



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

**TÍTULO DEL TRABAJO DE TITULACIÓN**

PREDICCIÓN DE LA VISCOSIDAD CINEMÁTICA DE LOS CRUDOS  
MUERTOS MEDIANOS Y PESADOS EXTRAÍDOS EN EL ORIENTE  
ECUATORIANO MEDIANTE EL DISEÑO DE UN MODELO  
MATEMÁTICO A PARTIR DE DATOS DE LABORATORIO

**AUTOR**

Yagual Limón Ivan Leonardo

**TRABAJO DE TITULACIÓN**

Previo a la obtención del grado académico en

**MAGÍSTER EN PETRÓLEOS**

**TUTOR**

Ing. Malavé Carrera Carlos, Mgtr.

**Santa Elena, Ecuador**

**Año 2025**



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

---

**Ing. Toledo Montece Víctor, Mgtr.  
COORDINADOR DEL PROGRAMA**

---

**Ing. Malavé Carrera Carlos, Mgtr.  
TUTOR**

---

**Ing. Villegas Salabarría José, PhD  
DOCENTE ESPECIALISTA**

---

**Ing. Salcedo Arciniega Marco, PhD  
DOCENTE ESPECIALISTA**

---

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



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

**CERTIFICACIÓN**

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

**TUTOR**

---

**Ing. Malavé Carrera Alfredo, Mgtr.**

**13 días del mes de marzo del año 2025**



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

**DECLARACIÓN DE RESPONSABILIDAD**

Yo, **Yagual Limón Ivan Leonardo**

**DECLARO QUE:**

El trabajo de Titulación, (Predicción de la viscosidad cinemática de los crudos muertos medianos y pesados extraídos en el oriente ecuatoriano mediante el diseño de un modelo matemático a partir de datos de laboratorio) previo a la obtención del título en Magíster en Petróleos, ha sido desarrollado respetando derechos intelectuales de terceros conforme las citas que constan en el documento, cuyas fuentes se incorporan en las referencias o bibliografías. Consecuentemente este trabajo es de mi total autoría.

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

Santa Elena, a los 13 días del mes de marzo del año 2025

**EL AUTOR**

---

**Yagual Limón Ivan Leonardo**



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

**CERTIFICACIÓN DE ANTIPLAGIO**

Certifico que después de revisar el documento final del trabajo de titulación denominado **“Predicción de la viscosidad cinemática de los crudos muertos medianos y pesados extraídos en el oriente ecuatoriano mediante el diseño de un modelo matemático a partir de datos de laboratorio”**, presentado por el estudiante, Yagual Limón Ivan Leonardo fue enviado al Sistema Antiplagio COMPILATIO, presentando un porcentaje de similitud correspondiente al 8%, por lo que se aprueba el trabajo para que continúe con el proceso de titulación.

 <b>CERTIFICADO DE ANÁLISIS</b> magister	<b>Tesis - Ivan Yagual - Modificado</b>	<b>8%</b> Textos sospechosos	<b>2% Similitudes</b> - 1% similitudes entre comillas 0% entre las fuentes mencionadas <b>&lt; 1% Idiomas no reconocidos</b> <b>5% Textos potencialmente generados por la IA</b>
Nombre del documento: Tesis - Ivan Yagual - Modificado.docx ID del documento: 6c9d7ce87ef7008bf01a609dd0e9c39a9ac5604a Tamaño del documento original: 167,15 kB Autores: []	Depositante: CARLOS ALFREDO MALAVE CARRERA Fecha de depósito: 13/12/2024 Tipo de carga: Interface fecha de fin de análisis: 13/12/2024	Número de palabras: 9275 Número de caracteres: 59.486	

**TUTOR**

---

**Ing. Malavé Carrera Carlos Alfredo, Mgtr.**



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

**AUTORIZACIÓN**

**Yo, Yagual Limón Ivan Leonardo**

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

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

Santa Elena, a los 13 días del mes de marzo del año 2025

**EL AUTOR**

---

**Yagual Limón Ivan Leonardo**

## AGRADECIMIENTO

*Deseo expresar mi más sincero agradecimiento a todas las personas que han hecho posible la realización de esta tesis.*

