de la viscosidad	7
Figura 6 Calentador a gas asociado	9
Figura 7 Indicador económico.....	11
Figura 8 Variación de la viscosidad en función del condensado.....	19
Figura 9 Cambio del grado API en función de la viscosidad	19
Figura 10 Viscosidad vs Temperatura calentador	33
Figura 11 Comportamiento del crudo a la mezcla de condensado y al calentador	48

Índice de tablas

Tabla 1 Condiciones actuales del fluido.....	14
Tabla 2 Condensado de gas natural	14
Tabla 3 Condensado de gas natural. características	15
Tabla 4 Selección de la mezcla crudo & condensado	20
Tabla 5 Costos de la mezcla crudo & condensado	21
Tabla 6 Características del gas asociado	22
Tabla 7 Reducción de la viscosidad	32
Tabla 8 Resultados de la emisión de CO ₂	33
Tabla 9 Costos totales.....	34
Tabla 10 Indicadores Económicos flujo de caja.....	45
Tabla 11 Resultados Técnicos & Económicos	47

CAPITULO I

INTRODUCCIÓN

Tema

Reducción de la viscosidad del crudo del Pad 150 mediante la adición de un condensado y la implementación de un calentador por gas asociado en el Campo Sacha

Planteamiento del Problema

El manejo de 890 barriles de crudo del Pad 150 con una viscosidad de 46 centipoises y un grado API de 16 tiende a comportarse de manera menos movable al estar expuesto a condiciones climáticas no favorables, ocasionando varios problemas de movilidad. Primero, el transporte se vuelve más costoso y complicado debido a la necesidad de movilizar el exceso de crudo que rebosa del almacenamiento el uso de una mayor energía en el sistema de bombeo y un sobre esfuerzo de los motores En el pad 150 la alta viscosidad puede afectar el rendimiento de los equipos y aumentar los costos de procesamiento. Las lluvias pueden agravar la viscosidad y complicar la extracción, así como afectar las condiciones del terreno. El manejo y almacenamiento también se ven afectados, con posibles riesgos de derrames más difíciles de controlar y mayores costos de infraestructura. La alta viscosidad y su variación con las lluvias generan desafíos significativos en términos de transporte, procesamiento, y manejo del crudo.

Problema científico

Efecto de la adición de un condensado y un calentador de gas en la disminución del crudo del Pad 150, y su impacto en el transporte y procesamiento.

Preguntas científicas o directrices

¿Cuál es la relación entre la temperatura del crudo y su viscosidad en condiciones de campo, y cómo se puede optimizar mediante el uso de un calentador de gas?

¿Qué tipo de condensado es más efectivo para reducir la viscosidad del crudo del Pad 150 y cuáles son sus propiedades fisicoquímicas?

¿Cómo afecta la variación de la viscosidad del crudo a las diferentes etapas del transporte y procesamiento en condiciones climáticas adversas?

¿Qué métodos de medición se pueden utilizar para evaluar la viscosidad del crudo antes y después de la adición del condensado y el calentamiento?

¿Cuáles son los costos asociados con la implementación del calentador de gas y la adición de condensados, y cómo se comparan con los costos actuales de manejo y transporte?

¿Cómo influye la temperatura en el sistema de bombeo del crudo en la efectividad de la reducción de viscosidad lograda mediante estas intervenciones?

¿Qué riesgos ambientales y operativos podrían surgir al implementar estas soluciones en el manejo del crudo del Pad 150?

¿Cómo se puede modelar y predecir el comportamiento de la viscosidad del crudo bajo diferentes condiciones climáticas y operativas?

Objetivo general

Analizar la reducción de la viscosidad del crudo del Pad 150 mediante la adición de un condensado y la implementación de un calentador por gas asociado en el Campo Sacha

Objetivos específicos

Determinar el porcentaje óptimo de mezcla de condensado con el crudo para reducir la viscosidad a una temperatura dada, asegurando la compatibilidad de los fluidos y evitando la formación de emulsiones.

Calentar el crudo mezclado hasta alcanzar una temperatura óptima con el calentador a gas asociado, logrando una reducción de viscosidad evaluando su comportamiento en función de la ley de Arrhenius.

Realizar un análisis económico detallado de la implementación de la combinación de condensado y el calentador a gas asociado, evaluando la TIR y el VNA para asegurar que los beneficios superen la inversión.

Justificación

El proyecto busca abordar la alta viscosidad del crudo del Pad 150, que presenta desafíos significativos en términos de transporte y procesamiento. La mezcla de condensado con el crudo y el calentamiento con un calentador a gas asociado se propone como soluciones para reducir la viscosidad y mejorar la manejabilidad del crudo. La combinación de estos métodos facilitará el bombeo y transporte del crudo, optimizando el rendimiento del sistema y reduciendo los costos asociados con la energía y el mantenimiento de equipos. Además, se realiza un análisis económico detallado para evaluar la rentabilidad financiera de la implementación del proyecto. Este análisis incluirá la evaluación de la TIR y el VAN para asegurar que la inversión en las tecnologías de mezcla y calentamiento genere beneficios superiores a los costos. Con esto, se busca justificar la inversión, optimizar el presupuesto y garantizar que el proyecto sea financieramente sólido, maximizando el retorno sobre la inversión y asegurando su viabilidad a largo plazo.

Variables**Variables Independientes:**

Adición de condensado: Tipo y porcentaje de condensado mezclado con el crudo.

Temperatura del crudo: Temperatura a la que se calienta el crudo mediante el calentador a gas.

Condiciones climáticas: Influencia de factores climáticos como la lluvia y la temperatura ambiental.

Variables Dependientes:

Viscosidad del crudo: Medida de la resistencia del crudo al flujo

Costos de transporte y procesamiento: Costos asociados al manejo y bombeo del crudo.

Eficiencia del sistema de bombeo: Rendimiento de los equipos utilizados en el transporte.

Idea a defender y/o Hipótesis

La adición de un condensado específico y el calentamiento del crudo mediante un calentador de gas asociado reducirán significativamente la viscosidad del crudo del Pad 150, mejorando su manejabilidad y reduciendo los costos asociados al transporte y procesamiento, incluso en condiciones climáticas adversas.

CAPÍTULO II

MARCO TEÓRICO

Ubicación del Campo

El área aproximada de 120 kilómetros cuadrados se muestra en la figura 1 donde está limitada por varios campos en especial Palo rojo, Aguarico, culebra y Ron. Su ubicación es en la provincia de orellana. (MANTILLA, 2018)



Figura 1 Campo Sacha

Problemas asociados a la viscosidad

La alta viscosidad del crudo presenta varios problemas significativos durante el proceso de deshidratación y manejo. En primer lugar, dificulta la separación eficiente del agua y los sólidos, ya que el crudo espeso fluye lentamente a través de los equipos de separación, aumentando el riesgo de acumulación y obstrucciones. Esto puede llevar a una menor eficiencia en la deshidratación y mayores costos operativos debido a la necesidad de equipos adicionales o más intensivos en energía. En la figura 2 se indica un crudo de alta viscosidad.



Figura 2 Crudo viscoso

Durante el transporte, la alta viscosidad incrementa la resistencia al flujo en las tuberías y bombas, lo que requiere mayor energía para mantener el crudo en movimiento y puede causar un mayor desgaste en el equipo. Además, el manejo del crudo espeso es complicado por su tendencia a solidificarse o aglutinarse en condiciones de baja temperatura, lo que puede resultar en bloqueos y dificultades adicionales en la infraestructura. Todo esto contribuye a un incremento, así como a un mayor riesgo de fallos operativos y derrames. (Chang, R., & Thiel, A. , 2011)

La principal característica de los Demulsificantes es resolver la presencia de la emulsión para ello deben proveer de una rápida separación. No debe contener presencia de metales ni ningún tipo de haluros orgánicos. Los desemulsionantes funcionan rompiendo la tensión superficial entre dos líquidos, lo que provoca su separación. Esto puede lograrse fomentando la coalescencia (donde las gotas de un líquido se unen y se separan del otro) o desestabilizando la emulsión, lo que permite que los líquidos se separen de manera natural. El mecanismo de acción específico de un desemulsionante depende de la naturaleza de la emulsión y de la composición de los líquidos implicados. Ejemplos comunes de desemulsionantes incluyen tensioactivos, disolventes orgánicos y polímeros. Estos compuestos se añaden a las emulsiones para facilitar la separación de fases y la eliminación de distintos líquidos. Para ello la receta química de una excelente

La rigidez que tome una emulsión en su proceso de separación depende de la caracterización química que esta posea como la presencia de asfáltenos y resinas que por su estructura sea más compleja su separación. Son sistemas importantes en la industria del petróleo y otros sectores. Comprender su formación, estabilidad y métodos de separación es crucial para optimizar la producción y el tratamiento del petróleo, así como para cumplir con las normativas ambientales en el tratamiento de aguas residuales.