*En primer lugar, quiero agradecer a mi director de tesis, Ing. Malavé Carrera Carlos Alfredo, por su orientación inquebrantable, su paciencia y sus valiosos consejos durante todo el proceso. Su conocimiento y apoyo han sido fundamentales para el desarrollo de este trabajo.*

*A mis profesores y al personal de la Universidad Estatal Península de Santa Elena que, con sus enseñanzas y recursos, han proporcionado una base sólida para esta investigación.*

*Finalmente, un agradecimiento a mi familia, en especial a mis hijos, por su amor, comprensión y aliento constante. Su apoyo incondicional ha sido una fuente de fortaleza durante este desafiante viaje.*

*Gracias a todos por su apoyo y colaboración. Sin su ayuda, este logro no habría sido posible.*

*Yagual Limón Ivan Leonardo*

## DEDICATORIA

*A Dios, por otorgarme sus bendiciones y guiarme con su gracia.*

*A mi padre, por brindarme su apoyo y guiarme para hacer de mí una mejor persona, a mi madre que, aunque ya no estes físicamente conmigo, tu espíritu y amor continúan guiándome en cada paso que doy.*

*A mis hijos: Allison, Aaron y Eduardo. Dedicó esta tesis a ustedes, quienes han sido mi mayor inspiración y motivación. Su amor y paciencia han sido mi fuerza a lo largo de este viaje. Cada esfuerzo y sacrificio realizado ha sido, en parte, para ofrecerles un futuro mejor y demostrarles el valor del trabajo duro y la perseverancia. Este trabajo es un pequeño testimonio de todo lo que hago; lo hago pensando en ustedes. Gracias por llenar mi mundo de amor y dulzura.*

*Yagual Limón Ivan Leonardo*



# ÍNDICE GENERAL

TRIBUNAL DE SUSTENTACIÓN.....	II
CERTIFICACIÓN.....	III
DECLARACIÓN DE RESPONSABILIDAD.....	IVV
CERTIFICACIÓN DE ANTIPLAGIO .....	V
AUTORIZACIÓN .....	VI
AGRADECIMIENTO .....	VII
DEDICATORIA .....	VIII
ÍNDICE GENERAL .....	IX
ÍNDICE DE TABLAS .....	XIII
ÍNDICE DE FIGURAS .....	XIVV
ÍNDICE DE ANEXOS .....	XV
RESUMEN .....	XVI
ABSTRACT.....	XVII
INTRODUCCIÓN .....	1
Planteamiento de la investigación.....	2
Formulación del problema de investigación .....	2
Objetivo General.....	3
Objetivos Especificos .....	3
Planteamiento hipotético.....	3

CAPÍTULO 1. MARCO TEÓRICO REFERENCIAL.....	4
1.1. Revisión de literatura .....	4
1.2. Desarrollo teórico y conceptual .....	4
1.2.1. Crudo.....	4
1.2.1.1. Definición.....	4
1.2.1.2. Composición Química.....	4
1.2.1.3. Clasificación.....	5
1.2.1.4. Crudo muerto .....	8
1.2.1.5. Crudo mediano .....	8
1.2.1.6. Crudo pesado.....	8
1.2.2. Viscosidad .....	8
1.2.2.1. Importancia de la viscosidad cinemática en la industria petrolera.....	9
1.2.2.2. Medición de la viscosidad cinemática en el laboratorio .....	10
1.2.2.3. Principales factores que afectan la viscosidad del crudo .....	10
1.2.3. Generalidades de la cuenca Oriente .....	12
1.2.3.1. Cuenca Oriente.....	12
1.2.3.2. Características de los crudos de la cuenca Oriente .....	14
1.2.3.3. Actualidad de la cuenca Oriente. ....	15
1.2.4. Modelo matemático.....	17
1.2.5. Regresión.....	17
1.2.5.1. Regresión lineal.....	17
1.2.5.2. Regresión no lineal.....	19
1.2.5.3. Clases de funciones .....	20
1.2.5.4. Diagnóstico y validación del modelo de regresión .....	21
1.2.6. Coeficiente de correlación Pearson (R).....	24
1.2.7. Coeficiente de determinación ( $R^2$ ) .....	25
1.2.8. Errores .....	26
1.2.8.1. Error absoluto.....	26
1.2.8.2. Error relativo (ER) .....	26
1.2.8.3. Error relativo promedio (ERP).....	27