Modelo de Viscosidad de Potencia

La reducción de la viscosidad del crudo por medio del modelo de viscosidad de potencia es una técnica matemática utilizada para predecir y optimizar el comportamiento del crudo bajo distintas condiciones de operación. Este modelo es particularmente útil para crudos de alta viscosidad, como el del Pad 150, ya que permite ajustar parámetros para alcanzar una viscosidad deseada mediante la combinación de diferentes fluidos o el ajuste de condiciones operativas. Como se ilustra en la figura 3 (Larson, 2011)

$$\eta = \eta_0 \cdot \left(1 + \left(\frac{T - T_0}{\Delta T} \right)^n \right)$$

η es la viscosidad a la temperatura TT,

η_0 es la viscosidad a una temperatura base T0T0,

ΔT es la diferencia de temperatura,

n es el exponente que determina la sensibilidad de la viscosidad

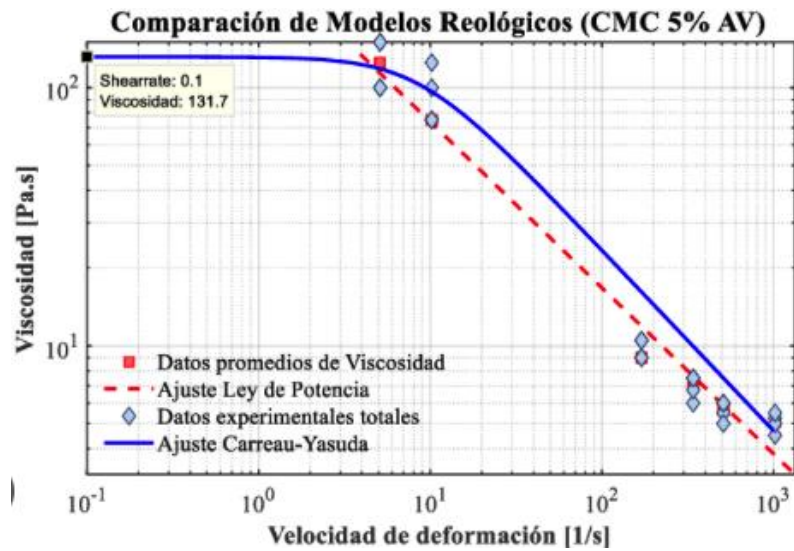


Figura 3 Modelos reológicos de potencia

Condensado

Es una composición de distintos gases que se obtienen en el proceso de deshidratación sus características suelen ser características físicas y químicas liviana donde predomina una densidad específica de 0,8 gr/cm³. Las cadenas de carbono tienden hacer compuestos de cadenas cortas desde C1 a C5, la viscosidad de los mismos tiende hacer entre 0,8 a 1,2 centipoise . El condensado se obtiene en la siguiente ilustración 4.



Figura 4 Condensado

Modelo exponencial de viscosidad

Precisión en la Predicción

El modelo exponencial de reducción de viscosidad es una herramienta esencial para gestionar la viscosidad del crudo, proporcionando una relación clara entre temperatura y viscosidad y permitiendo ajustes precisos para mejorar la eficiencia operativa en el manejo y procesamiento del crudo. El modelo exponencial proporciona una forma precisa de predecir cómo cambiará la viscosidad con la temperatura, lo que permite ajustar las condiciones de manera efectiva para reducir la viscosidad del crudo. Permite un control más fino sobre el proceso de deshidratación y transporte, facilitando la implementación de estrategias de calefacción y aditivos que optimicen el flujo del crudo y reduzcan los costos operativos. (Metzner, A. B., & Otto, R. E., 2007). La ilustración 5 indica la variación de la temperatura.

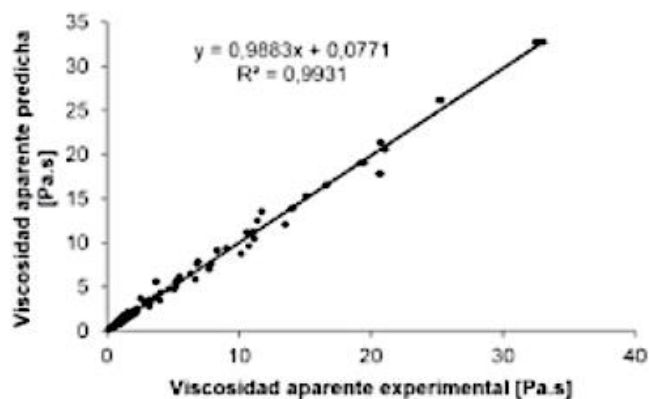


Figura 5 Variación de la viscosidad

Calentador por gas asociado

Un calentador que utiliza gas asociado para su funcionamiento es un dispositivo diseñado para calentar crudo o fluidos industriales mediante la combustión de gas natural o gas asociado proveniente de la producción de petróleo. Este tipo de calentador se integra en el proceso de manejo del crudo de disminución de viscosidad y facilitar su transporte y procesamiento.

Es un proceso físico fundamental que implica el movimiento de energía térmica. Este fenómeno ocurre de manera natural y es esencial en una variedad de aplicaciones en ingeniería, física, química y otras ciencias. La conducción es más eficiente en sólidos, especialmente en metales, donde las moléculas están muy cercanas entre sí. En la convección, se transfiere el calor tanto por la combinación de las moléculas del fluido como por el contacto de las capas de fluido con las superficies calientes o frías características superficiales, según la ley de Stefan-Boltzmann

Funcionamiento

El calentador quema gas asociado, que se extrae junto con el crudo durante la producción. La energía térmica generada se transfiere al crudo a través de intercambiadores de calor, elevando su temperatura y reduciendo su viscosidad.

Eficiencia

Los calentadores de gas asociado son eficientes ya que aprovechan un recurso que de otro modo podría desperdiciarse, y permiten un control preciso de la temperatura para alcanzar la viscosidad deseada.

Beneficios

Facilitan el bombeo del crudo a través de tuberías y bombas al reducir su viscosidad, lo que a su vez disminuye los costos de transporte y mantenimiento de equipos. Además, contribuyen a la utilización eficiente del gas asociado, mejorando la sostenibilidad del proceso de extracción y procesamiento que se ilustra en la figura 6. (Kim, 2009)



Figura 6 Calentador a gas asociado

Métodos químicos

Para poder reducir la viscosidad de ciertos crudos pesados se opta por mezclar o combinar químicos de carácter orgánico que permiten por medio de una mezcla volumétrica en el que se debe variar el volumen tanto del crudo como del químico en este caso un condensado cuyas características químicas permiten la reducción de la viscosidad e incremento de un grado API que ayuda a un mejor transporte y operación en las facilidades de producción que ayudan a tratar el crudo. Los químicos que se obtiene ayudan a determinar un valor de mejor calidad del crudo que se evaluara(Fernández, 2021)

Ley de Arrhenius

Esta ley muestra que un aumento en la temperatura reduce la energía de activación para que se genere una reacción o disminuye la viscosidad, facilitando el proceso. Es fundamental para entender y predecir cómo las condiciones térmicas afectan las propiedades físicas y las reacciones químicas

$$U_s = U_i * \left[\frac{T_{ref} + K}{T + K} \right]^n$$

Análisis Económico

El VAN evalúa la rentabilidad de un proyecto al restar la inversión inicial de los flujos de caja futuros descontados. Un VAN positivo indica que los beneficios superan los costos. La Tasa

Interna de Retorno TIR es la tasa que iguala el VAN a cero, representando la rentabilidad esperada; si es mayor que la tasa mínima aceptable, el proyecto es viable. Por otro lado, el análisis beneficio-costos compara los beneficios totales con los costos totales, expresándose en una relación; un valor superior a uno sugiere que los beneficios superan los costos, indicando la viabilidad económica del proyecto. Estos indicadores son esenciales para la toma de decisiones en inversiones.

Valor Actual Neto (VAN)

El Valor Actual Neto es una herramienta que permite evaluar la rentabilidad de un proyecto. Se calcula restando la inversión inicial de la suma de los flujos de caja futuros descontados a su valor presente. Un VAN positivo indica que el proyecto generará beneficios que superan su costo, mientras que un VAN negativo sugiere lo contrario.

Tasa Interna de Retorno (TIR)

La Tasa Interna de Retorno es la tasa de descuento que hace que el VAN de un proyecto sea igual a cero. En otras palabras, es la tasa de rendimiento esperada de la inversión. Si la TIR es mayor que la tasa mínima aceptable de rendimiento, el proyecto es considerado viable.

Análisis Beneficio-Costo

El análisis beneficio-costos compara los beneficios totales de un proyecto con sus costos totales. Se expresa generalmente en forma de una relación, donde un valor mayor a uno indica que los beneficios superan los costos, sugiriendo que el proyecto es económicamente viable.

Para la implementación del proyecto se ilustra en la figura 8 donde los valores superan la inversión adquirida. En la figura se analiza la relación entre los indicadores económicos que se esperan valores del VAN mayores a los 1.000.000 de dólares y una TIR del 14 %. (Blanchard, 2012)

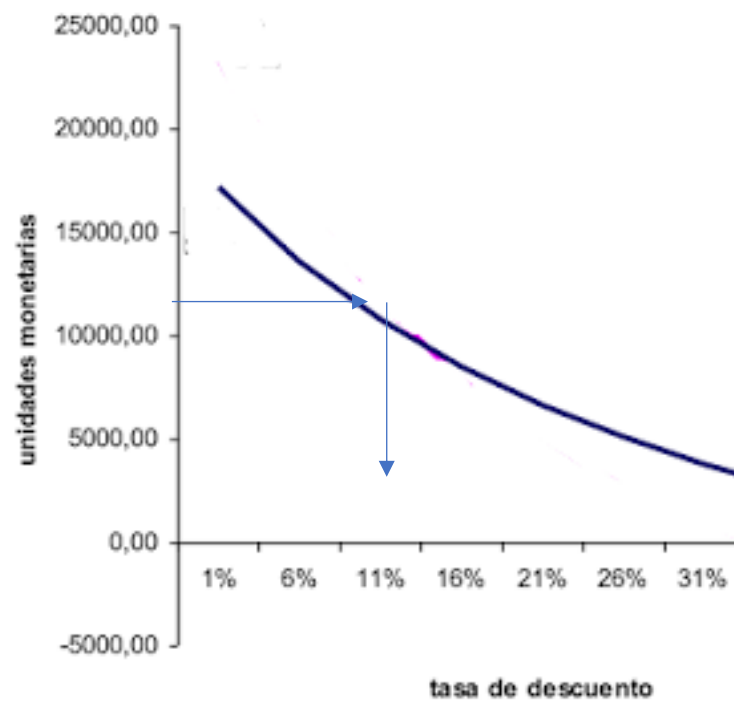


Figura 7 Indicador económico

CAPÍTULO III

MARCO METODOLÓGICO

Tipo de Investigación

La investigación es de tipo aplicada y experimental. Está orientada a resolver problemas prácticos relacionados con la alta viscosidad del crudo. Se centra en analizar cómo la combinación de crudo con condensado y la utilización de un calentador a gas asociado afectan la viscosidad del crudo, mediante pruebas de laboratorio y modelos de viscosidad. Además, incluye un análisis económico para evaluar la viabilidad financiera del proyecto, considerando indicadores económicos. También se realiza un análisis ambiental para medir las emisiones de dióxido de carbono y proponer estrategias para mitigar el impacto ambiental. El objetivo es mejorar la manejabilidad del crudo y determinar la rentabilidad económica.

Diseño de investigación

La investigación se centra en mejorar la manejabilidad de 890 barriles de crudo del Pad 150 con alta viscosidad y bajo grado API. Primero, se determinará el porcentaje óptimo de condensado para reducir la viscosidad y aumentar el grado API, mediante pruebas de laboratorio. Luego, se evaluará el impacto de un calentador a gas, que elevará la temperatura del crudo para lograr una viscosidad adicionalmente reducida. Se aplicará la ley de Arrhenius para ajustar la viscosidad y se realizará un análisis de emisiones de CO₂ para mitigar el impacto ambiental. Finalmente, se llevará a cabo un análisis económico

Selección de muestra

El universo del presente proyecto es el Campo Sacha, mientras que la muestra es plataforma 150, donde se receipta los fluidos provenientes de varios pozos productores

Recolección de datos

La recolección de datos en esta investigación se desarrolla mediante varios métodos sistemáticos

Pruebas de Laboratorio

Se recolectarán datos sobre la viscosidad del crudo al combinarlo con diferentes porcentajes de condensado. Se realizarán mediciones de viscosidad a 25 grados Celsius para determinar la efectividad de cada mezcla en la reducción de la viscosidad y en el aumento del grado API.

Monitoreo del Calentador a Gas

Se registrarán las temperaturas alcanzadas por el crudo en la línea de flujo conectada al calentador a gas. Se medirá la viscosidad del crudo a una temperatura para evaluar la reducción adicional de viscosidad proporcionada por el calentamiento.

Aplicación de la Ley de Arrhenius

Se recolectarán datos relacionados con la viscosidad del crudo para aplicar la ley de Arrhenius y verificar la reducción de viscosidad

Análisis de Emisiones

Se medirá la cantidad CO₂ emitido en el proceso para evaluar el impacto ambiental y desarrollar estrategias de mitigación.

Análisis Económico

Se recopilarán datos financieros relacionados con los costos de implementación de las tecnologías propuestas y los beneficios esperados.

Métodos

En la investigación sobre el manejo de 890 barriles de crudo del Pad 150, se emplearán métodos e instrumentos específicos. Para la reducción de viscosidad, se utilizarán viscosímetro en pruebas de laboratorio para medir la viscosidad del crudo y su mezcla con condensado a una temperatura dada, determinando el porcentaje óptimo de condensado. En el proceso de calentamiento, se instalará un calentador a gas asociado con termómetros y sensores de temperatura para elevar la temperatura del crudo, buscando una reducción adicional de la viscosidad. Se aplicará la ley de Arrhenius utilizando datos de viscosidad a diferentes temperaturas para ajustar la viscosidad final. Para el análisis ambiental, se medirán las emisiones de CO₂ con analizadores de gases especializados.

Análisis de Datos

Se examinan los resultados de viscosidad obtenidos con viscosímetros para determinar la efectividad de diferentes porcentajes de condensado en la reducción de viscosidad. Luego, se analizan las mediciones de temperatura y viscosidad del crudo calentado para verificar la reducción adicional en viscosidad, utilizando gráficos para evaluar el comportamiento exponencial. Además, se aplica la ley de Arrhenius a los datos de viscosidad a distintas temperaturas para confirmar la reducción. Para el análisis ambiental, se revisan los datos de emisiones de CO₂ para evaluar el

impacto y desarrollar estrategias de mitigación. Finalmente, se utilizan herramientas de modelado financiero para calcular la TIR y el VAN

Fluido Pad 150 Campo Sacha

La tabla 1 que se presenta a continuación indica las características químicas y físicas del fluido que proviene del pad 150

Tabla 1 Condiciones actuales del fluido

Características	Unidades	Crudo
API		16
Viscosidad	cP	46
Volumen	Bbl	890
Temperatura inicial	F	72
Temperatura	C	15,56
Densidad	Lb/ft ³	59,8904746
Masa Total	Lb	299.027,15
Masa Total	Kg	135.921,43
Cadena Larga	C30H62	

Condensado de gas natural

El crudo del Pad 150 tiene una viscosidad de 46 centipoises y un grado API de 16, lo que dificulta su transporte y procesamiento, especialmente en condiciones climáticas adversas.

Para mitigar estos problemas, se propone mezclar el crudo con un condensado de gas natural. Este condensado contiene principalmente hidrocarburos ligeros metano, etano, propano, butano, y pentano que son compatibles con el crudo cada característica se indica en la tabla 2

Tabla 2 Condensado de gas natural

Condensado de gas natural		
Propiedad	Unidades	Descripción
Estado a 60	°F	Líquido
Densidad (g/cm ³)	(g/cm ³)	0,82
Viscosidad	(cP)	1,2
API		41

Punto de ebullición	°F	72
Composición	Mezcla de hidrocarburos ligeros (C1-C5)	
Hidrocarburos presentes	Metano, etano, propano, butano, pentano, hexano	
Contenido de azufre	Muy bajo (generalmente < 0.1% por peso)	
Contenido de agua	Muy bajo (generalmente < 0.5% por peso)	
Índice de octano	88	
Inflamabilidad	Alta (combustible)	
Solubilidad en agua	Muy baja	

Costos de la obtención del condensado

La obtención del condensado durante el proceso de deshidratación se detalla a continuación.

Esta estimación en la tabla 3 incluye todos los aspectos relevantes, desde equipos y energía hasta mano de obra y gestión de residuos. Los valores pueden variar según condiciones específicas del campo y del proceso utilizado. Es recomendable realizar un análisis más detallado para ajustar estos costos a la situación particular del proyecto en la tabla número 3 se indica la descripción de cada uno de los costos que representan determinar un condensado posteriormente a la deshidratación del crudo.

Tabla 3 Condensado de gas natural. características

Concepto	Descripción	Costo Aproximado
Equipos	- Separadores y unidades de deshidratación	\$100,000 - \$500,000
	- Calentadores	\$50,000 - \$150,000
Energía	- Gas y electricidad para operación	\$2.00 - \$4.00 por barril
Mantenimiento	- Mantenimiento de equipos (anual)	\$20,000 - \$50,000
	Concepto	Descripción
Mano de Obra	- Sueldos para operarios y técnicos (mensual)	\$10,000 - \$30,000
Materiales	- Aditivos y productos químicos	\$0.50 - \$2.00 por barril
Concepto	Descripción	Costo Aproximado

Transporte	- Transporte del crudo a la planta	\$2.00 - \$5.00 por barril
	- Alquiler de tanques o instalaciones de almacenamiento	\$1.00 - \$3.00 por barril
Almacenamiento		
	- Costos de eliminación de residuos	\$0.50 - \$1.00 por barril
Gestión de Residuos		

Posteriormente al análisis del crudo y el condensado obtenido de la deshidratación del crudo se prosigue a realizar las pruebas en el laboratorio de la mezcla resultante.