1.2.9. Prueba T-Student.....	27
1.2.10. Prueba F-Fisher .....	27
1.2.11. Correlaciones para calcular la viscosidad .....	28
1.2.11.1. Beal (1946).....	29
1.2.11.2. Beggs y Robinson (1975).....	29
1.2.11.3. Glaso (1980).....	30
1.2.11.4. Standing (1981).....	30
1.2.11.5. Al-Khafaji et al. (1987).....	31
1.2.11.6. Kartoadmodjo y Schmidt (1991).....	31
1.2.11.7. Bergman (1992) .....	32
1.2.11.8. Labedi (1992).....	32
1.2.11.9. De Ghetto et al. (1994).....	33
1.2.11.10. Petrosky y Farshad (1995) .....	33
1.2.11.11. Beninson (1998).....	34
1.2.11.12. Elsharkawy y Alikhan (1999) .....	34
1.2.11.13. Elsharkawy y Gharbi (2001) .....	34
1.2.11.14. Dindoruk y Christman (2001) .....	35
1.2.11.15. Tomás Marín (2017) .....	35
1.2.11.16. Tomás Marín (2020) .....	36
1.2.11.17. Ecuación de Walther .....	36
1.2.12. Norma INEN 930 .....	37
1.2.13. Normas ASTM .....	37
1.2.14. Caracterización mediante las normas ASTM.....	37
1.2.14.1. Método ASTM D445 .....	37
1.2.14.2. Método ASTM D1298 .....	38
1.2.14.3. Método ASTM D341 .....	38
1.2.15. Repetibilidad .....	38

<b>CAPÍTULO 2. METODOLOGÍA .....</b>	<b>39</b>
2.1. Contexto de la investigación .....	39
2.2. Diseño y alcance de la investigación .....	39
2.3. Tipo y métodos de investigación.....	39
2.4. Población y muestra .....	40
2.5. Técnicas e instrumentos de recolección de datos.....	40
2.6. Procesamiento de la evaluación: Validez y confiabilidad de los instrumentos aplicados para el levantamiento de información. ....	41
2.7. Esquema metodológico .....	41
2.7.1. Muestreo del crudo.....	42
2.7.2. Caracterización del crudo.....	43
2.7.3. Desarrollo del modelo matemático .....	44
2.7.4. Validación del modelo matemático.....	45
<b>CAPÍTULO 3. RESULTADOS Y DISCUSIÓN .....</b>	<b>46</b>
3.1. Muestreo.....	46
3.2. Caracterización.....	47
3.3. Modelo matemático.....	50
3.4. Validación del modelo matemático.....	52
3.5. Análisis comparativo con correlaciones propuestas por otros investigadores .....	60
3.6. Obtención de modelo final .....	62
<b>CONCLUSIONES .....</b>	<b>65</b>
<b>RECOMENDACIONES.....</b>	<b>66</b>
<b>REFERENCIAS.....</b>	<b>67</b>
<b>ANEXOS .....</b>	<b>73</b>

## ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. Composición elemental promedio del crudo .....	5
Tabla 2. Clasificación de los crudos .....	7
Tabla 3. Criterios de coeficiente de Pearson .....	25
Tabla 4. Tabla de criterios de bondad de ajuste .....	26
Tabla 5. Correlaciones para determinar la viscosidad en crudos muertos .....	28
Tabla 6. Cantidad de muestras y origen .....	45
Tabla 7. Resultados de los ensayos de laboratorio.....	46-47
Tabla 8. Resumen de coeficientes de relación .....	51
Tabla 9. Coeficientes y resumen de pruebas de significancia ANOVA .....	52
Tabla 10. Resumen estadístico Durbin-Watson .....	54
Tabla 11. Prueba estadística de Kolmogórov-Smirnov.....	55
Tabla 12. Estadísticos de colinealidad .....	57
Tabla 13. Comparación de este trabajo con otras correlaciones (pesadas y ligeras) ..	61
Tabla 14. Modelos matemáticos para la predicción de la viscosidad cinemática.....	64

## ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1. Viscosidad del crudo en función de la presión .....	11
Figura 2. Mapa de ubicación de la Cuenca Oriente de Ecuador. ....	13
Figura 3. Pozos perforados en la cuenca Oriente .....	16
Figura 4. modelo de regresión lineal.....	18
Figura 5. modelos de regresión no lineal .....	19
Figura 6. Técnicas e instrumentos de recolección de datos .....	39
Figura 7. Validez y confiabilidad de los instrumentos.....	40
Figura 8. Metodología de la investigación aplicada.....	41
Figura 9. Recolección de muestras de crudo.....	41
Figura 10. Métodos ASTM .....	42
Figura 11. Esquema de validación del modelo matemático.....	44
Figura 12. Viscosidad en función del API a diferentes temperaturas. ....	48
Figura 13. Gráfico cruzado de la viscosidad predicha y la experimental para el modelo de regresión potencial multivariable. ....	50
Figura 14. Gráfico Q-Q plot de los residuos estandarizados. ....	55
Figura 15. Gráfico de dispersión de los residuos estandarizados vs valores predichos .....	56
Figura 16. Error relativo promedio del modelo para crudo pesado .....	58
Figura 17. Error relativo promedio del modelo para crudo mediano.....	59
Figura 18. Modelo de regresión potencial multivariable para el crudo extraído en el oriente ecuatoriano .....	60
Figura 19. Superficie de respuesta del modelo de regresión para el crudo extraído en el oriente ecuatoriano .....	61

## ÍNDICE DE ANEXOS

Anexo 1. Evaluación de la precisión del método ASTM-D1298.....	71
Anexo 2. Evaluación de la precisión del método ASTM-D445.....	72
Anexo 3. Estándar utilizado en la evaluación de repetibilidad según el método ASTM D1298.....	73
Anexo 4. Estándar utilizado en la evaluación de repetibilidad según el método ASTM D445.....	74
Anexo 5. Reporte de verificación de capilar 500/Z665 .....	75
Anexo 6. Reporte de verificación de capilar 350/89F.....	76
Anexo 7. Reporte de verificación de capilar 200/838E .....	77
Anexo 8. Reporte de verificación de hidrometro 2H .....	78
Anexo 9. Reporte de verificación de hidrometro 3H .....	79
Anexo 10. Reporte de verificación de termómetro 51F.....	80
Anexo 11. Ilustración del proceso de determinación de la gravedad API según el método ASTM D1298.....	81
Anexo 12. Ilustración del proceso de determinación de la viscosidad cinemática según el método ASTM D445 .....	82
Anexo 13. Ilustración del proceso de la toma de muestra.....	83

## RESUMEN

Los modelos matemáticos se utilizan para simular y predecir el comportamiento de los crudos en diversas etapas, como la producción, el transporte y la refinación. Entre las propiedades más importantes destaca la viscosidad del crudo, ya que influye directamente en las pérdidas de energía durante su transporte a través de tuberías. Este conocimiento es esencial para optimizar las condiciones de manejo y transporte.

Aunque la viscosidad suele medirse en laboratorio, los datos no siempre están disponibles para todas las temperaturas requeridas. Si bien existen modelos para estimar esta propiedad en distintos tipos de crudos, no se han desarrollado ni validado específicamente para los crudos medianos y pesados extraídos en el oriente ecuatoriano.

Este trabajo tiene como objetivo desarrollar un modelo matemático, basado en datos experimentales, para predecir la viscosidad cinemática de estos crudos. La metodología incluye cinco etapas principales: (I) muestreo del crudo, (II) caracterización del crudo, (III) desarrollo del modelo matemático, (IV) validación del modelo matemático y (V) obtención del modelo final.