Pruebas del laboratorio Mezcla del crudo & condensado de gas

Reducción de la viscosidad crudo & condensado

Para determinar el efecto de mezclar un crudo de viscosidad 46 cP y un grado API de 16 con un condensado de 1 cP y un grado API de 41, se puede realizar una serie de pruebas variando el volumen de la mezcla en el laboratorio variando el porcentaje volumen y por medio de cálculos que se fundamentan en la ley de la predicción de la viscosidad. La tabla indica los ensayos del laboratorio de la mezcla del crudo y el condensado.

$$n_{mezcla} = n_{mezcla} \cdot (1 - x) + n_{condensado} \cdot x$$

Donde:

- η mezcla = viscosidad de la mezcla.
- η crudo = viscosidad del crudo (46 cP).
- η condensado = viscosidad del condensado (1 cP).
- x = fracción de volumen del condensado en la mezcla.

Prueba 1: 900 ml de crudo y 100 ml de condensado

$$x = \frac{100}{1000} = 0,1$$

$$n_{mezcla} = 46((1 - 0,1) + (1 \times 0,1)) = 41 \text{ cP}$$

Prueba 2: 800 ml de crudo y 200 ml de condensado

$$x = \frac{200}{1000} = 0,2$$

$$n_{mezcla} = 46((1 - 0,2) + (1 \times 0,2)) = 36,8 \text{ cP}$$

Prueba 3: 700 ml de crudo y 300 ml de condensado

$$x = \frac{300}{1000} = 0,3$$

$$n_{mezcla} = 46((1 - 0,3) + (1 \times 0,3)) = 32,2 \text{ cP}$$

Prueba 4: 600 ml de crudo y 400 ml de condensado

$$x = \frac{400}{1000} = 0,4$$

$$n_{mezcla} = 46((1 - 0,4) + (1 \times 0,4)) = 28 \text{ cP}$$

Prueba 5: 500 ml de crudo y 500 ml de condensado

$$x = \frac{500}{1000} = 0,5$$

$$n_{mezcla} = 46((1 - 0,5) + (1 \times 0,5)) = 25 \text{ cP}$$

Prueba 6: 400 ml de crudo y 600 ml de condensado

$$x = \frac{600}{900} = 0,6$$

$$n_{mezcla} = 46((1 - 0,6) + (1 \times 0,6)) = 22,4 \text{ cP}$$

Prueba 7: 300 ml de crudo y 700 ml de condensado

$$x = \frac{700}{1000} = 0,7$$

$$n_{mezcla} = 46((1 - 0,7) + (1 \times 0,7)) = 19 \text{ cP}$$

Prueba 8: 200 ml de crudo y 800 ml de condensado

$$x = \frac{800}{1000} = 0,8$$

$$n_{mezcla} = 46((1 - 0,8) + (1 \times 0,8)) = 17,2 \text{ cP}$$

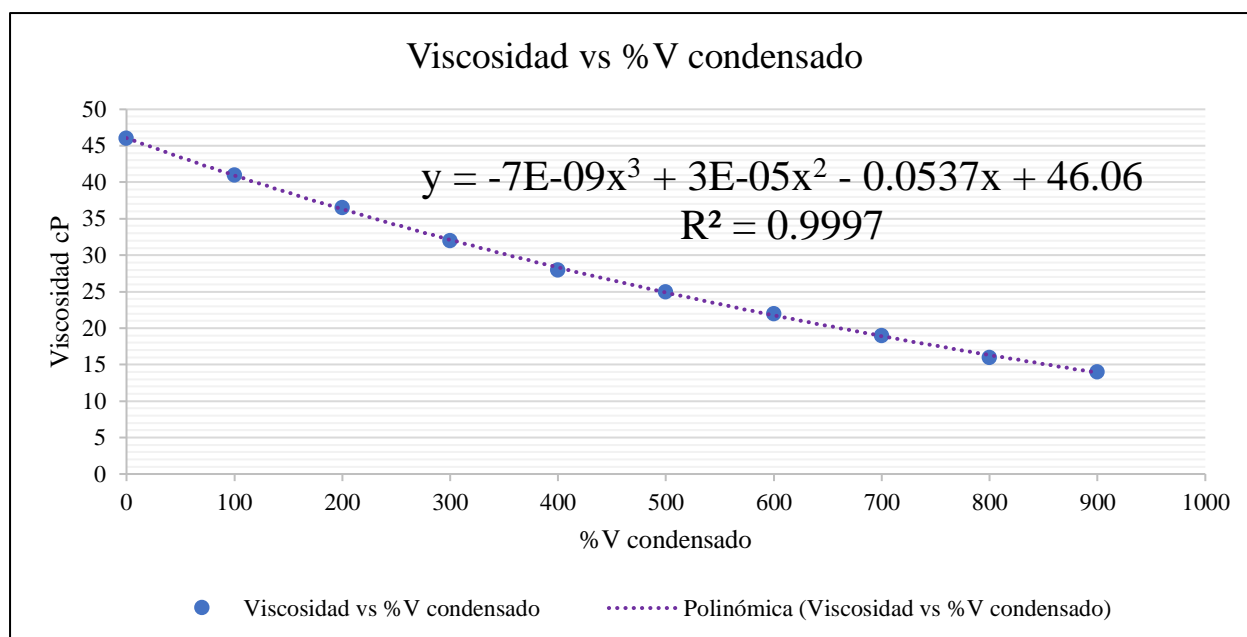
Prueba 9: 100 ml de crudo y 900 ml de condensado

$$x = \frac{900}{1000} = 0,9$$

$$n_{mezcla} = 46((1 - 0,9) + (1 \times 0,9)) = 14,6 \text{ cP}$$

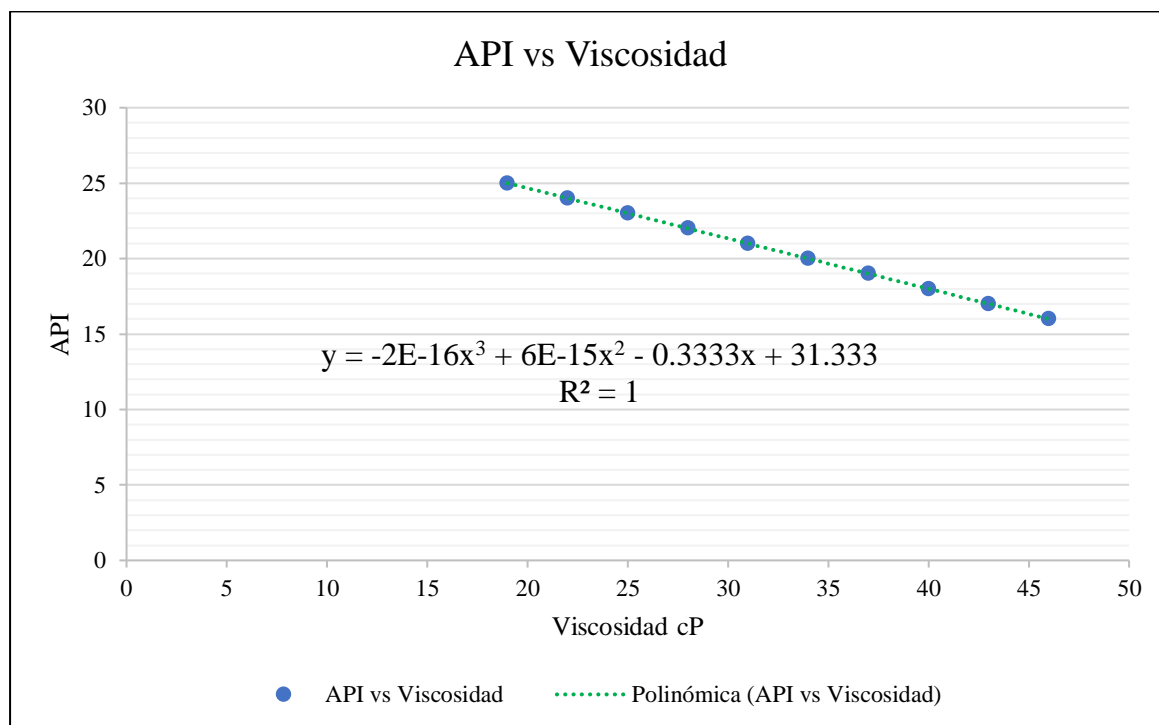
Por medio del modelo matemático polinómico el cual se expresa a continuación en el siguiente diagrama se establece la reducción de la viscosidad en función de la mezcla del condensado con el crudo viscoso en la figura 9.

Figura 8 Variación de la viscosidad en función del condensado

***Incremento del grado API***

Mientras que el incremento del grado API en la figura 10 en función de la mezcla se establece por medio del modelo matemático presentado en el siguiente diagrama al realizar la mezcla crudo condensado

Figura 9 Cambio del grado API en función de la viscosidad



Resultados obtenidos ensayo de laboratorio

Al desarrollar las pruebas en el laboratorio en la tabla 4y en función de los costos que se generaría al obtener un mayor volumen de condensado se establece realizar una mezcla de 300 mililitros de crudo con 700 mililitros de condensado obteniendo una reducción de 46 a 19 centipoise la viscosidad con un grado API equivalente a 25.