La principal contribución de este estudio es el diseño de un modelo matemático que permite predecir la viscosidad cinemática a partir de variables predictoras, como los grados API y la temperatura. Este enfoque elimina la necesidad de realizar pruebas de laboratorio, facilitando la cuantificación de esta propiedad fundamental para el transporte y manejo eficiente del crudo.

**Palabras claves:** viscosidad cinemática, modelo matemático, crudo, regresión no lineal



## ABSTRACT

Mathematical models are used to simulate and predict the behavior of crude oils at various stages, such as production, transportation, and refining. Among the most critical properties, crude oil viscosity stands out, as it directly influences energy losses during pipeline transportation. Understanding this property is essential for optimizing handling and transportation conditions.

Although viscosity is typically measured in the laboratory, data are not always available for all required temperatures. While models exist to estimate this property for different types of crude oil, they have not been specifically developed or validated for medium and heavy crude oils extracted in eastern Ecuador.

This study aims to develop a mathematical model based on experimental data to predict the kinematic viscosity of these crude oils. The methodology includes five main stages: (I) crude oil sampling, (II) crude oil characterization, (III) development of the mathematical model, (IV) validation of the mathematical model, and (V) final model formulation.

The main contribution of this study is the design of a mathematical model that predicts kinematic viscosity using predictor variables such as API gravity and temperature. This approach eliminates the need for laboratory tests, facilitating the quantification of this fundamental property for the efficient transportation and handling of crude oil.

**Keywords:** kinematic viscosity, mathematical model, crude oil, nonlinear regression.

# INTRODUCCIÓN

Ecuador es conocido por su extracción de petróleo en la región Oriental del país, ya que posee importantes reservas de petróleo. El crudo que se extrae de esta área tiende a ser pesado y de alta viscosidad; de manera similar, también se extrae crudo considerado como mediano, con una viscosidad inferior a la de los crudos pesados.

La viscosidad ( $\mu$ ) es una propiedad muy importante de los crudos, ya que controla el flujo del crudo a través del medio poroso y de las tuberías. De la misma forma, es de gran relevancia en los aspectos operacionales de producción, transporte, refinación y petroquímica. Generalmente, se la define como la resistencia interna que ofrece el petróleo para moverse. Es importante destacar que la viscosidad solo es evidente en fluidos que se encuentran en movimiento, debido a que, cuando el fluido se encuentra en un estado de inmovilidad, adopta una forma en la que no actúan las fuerzas tangenciales que tendría que resistir.

La viscosidad del crudo puede ser expresada como viscosidad dinámica y viscosidad cinemática. La viscosidad dinámica muestra cómo responde un fluido al esfuerzo de corte ocasionado por la presión y se calcula en centipoise (cP). A diferencia de la viscosidad cinemática que describe el comportamiento del fluido bajo el efecto de la gravedad y se calcula en centistokes (cSt). En el presente, se cuenta con varios métodos para calcularla, de los cuales resaltan las pruebas de laboratorio; no obstante, es una labor que demanda tiempo y dinero. Por otro lado, también se han publicado varios modelos para la predicción o estimación de la viscosidad, siendo estudiados en diferentes tipos de crudos y a diferentes condiciones. No obstante, estos modelos no estiman correctamente la viscosidad de los crudos extraídos en el Oriente ecuatoriano, debido a que la viscosidad del crudo varía dependiendo de su origen, tipo y la naturaleza de los productos químicos en su composición. Por esta razón, crear un modelo integral de viscosidad que abarque distintas regiones del mundo parece ser una tarea compleja.

Este proyecto de investigación tiene como objetivo desarrollar una ecuación matemática que posibilite estimar la viscosidad cinemática de los crudos muertos medianos y pesados

extraídos en el oriente ecuatoriano. La ecuación contemplará variables predictoras como la gravedad API y la temperatura.

El cumplir con el desarrollo y objetivo de esta investigación tendría la capacidad de mejorar a detalles el manejo del crudo en la región, disminuir los costos operativos e incrementar la rentabilidad en la industria petrolera ecuatoriana.

### **Planteamiento de la investigación**

En la industria del petróleo, medir la viscosidad es una propiedad de bastante importancia, debido a que esta propiedad influye en la extracción, transporte, almacenamiento y refinación del crudo. De la misma manera, es empleada en el diseño de ductos y equipos de proceso.

Se la puede determinar con base a mediciones en laboratorio y correlaciones empíricas desarrolladas a partir de datos experimentales. La viscosidad puede cambiar significativamente entre diferentes tipos de crudo, ya que las características del crudo tienden a variar considerablemente de una región a otra.

A pesar de su importancia, los modelos actuales han sido basados y desarrollados con crudos de otras regiones, que a su vez poseen características diferentes, lo que afecta la precisión al momento de emplearlos en el cálculo de la viscosidad del crudo extraído en el Oriente ecuatoriano.

La ausencia de modelos precisos para calcular la viscosidad del crudo que se extrae en el Oriente ecuatoriano da lugar a costos adicionales, afecta directamente en la eficiencia operativa y disminuye la rentabilidad de la industria del petróleo.

Esto hace indispensable un estudio para desarrollar un modelo matemático que nos permita calcular de manera más eficiente y precisa el comportamiento de la viscosidad cinemática del crudo extraído en la región amazónica del Ecuador.

## **Formulación del problema de investigación**

¿El diseño de un modelo matemático a partir de datos obtenidos en laboratorio permitirá predecir la viscosidad cinemática de los crudos muertos?

### **Objetivo General:**

Elaborar un modelo matemático mediante datos obtenidos en laboratorio para la predicción de la viscosidad cinemática de los crudos medianos y pesados extraídos en el oriente ecuatoriano.

### **Objetivos Específicos:**

1. Recolectar las muestras de crudo mediante las Normas Técnicas Ecuatorianas (NTE INEN 930: Petróleo crudo y sus derivados. Muestreo) para ser objeto de la investigación.
2. Caracterizar en laboratorio las propiedades del crudo mediante las técnicas establecidas en las Normas ASTM (American Society for Testing and Materials) para la obtención de sus propiedades físico-químicas.
3. Desarrollar un modelo matemático con los datos obtenidos de la caracterización del crudo mediante un modelo de regresión no lineal para la predicción de la viscosidad cinemática.

### **Planteamiento hipotético**

El diseño de un modelo matemático a partir de datos obtenidos en laboratorio, permitirá predecir la viscosidad cinemática de los crudos muertos extraídos en el Oriente ecuatoriano.

# **CAPÍTULO 1. MARCO TEÓRICO REFERENCIAL**

## **1.1. Revisión de literatura**

(Marín, 2020) en el artículo “Modelo matemático para la predicción de la viscosidad de crudos pesados muertos producidos en el Estado Monagas, Venezuela” que tuvo como objetivo elaborar un modelo matemático para la predicción de la viscosidad de petróleos pesados muertos, determinaron que los modelos propuestos en este estudio superaron en aplicabilidad a los modelos existentes mostrando porcentajes de error relativo medio inferiores. concluyendo que se recomienda aplicar la metodología utilizada en esta investigación a muestras de petróleos muertos livianos y medianos producidos en el Estado Monagas Venezuela, con la finalidad de establecer modelos matemáticos para predecir la Viscosidad de todos los petróleos producidos en la zona.

## **1.2. Desarrollo teórico y conceptual**

### **1.2.1. Crudo**

#### **1.2.1.1. Definición**

Se define al crudo, como una mezcla de hidrocarburos que contiene pequeñas cantidades de oxígeno, nitrógeno y azufre. Puede ser de colores verde, amarillo, marrón o negro, tiene un olor fuerte, es viscoso y tiene una densidad mayor que la del agua. Sus propiedades pueden cambiar según la ubicación del yacimiento y la estructura de los átomos de carbono e hidrógeno en sus moléculas. También se le conoce como petróleo crudo o simplemente crudo (Gadiel & Cruz, 2016).

#### **1.2.1.2. Composición Química**

##### **Elemental**

Los compuestos son principalmente hidrocarburos o hidrocarburos sustituidos, cuyos elementos principales se detallan en la Tabla 1.