Tabla 4 Selección de la mezcla crudo & condensado

Prueba	Volumen de Crudo (mL)	Volumen de Condensado (mL)	de % Crudo	% Condensado	Viscosidad Resultante (cP)	API
1	1000	0	100%	0%	46	16,0
2	900	100	90%	10%	41	17,7
3	800	200	80%	20%	36,5	19,2
4	700	300	70%	30%	32	20,7
5	600	400	60%	40%	28	22,0
6	500	500	50%	50%	25	23,0
7	400	600	40%	60%	22	24,0
8	300	700	30%	70%	19	25,0
9	200	800	20%	80%	16	26,0
10	100	900	10%	90%	14	26,7

Tratamiento de 890 barriles de crudo

Al realizar la mezcla del crudo equivalente a 890 barriles que represente el 30% en porcentaje de volumen cuyas características físicas son una viscosidad de 46 centipoise y un grado API de 16 con el condensado en un porcentaje volumen de 70% con un grado API de y 1,2 centipoise de viscosidad se obtiene lo siguientes valores a 72 grados Fahrenheit.

Se varía el volumen de condensado de la mezcla y se calcula la viscosidad resultante por medio de la siguiente expresión:

$$U_m = \frac{(V_c \cdot U_c) + (V_{cr} \cdot U_{cr})}{V_c + V_{cr}}$$

V_c: volumen de condensado

μ_c: viscosidad del condensado (1,2 cp)

V_{cr} : volumen de crudo 890 bbl

μ_{cr} : viscosidad del crudo 46 cp

μ_m : viscosidad de la mezcla 19 cp

Con la finalidad de determinar el volumen final de condensado que se necesita para obtener una reducción de viscosidad de 46 a 19 centipoise con un volumen de 890 barriles de crudo se despeja de la expresión la variable V_c como se indica a continuación:

$$\mu_m(V_c + V_{cr}) = (V_c \cdot \mu_c) + (V_{cr} \cdot \mu_{cr})$$

$$\mu_m V_c + \mu_m V_{cr} = (V_c \cdot \mu_c) + (V_{cr} \cdot \mu_{cr})$$

$$\mu_m V_c - V_c \mu_c = V_{cr} \cdot \mu_{cr} - \mu_m V_{cr}$$

$$V_c(\mu_m - \mu_c) = V_{cr} \cdot \mu_{cr} - \mu_m V_{cr}$$

$$V_c = \frac{V_{cr} \cdot \mu_{cr} - \mu_m V_{cr}}{(\mu_m - \mu_c)}$$

$$V_{condensado} = \frac{(890 \text{ BBL} \times 46 \text{ cP}) - (19 \text{ cP} \times 890 \text{ BBL})}{(19 \text{ cP} - 46 \text{ cP})}$$

$$V_{condensado} = 1568 \text{ BBL}$$

Para obtener la reducción de viscosidad de 46 centipoise a 19 centipoise se necesita mezclar 1568 barriles de condensado con los 890 barriles de crudo producido del PAD 150.

Costos de la mezcla de crudo & condensado

Para lograr la reducción de la viscosidad por medio de la mezcla del crudo con el condensado se estiman los siguientes costos estimados en la tabla 7

Tabla 5 Costos de la mezcla crudo & condensado

Descripción	Detalles	Costo USD
Costos de Condensado (1568 barriles)	Precio del condensado	\$28.224,00
Procesamiento (Deshidratación y mezcla)	Gastos operativos, mano de obra y equipos	\$38.000,00
Mantenimiento de Equipos	Mantenimiento preventivo y correctivo	\$67.000,00
Costos de Energía	Consumo energético del proceso	\$13.000,00
Costos de Insumos	Productos químicos y aditivos utilizados	\$8.000,00
Costos de Seguridad	Equipos de protección y capacitación	\$5.000,00
Costos Administrativos	Gastos operativos y de gestión	\$17.000,00
Costos de Transporte	Transporte del crudo y condensado	\$15.000,00
Costos de Evaluación y Monitoreo	Monitoreo de calidad y análisis	\$5.000,00
Costos de Licencias y Permisos	Permisos ambientales y operativos	\$3.000,00
TOTAL		\$199.224,00

Calentador térmico a gas asociado

Diseñar un calentador térmico a gas asociado implica varios pasos, que van desde la definición de requisitos hasta el cálculo de dimensiones y la selección de componentes.

Características del gas asociado como combustible

Para el diseño de un calentador térmico que utiliza gas asociado como combustible, es esencial conocer las características que se indican a continuación con el objetivo de calentar 2458 barriles de crudo en la tabla 8

Tabla 6 Características del gas asociado

Característica	Descripción
-----------------------	--------------------

Composición	Principalmente metano (CH ₄), con etano (C ₂ H ₆), propano (C ₃ H ₈), butano (C ₄ H ₁₀) y trazas de CO ₂ , N ₂ y H ₂ S.
Densidad	0,79 kg/m ³
Punto de ebullición	Metano: -161.5 °C; otros hidrocarburos tienen puntos de ebullición más altos.
Estado físico	Gas a temperatura y presión ambiente; puede ser líquido a alta presión (GNL).
Poder calorífico	Entre 35 y 45 MJ/m ³ , dependiendo de la composición del gas.
Combustión	Producción de CO ₂ y H ₂ O. Reacción general: CH ₄ + 2O ₂ → CO ₂ + 2H ₂ O.
Reactividad	Altamente combustible; forma mezclas explosivas con aire (5%-15% de volumen).
Toxicidad	El metano no es tóxico; H ₂ S (si está presente) es altamente tóxico.
Impacto ambiental	Genera CO ₂ en la combustión; fugas de metano son problemáticas para el medio ambiente.

Volumen requerido de gas

El volumen de gas necesario para calentar 2458 barriles de crudo, primero determinamos la energía requerida y luego usamos el poder calorífico del gas asociado para obtener el volumen.

Datos del calculo

Barriles de crudo: 2458 barriles

Temperatura de entrada: 22.2 °C

Temperatura de salida: 65.6 °C

Calor específico del crudo: 2.1 kJ/kg·°C

Densidad del crudo: Aproximadamente 903 kg/m³ (con un API de 25)

Poder calorífico del gas asociado: Aproximadamente 35 MJ/m³ (35000 kJ/m³)

1. Volumen del crudo en metros cúbicos

$$Volumen\ en\ litros = 2458\ bbl * \frac{\frac{158,99l}{bbl}}{\frac{1000l}{m^3}} = 390,18\ m^3$$

2. Masa del crudo en kilogramos

$$Masa = densidad * volumen$$

$$Masa = 903 \frac{kg}{m^3} * 390,18 m^3$$

$$Masa = 352245 kg$$

3. Variación de la temperatura

$$\Delta T = T_f - T_o$$

$$\Delta T = 65,6C - 22,2C$$

$$\Delta T = 43,4 C$$

4. Energía Requerida

$$Q = m * c * \Delta T$$

$$Q = 352245 kg * 2,1 \frac{kJ}{Kg - C} * 43,4 C$$

$$Q = 33695633 kJ$$

5. Volumen del gas necesario

$$Volumen de gas = \frac{Q}{Poder Calorífico}$$

$$Volumen de gas = \frac{33695633 kJ}{35000 kJ/m^3}$$

$$Volumen de gas = 962,7 m^3$$

Para calentar 2458 barriles de crudo, se necesitarían aproximadamente 962.7 metros cúbicos de gas asociado. La energía requerida para este calentamiento es aproximadamente 33,695,633 kJ.

Cálculo del coeficiente global de transferencia

Para calcular en un calentador por gas asociado se necesita considerar varias resistencias térmicas involucradas en el proceso de transferencia de calor en el cual para este caso según las dimensiones del calentador posee un área de 10 metros cuadrados, cuyos coeficientes de calor caliente equivale a 200W/m²-C y en frío 100W/m²-C; con una conductividad térmica de la pared de 15 W/m-C el grosor de la pared t tiene un espesor de 0,005 metros Resistencia de la película del lado caliente

$$Rh = \frac{1}{h_{caliente} * A}$$

$$Rh = \frac{1}{200 \frac{W}{m^2 - C} * 10m^2}$$

$$Rh = 0,0005 C/W$$

1. Resistencia de la película del lado frío

$$Rc = \frac{1}{h_{frío} * A}$$

$$Rh = \frac{1}{100 \frac{W}{m^2 - C} * 10m^2}$$

$$Rh = 0,001 C/W$$

2. Resistencia de la conducción

$$Rc = \frac{1}{kw * A}$$

$$Rc = \frac{1}{15 \frac{W}{m^2 \cdot C} * 10}$$

$$Rc = 0,00003333 \text{ C/W}$$

3. Cálculo del coeficiente global de transferencia U

$$Rtotal = Rh + Rw + Rc$$

$$Rtotal = 0,0005 + 0,00003333 + 0,001$$

$$Rtotal = 0,001533 \text{ C/W}$$

$$U = \frac{1}{Rtotal}$$

$$U = \frac{1}{0,001533 \text{ C/W}}$$

$$U = 651 \text{ W/m}^2 \cdot \text{C}$$

Energía requerida en Kw

$$Q = \frac{\text{Energia kJ}}{3600}$$

$$Q = \frac{33695633 \text{ kJ}}{3600}$$

$$Q = 9354,9 \text{ kW}$$

Área de transferencia de calor

Para ello se parte de los cálculos realizados anteriormente como la energía requerida de 9354,9 kW una temperatura de ingreso de 22,2 grados centígrados y una temperatura de salida de 65,6 grados centígrados. Cabe recalcar que la temperatura de combustión del gas es de 200 grados centígrados, para ello partimos de los siguientes cálculos:

1. Cálculo de la temperatura media logarítmica

$$\Delta T1 = Tg - Ts$$

$$\Delta T1 = (200 - 65,6) C$$

$$\Delta T1 = 134,4 C$$

$$\Delta T2 = Tg - Ts$$

$$\Delta T2 = 200 - 22,2$$

$$\Delta T2 = 177,8 C$$

$$\Delta Tm = \frac{\Delta T1 - \Delta T2}{\ln \left[\frac{\Delta T1}{\Delta T2} \right]}$$

$$\Delta Tm = \frac{134,4 C - 177,8 C}{\ln \left[\frac{134,4 C}{177,8 C} \right]}$$

$$\Delta Tm = 157,7 C$$

2. Cálculo del área de transferencia de Calor

$$Q = U * A * \Delta Tm$$

$$A = \frac{Q}{A * \Delta T T m}$$

$$A = \frac{9354,9 \text{ kW}}{651 \frac{W}{m^2 - C} * 157,7 \text{ C}}$$

$$A = 0,0886 \text{ m}^2$$

Reducción de la viscosidad en el calentador a gas asociado

Para calcular la reducción de la viscosidad del crudo al calentarlo, se utiliza la relación entre temperatura y viscosidad en función del modelo de Arrhenius cuyas variables k es igual a 0,5 y el valor del exponente n igual a 2. La viscosidad de un líquido generalmente disminuye al aumentar la temperatura. Para disminuir la viscosidad de 2458 barriles de crudo cuya viscosidad de 19 centipoise a una temperatura de ingreso de 22,2 grados centígrados por medio del calentador a gas asociado experimenta una reducción en un intervalo de 10 grados centígrados hasta salir a una temperatura de 65,6 grados centígrados del equipo obteniendo los siguientes resultados:

1. A una temperatura de 22,2 grados centígrados se obtiene una reducción equivalente a

$$U(22,2) = 19 \text{ cP}$$

2. A una temperatura de 27,2 grados centígrados se obtiene una reducción equivalente a

$$U_s = U_i * \left[\frac{T_{ref} + K}{T + K} \right]^n$$

$$U_i = 19 \text{ cP}$$

$$T_{ref} = 22,2 + 273,15$$

$$T_{ref} = 295,35 \text{ K}$$

$$T = 27,2 + 273,15$$

$$T = 300,35 \text{ K}$$

$$U_{32,2} = 19 * \left[\frac{295,35 + 0,5}{300,35 + 0,5} \right]^2$$

$$U_i = 18,3cP$$

3. A una temperatura de 32,2 grados centígrados se obtiene una reducción equivalente a

$$U_s = U_i * \left[\frac{T_{ref} + K}{T + K} \right]^n$$

$$U_i = 19 cP$$

$$T_{ref} = 22,2 + 273,15$$

$$T_{ref} = 295,35 \text{ K}$$

$$T = 32,2 + 273,15$$

$$T = 305,35 \text{ K}$$

$$U_{32,2} = 19 * \left[\frac{295,35 + 0,5}{305,35 + 0,5} \right]^2$$

$$U_i = 17,77cP$$

4. A una temperatura de 42,2 grados centígrados se obtiene una reducción equivalente a

$$U_s = U_i * \left[\frac{T_{ref} + K}{T + K} \right]^n$$

$$U_i = 19 cP$$

$$T_{ref} = 22,2 + 273,15$$

$$T_{ref} = 295,35 \text{ K}$$

$$T = 42,2 + 273,15$$

$$T = 315,35 \text{ K}$$

$$U_{42,2} = 19 * \left[\frac{295,35 + 0,5}{315,35 + 0,5} \right]^2$$

$$U_i = 16,67 cP$$

5. A una temperatura de 47,2 grados centígrados se obtiene una reducción equivalente a

$$U_s = U_i * \left[\frac{T_{ref} + K}{T + K} \right]^n$$

$$U_i = 19 \text{ cP}$$

$$T_{ref} = 22,2 + 273,15$$

$$T_{ref} = 295,35 \text{ K}$$

$$T = 47,2 + 273,15$$

$$T = 320,35 \text{ K}$$

$$U_{47,2} = 19 * \left[\frac{295,35 + 0,5}{320,35 + 0,5} \right]^2$$

$$U_i = 15,15 \text{ cP}$$

6. A una temperatura de 52,2 grados centígrados se obtiene una reducción equivalente a

$$U_s = U_i * \left[\frac{T_{ref} + K}{T + K} \right]^n$$

$$U_i = 19 \text{ cP}$$

$$T_{ref} = 22,2 + 273,15$$

$$T_{ref} = 295,35 \text{ K}$$

$$T = 52,2 + 273,15$$

$$T = 325,35 \text{ K}$$

$$U_{52,2} = 19 * \left[\frac{295,35 + 0,5}{325,35 + 0,5} \right]^2$$

$$U_i = 15,66 \text{ cP}$$

7. A una temperatura de 57,2 grados centígrados se obtiene una reducción equivalente a

$$U_s = U_i * \left[\frac{T_{ref} + K}{T + K} \right]^n$$

$$U_i = 19 \text{ cP}$$

$$T_{ref} = 22,2 + 273,15$$

$$T_{ref} = 295,35 \text{ K}$$

$$T = 27,2 + 273,15$$

$$T = 330,35 \text{ K}$$

$$U_{32,2} = 19 * \left[\frac{295,35 + 0,5}{330,35 + 0,5} \right]^2$$

$$U_i = 15,19 \text{ cP}$$

8. A una temperatura de 62,2 grados centígrados se obtiene una reducción equivalente a

$$U_s = U_i * \left[\frac{T_{ref} + K}{T + K} \right]^n$$

$$U_i = 19 \text{ cP}$$

$$T_{ref} = 22,2 + 273,15$$

$$T_{ref} = 295,35 \text{ K}$$

$$T = 62,2 + 273,15$$

$$T = 335,35 \text{ K}$$

$$U_{32,2} = 19 * \left[\frac{295,35 + 0,5}{335,35 + 0,5} \right]^2$$

$$U_i = 14,74 \text{ cP}$$

9. A una temperatura de 65,6 grados centígrados se obtiene una reducción equivalente a

$$U_s = U_i * \left[\frac{T_{ref} + K}{T + K} \right]^n$$

$$U_i = 19 \text{ cP}$$

$$T_{ref} = 22,2 + 273,15$$

$$T_{ref} = 295,35 \text{ K}$$

$$T = 65,6 + 273,15$$

$$T = 338,75 \text{ K}$$

$$U_{32,2} = 19 * \left[\frac{295,35 + 0,5}{338,75 + 0,5} \right]^2$$

$$U_i = 14,45 \text{ cP}$$

Al tratar el crudo con condensado en el calentador térmico a gas asociado se logra una disminución de viscosidad de 19 centipoise a una temperatura de 22,2 grados centígrados a 14,45 centipoise a una temperatura de salida de 65,6 grados centígrados que se indican en la tabla 9

Tabla 7 Reducción de la viscosidad

T	U
C	cP
22,2	19
27,2	18,4
32,2	17,8
37,2	17,2
42,2	16,7
47,2	16,2
52,2	15,7
57,2	15,2
62,2	14,7
65,6	14,4

Mientras que en la figura 11 se indica el modelo matemático polinomial que rige la disminución de la viscosidad al incrementar la temperatura en grados centígrados.