*Tabla 1. Composición elemental promedio del crudo*

<b>Elemento</b>	<b>Contenido (% en peso)</b>
Carbón	85-90
Hidrogeno	10-14
Azufre	0.2-3
Nitrógeno	<0.1-2
Oxigeno	1-1.5
Metales	< 1000 ppm

*Nota:* la Tabla nos indica la composición elemental promedio del crudo. Fuente: (Knaanie et al., 2016).

### **Molecular**

Las moléculas de hidrocarburos presentes en el petróleo se clasifican en: parafinas, olefinas, naftenos, aromáticos y compuestos que contienen heteroátomos (Knaanie et al., 2016).

#### **1.2.1.3. Clasificación**

En la actualidad, al crudo se lo clasifica de diversas maneras, según su gravedad API, su contenido de azufre y el factor de caracterización de Watson (Knaanie et al., 2016). Como se detalla en la Tabla 1.2.

- **Densidad**

Generalmente, la densidad se define utilizando grados API (American Petroleum Institute) y está relacionada con la gravedad específica. A mayor densidad del crudo, menor será su densidad API. Las densidades API de los crudos líquidos fluctúan desde 4° para el bitumen con alto contenido de brea, hasta 70° para los condensados (Curtis et al., 2000).

- **Gravedad API**

Siendo una medida de densidad, la gravedad API muestra cuán pesado o liviano es el petróleo en comparación con el agua. El API mayor a 10 indica que el petróleo es más liviano que el agua, lo que significa que flotaría sobre ella. De igual manera, la gravedad API se emplea para comparar las densidades de las diferentes fracciones extraídas del petróleo (Ocampo, 2022).

*Ecuación 1. Gravedad API*

$$GRAVEDAD\ API = \left( \frac{141.5}{GE(60^{\circ}F)} \right) - 131.5$$

- **Contenido de azufre**

El crudo que contiene menos del 1% en peso de azufre se clasifica como "dulce", mientras que el que tiene más del 1% en peso de azufre se denomina "ácido" o "agrio" (L. Alcívar, 2022).

- **Factor de Watson**

Watson y Nelson en el año de 1933, sugirieron una relación entre el punto de ebullición promedio y la gravedad específica, lo cual sirve para indicar la naturaleza química de las fracciones de hidrocarburos. Este factor es un indicador correlativo y es utilizado para caracterizar diferentes tipos de hidrocarburos (Knaanie et al., 2016).

Se pueden calcular los factores de caracterización de Watson (Kw) mediante la ecuación 2.

*Ecuación 2. Factor de Watson*

$$Kw = \frac{(TB)^{1/3}}{G}$$

Donde: **TB** es el punto medio de ebullición promedio en ° K y **G** es la gravedad específica a 60 ° F.

En la Tabla 2 se presenta la clasificación basada en este factor.

*Tabla 2. Clasificación de los crudos*

<b>Clasificación de los crudos</b>		
<b>En función del factor de caracterización de Watson (<math>k_w</math>)</b>	<b>En base a la presencia de azufre S</b>	<b>En función de la gravedad API</b>
<ul style="list-style-type: none"><li>• Parafínicos 12.9</li><li>• Nafténicos 10.5</li><li>• Aromáticos &lt;10</li></ul>	<ul style="list-style-type: none"><li>• Agrio &gt;1%</li><li>• Dulce &lt;1%</li></ul>	<ul style="list-style-type: none"><li>• Extrapesado &lt;10</li><li>• Pesado 10-20</li><li>• Mediano 20-32</li><li>• Ligero 32-39</li><li>• Super Ligero &gt;39</li></ul>

*Nota:* la Tabla nos indica la clasificación de los crudos en función del factor de caracterización de Watson, contenido de azufre y de la gravedad API. Fuente: (Cárdenas, 2015) (Knaanie et al., 2016).

Además, en el mercado también se encuentran crudos con características especiales, como los crudos condensados naturales y los crudos reconstituidos (Gadiel & Cruz, 2016).