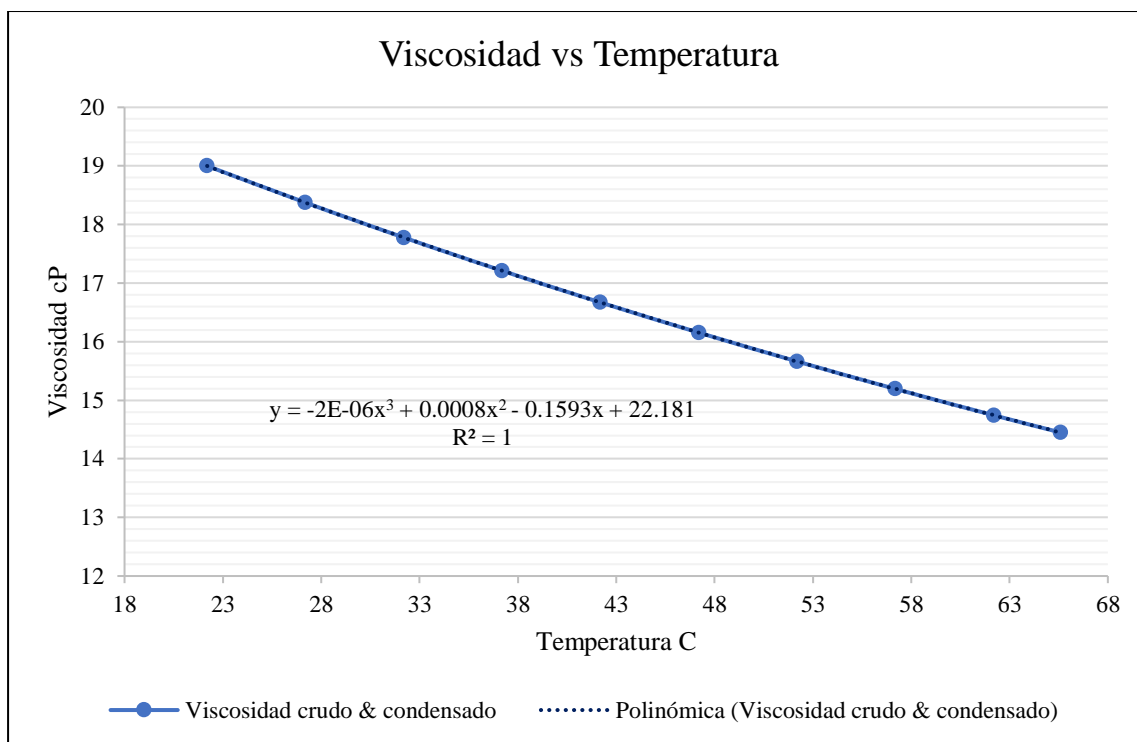


Figura 10 Viscosidad vs Temperatura calentador

Costos del calentador de gas asociado

La tabla 10 que se indica a continuación evidencia los costos que se requieren al instalar un calentador de calor que caliente 2458 barriles de crudo

Tabla 8 Resultados de la emisión de CO2

Calentador de Gas	\$300.000,00
Instalación	\$35.000,00
Mantenimiento Anual	\$27.000,00
Costos de Energía Eléctrica	\$35.000,00

Costos de Seguridad (equipos y formación)	\$15.000,00
Costos Administrativos	\$23.000,00
Insumos (filtros, lubricantes, etc.)	\$5.000,00
Total Inicial	\$440.000,00

CAPÍTULO IV

RESULTADOS DEL DESARROLLO DEL PROYECTO TÉCNICO

Análisis económico

En las siguientes tablas 13 se indica los costos totales de la implementación del condensado, el calentador de gas asociado y el captor de CO₂ con la finalidad de realizar el flujo de caja y la evaluación económica por medio del VAN y TIR se observa en la tabla 14.

Tabla 9 Costos totales

	Descripción	Costo Promedio (USD)
CONDENSADO	Costos de los equipos de mezcla	\$28.224,00
	Procesamiento (Deshidratación y mezcla)	\$38.000,00
	Mantenimiento de Equipos	\$67.000,00
	Costos de Energía	\$13.000,00
	Costos de Insumos	\$8.000,00
	Costos de Seguridad	\$5.000,00
	Costos Administrativos	\$17.000,00
	Costos de Transporte	\$15.000,00
	Costos de Evaluación y Monitoreo	\$5.000,00
	Costos de Licencias y Permisos	\$3.000,00
	CALENTADOR	Calentador de Gas
Instalación		\$35.000,00
Mantenimiento Anual		\$27.000,00
Costos de Energía Eléctrica		\$35.000,00

	Costos de Seguridad (equipos y formación)	\$15.000,00
	Costos Administrativos	\$23.000,00
	Insumos (filtros, lubricantes, etc.)	\$5.000,00
CAPTADOR	Equipamiento	125000
	Instalación	\$30.000,00
	Mantenimiento Anual	\$65.000,00
	Costos de Energía Anual	\$10.000,00
	Costos Administrativos	\$32.000,00
	Evaluación y Monitoreo	\$77.000,00
COSTOS TOTALES		\$978.224,00

Tabla 10 Indicadores Económicos flujo de caja

Mes		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Crudo	BBL	890	890	890	890	890	890	890	890	890	890	890	890
condensado	BBL	1568	1568	1568	1568	1568	1568	1568	1568	1568	1568	1568	1568
Crudo & Condensado	BBL	2458	2458	2458	2458	2458	2458	2458	2458	2458	2458	2458	2458
Precio WTI	\$	\$ 70	\$ 70	\$ 70	\$ 70	\$ 70	\$ 70	\$ 70	\$ 70	\$ 70	\$ 70	\$ 70	\$ 70
Castigo Crudo oriente	\$	\$ 6	\$ 6	\$ 6	\$ 6	\$ 6	\$ 6	\$ 6	\$ 6	\$ 6	\$ 6	\$ 6	\$ 6
Ingreso venta crudo	\$	\$1.743.736	\$1.743.736	\$1.743.736	\$1.743.736	\$1.743.736	\$1.743.736	\$1.743.736	\$1.743.736	\$1.743.736	\$1.743.736	\$1.743.736	\$1.743.736
Egresos													
Precio obtención condensado	\$ 19,00	\$ 908.060	\$ 908.060	\$ 908.060	\$ 908.060	\$ 908.060	\$ 908.060	\$ 908.060	\$ 908.060	\$ 908.060	\$ 908.060	\$ 908.060	\$ 908.060
INVERSIÓN	\$ 978.224												
FLUJO DE CAJA	\$	\$ -142.548	\$ 835.676	\$ 835.676	\$ 835.676	\$ 835.676	\$ 835.676	\$ 835.676	\$ 835.676	\$ 835.676	\$ 835.676	\$ 835.676	\$ 835.676

VAN	\$3.520.264,28
TIR	38%
B/C	1,762099561

Un VAN de 3,520,264.28 indica que, al descontar todos los flujos de efectivo futuros del proyecto a su valor presente, el proyecto generará un valor positivo. Esto sugiere que el proyecto es rentable y vale la pena considerarlo, ya que el VAN es mayor que cero.

Una TIR del 38% es muy alta. Esto significa que la tasa de retorno del proyecto es significativamente mayor que la tasa de descuento que has utilizado para calcular el VAN. En general, si la TIR es mayor que el costo de capital o la tasa mínima aceptable de retorno, el proyecto es considerado atractivo.

Un B/C de 1.76 indica que, por cada unidad monetaria invertida, el proyecto genera 1.76 unidades monetarias de beneficios. Esto también sugiere que el proyecto es viable y que está generando un valor adicional.

Resultados Técnicos Económicos

En la tabla 15 se indica la reducción de la viscosidad del crudo proveniente del PAD150 del Campo Sacha.

Al realizar la mezcla de 890 barriles de crudo cuyo porcentaje volumen equivale al 30% con una viscosidad es de 19 centipoise a una temperatura de 22,2 grados centígrados; con 1568 barriles de condensado a la misma temperatura con un porcentaje volumen del 70 % genera una reducción de 27 centipoise obteniendo un valor final de 19 centipoise cuyo costo haciende a \$ 199.224 dólares de un crudo de grado API 25.

Posteriormente a la mezcla ingresa un total de 2458 barriles de crudo & condensado al calentador de calor por gas asociado el cual opera a una temperatura de salida de 65,6 grados centígrados logrando una reducción de la viscosidad de 14,4 centipoise fundamentando por la ley de Arrhenius; la reducción aplicada asciende a un valor de \$440.000 dólares.

Al realizarse la combustión dentro del calentador se genera 694,8 toneladas de CO₂, para ello se instala un captador de CO₂ que oscila entre los \$390.000 dólares logrando una captación de gases de efecto invernadero equivalente a 452,6 toneladas cuya eficiencia es del 65%. El VAN de 3,520,264.28 sugiere que el proyecto es rentable al generar un valor positivo.

La TIR del 38% es alta, indicando que la tasa de retorno supera significativamente el costo de capital. Además, un B/C de 1.76 muestra que cada unidad invertida genera 1.76 unidades en beneficios, reafirmando la viabilidad del proyecto.

Tabla 11 Resultados Técnicos & Económicos

Variable	Unidad	Fluido PAD 150	Condensado	Calentador	Captador CO2
Volumen	bbl	890	1568	2458	4026
Temperatura	F	22,2	22,2	65,6	65,6
API		16	25	25	25
Viscosidad	cP	46	19	14,4	14,4
Composición		C30H62	C2H6	CO2+H20	CO2
Emisión de CO2	Toneladas			694,8	452,6
Costos	\$		\$ 199.224,00	\$ 440.000,00	\$ 339.000,00
VAN	\$		\$ 3.520.264,28		
TIR	%		38%		
B/C			1,76		

En la figura 12 se indica el comportamiento de la mezcla con condensado del crudo equivalente a 2458 barriles; la reducción se desarrolla en una temperatura constante de 22,2 grados centígrados obteniendo un valor de 19 centipoise.

Al incrementar la temperatura en el calentador se obtiene una reducción de 14,4 centipoise y un grado API de 25 el modelo matemático que establece el comportamiento de la viscosidad en función de la temperatura el cual se expresa de la siguiente manera:

$$f(x) = 2E - 7X^6 - 6E - 5X^5 + 0,0065X^4 - 0,3987X^3 + 13,397X^2 - 235,52X + 1709,7$$

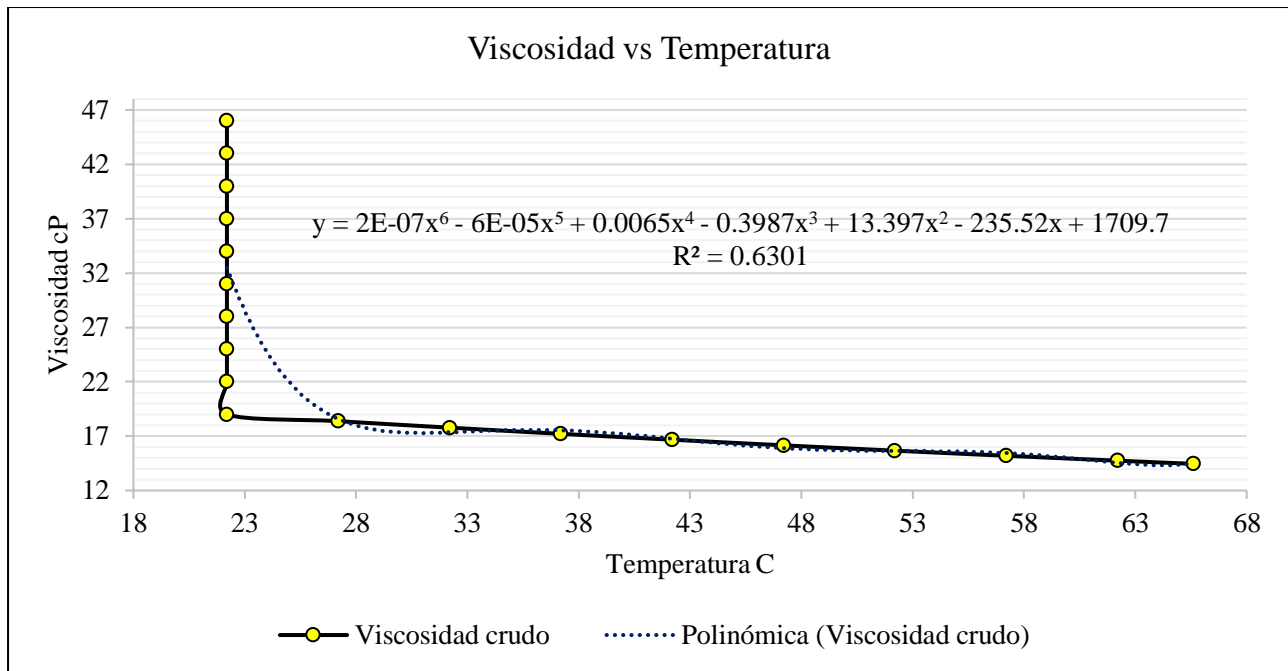


Figura 11 Comportamiento del crudo a la mezcla de condensado y al calentador

CAPITULO V

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Conclusiones

La mezcla de 890 barriles de crudo (30%) con 1568 barriles de condensado (70%) reduce la viscosidad del crudo en 27 centipoise, logrando un valor final de 19 centipoise a un costo de \$199,224. Posteriormente, el calentador eleva la temperatura a 65.6 °C, logrando una reducción adicional de 14.4 centipoise, cuyo costo es de \$440,000.

Esto demuestra la efectividad del proceso en la optimización de la viscosidad del crudo.

La combustión en el calentador genera 694.8 toneladas de CO₂, para lo cual se instalará un captador de CO₂ con un costo de \$390,000, alcanzando una captación de 452.6 toneladas con una eficiencia del 65%.

Esto no solo contribuye a mitigar el impacto ambiental, sino que también implica una inversión significativa para cumplir con regulaciones ambientales.

Con un Valor Actual Neto (VAN) de \$3,520,264.28, una Tasa Interna de Retorno (TIR) del 38%, y un Beneficio/Costo (B/C) de 1.76, el proyecto demuestra ser altamente rentable. El VAN positivo indica que los flujos de efectivo futuros superan la inversión inicial, la TIR elevada sugiere un retorno atractivo en comparación con la tasa de descuento, y el B/C sugiere que cada unidad monetaria invertida genera 1.76 unidades monetarias de beneficios, lo que respalda la viabilidad económica del proyecto.

Recomendaciones

Es crucial implementar y fortalecer regulaciones ambientales que fomenten prácticas sostenibles en la industria petrolera. Esto incluye la promoción de la captura de CO₂ y el tratamiento de residuos.

La colaboración entre el gobierno y las empresas debe ser prioritaria para garantizar que las iniciativas ambientales se alineen con las políticas económicas, contribuyendo así a la sostenibilidad a largo plazo y a la mejora de la imagen internacional del país.

Se recomienda continuar invirtiendo en tecnologías que optimicen la reducción de viscosidad del crudo, como el uso de calentadores más eficientes o aditivos que mejoren la fluidez. Esto puede mejorar la productividad y reducir costos operativos a largo plazo, además de facilitar el transporte y procesamiento del crudo.

Ecuador debería considerar diversificar sus fuentes de ingresos mediante la promoción de proyectos de energías renovables y tecnologías limpias. Esto no solo puede mitigar la dependencia del petróleo, sino también generar nuevos empleos y atraer inversiones en sectores emergentes, contribuyendo a una economía más resiliente.

Referencias Bibliográficas

- MANTILLA, C. (2018). EVALUACIÓN DEL MÉTODO DE CONSTRUCCIÓN DE POZOS DIRECCIONALES TIPO “S”, APLICARSE EN EL POZO “451D” DEL CAMPO “SACHA” DEL ORIENTE ECUATORIANO. *UNIVERSIDAD UTE*, 38.
- Chang, R., & Thiel, A. . (2011). Viscosity and its implications in fluid dynamics. *Journal of Fluid Mechanics*, 12.
- Larson, R. G. (2011). The structure and rheology of complex fluids. *Oxford University Press.*, 13.
- Metzner, A. B., & Otto, R. E. (2007). Rheology of non-Newtonian fluids: A new empirical model. *Journal of Applied Physics*, 7.
- Kim, K. J. (2009). Condensation heat transfer in a vertical tube: The effect of heating temperature. . *nternational Journal of Heat and Mass Transfer*, 12.
- Blanchard, O. &. (2012). *Macroeconomics*. 6ta.
- Férrnandez, B. (2021). Evaluación del condensado de gas natural (CGN) como solvente. *UNIVERSIDAD NACIONAL PEDRO RUIZ GALLO*, 60.
- Sequeira, M. (2024). Capillary Viscometry for Routine Measurements of Newtonian Liquids. *International Journal of Thermophysics*, 18.
- Pionce, R. M. (2020). *ESTUDIO DEL COMPORTAMIENTO DE LA PRODUCCIÓN DEL CAMPO PARAHUACU APLICANDO CURVAS DE DECLINACIÓN*. La Libertad: UPSE.

ANEXOS

ANEXO 1 Ensayo de laboratorio



ANEXO 2 Tiempos de acción



ANEXO 3 Mezcla condensado & crudo*ANEXO 4 viscosímetro*

ANEXO 5 FLUJO DE CAJA

Mes	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Crudo	BBL 890	BBL 890	BBL 890	BBL 890	BBL 890	BBL 890	BBL 890	BBL 890	BBL 890	BBL 890	BBL 890	BBL 890
condensado	BBL 1568	BBL 1568	BBL 1568	BBL 1568	BBL 1568	BBL 1568	BBL 1568	BBL 1563	BBL 1568	BBL 1568	BBL 1568	BBL 1568
Crudo & Condensado	BBL 2458	BBL 2458	BBL 2458	BBL 2458	BBL 2458	BBL 2458	BBL 2458	BBL 2453	BBL 2458	BBL 2458	BBL 2458	BBL 2458
Precio WTI	\$ 70	\$ 70	\$ 70	\$ 70	\$ 70	\$ 70	\$ 70	\$ 70	\$ 70	\$ 70	\$ 70	\$ 70
Castigo Crudo oriente	\$ 6	\$ 6	\$ 6	\$ 6	\$ 6	\$ 6	\$ 6	\$ 6	\$ 6	\$ 6	\$ 6	\$ 6
Ingreso venta crudo	\$ 1,743.73	\$ 1,743.73	\$ 1,743.73	\$ 1,743.73	\$ 1,743.73	\$ 1,743.73	\$ 1,743.73	\$ 1,743.73	\$ 1,743.73	\$ 1,743.73	\$ 1,743.73	\$ 1,743.73
Egresos	\$ 6	\$ 6	\$ 6	\$ 6	\$ 6	\$ 6	\$ 6	\$ 6	\$ 6	\$ 6	\$ 6	\$ 6
Precio obtención condensado	\$ 19.00	\$ 908.060	\$ 908.060	\$ 908.060	\$ 908.060	\$ 908.060	\$ 908.060	\$ 908.060	\$ 908.060	\$ 908.060	\$ 908.060	\$ 908.060
INVERSIÓN	\$ 978,224											
FLUJO DE CAJA	\$ 142,548	\$ 835,676	\$ 835,676	\$ 835,676	\$ 835,676	\$ 835,676	\$ 835,676	\$ 835,676	\$ 835,676	\$ 835,676	\$ 835,676	\$ 835,676

VAN	\$3,520,264.28
TIR	38%
B/C	1,762099561