#### **1.2.1.4. Crudo muerto**

El término "crudo muerto" se refiere al petróleo que, bajo condiciones de baja presión, ha liberado todos sus componentes volátiles, quedando sin gas disuelto en su composición (J. Sánchez, 2019).

#### **1.2.1.5. Crudo mediano**

El crudo mediano, posee una gravedad API que va desde los 22.0° a 29.9°, muestra una concentración intermedia de hidrocarburos de bajo peso molecular, lo que favorece su transporte. Este tipo de petróleo es anhelado para la producción de combustibles y la fabricación de materias primas para polímeros y parafinas (Quintero, 2017).

#### **1.2.1.6. Crudo pesado**

Generalmente se considera crudo pesado a aquel cuya gravedad API se encuentra entre 10° y 20°, y cuya densidad oscila entre 1.0 y 0.92 g/cm<sup>3</sup>. Este tipo de petróleo se caracteriza por su alta densidad y viscosidad, con un alto contenido de asfáltenos. Debido a su alta viscosidad, este tipo de crudo no fluye con facilidad, lo que complica su extracción y transporte. En comparación con el crudo convencional, este presenta características distintivas, como una mayor gravedad específica, una baja proporción de hidrógeno a carbono, altos niveles de residuos de carbono, y elevados contenidos de metales pesados, azufre, nitrógeno y oxígeno (Knaanie et al., 2016).

### **1.2.2. Viscosidad**

Al aplicar una tensión de corte en una parte de un fluido confinado, este va a empezar a moverse generando un gradiente de velocidad, alcanzando su velocidad máxima en el área donde se aplica la tensión. La relación que existe entre la tensión de corte local por unidad de área en un punto y el gradiente de velocidad es considerada como viscosidad del fluido. Por lo mismo, la viscosidad es una medida de la resistencia interna del fluido, opuesta a cualquier variación en su

movimiento. Cuando se aplica una fuerza de corte, un fluido con baja viscosidad mostrará un gran gradiente de velocidad. Un incremento en la viscosidad provoca que cada capa del fluido ofrezca mayor resistencia friccional a las capas vecinas, lo que reduce el gradiente de velocidad (Poling et al., 2001).

La viscosidad, en términos generales, se define como la resistencia interna que presenta un fluido al flujo o movimiento (Rodríguez J et al., 2020). Se la puede clasificar principalmente en dos tipos: la viscosidad dinámica y la viscosidad cinemática. La viscosidad dinámica, o también llamada viscosidad absoluta, se describe como la relación entre la fuerza que se aplica y la velocidad con la que un fluido se deforma. Por otro lado, la viscosidad cinemática es calculada dividiendo la viscosidad dinámica por la densidad del fluido (Smith et al., 2004)

### **1.2.2.1.Importancia de la viscosidad cinemática en la industria petrolera**

La viscosidad cinemática en la industria del petróleo es de mucha relevancia, esto se debe a la influencia que ejerce en el transporte, almacenamiento, procesamiento y refinación del crudo. La viscosidad del crudo y sus derivados pueden variar considerablemente, lo que afectaría la capacidad de los fluidos para fluir a través de tuberías y equipos de refinación. Con una elevada viscosidad cinemática del crudo va a ser más complicado su transporte, aumentando el consumo energético y los costos operativos. Además, los ingenieros petroleros emplean la viscosidad cinemática para analizar el comportamiento de los productos bajo distintas condiciones de temperatura y presión, optimizando así los procesos. Un control preciso de la viscosidad cinemática es igualmente esencial en la elaboración de combustibles y lubricantes. Por ejemplo, en los lubricantes, una viscosidad muy baja puede fallar en proteger contra la fricción, mientras que una viscosidad excesivamente alta puede generar mayor resistencia y desgaste en motores y otros equipos (Leffler, 2008).

### **1.2.2.2. Medición de la viscosidad cinemática en el laboratorio**

La viscosidad cinemática se calcula en el laboratorio empleando un viscosímetro, que es un dispositivo diseñado para medir la capacidad de un fluido para fluir bajo el efecto de la gravedad. Uno de los métodos más empleados es por medio de un viscosímetro capilar, como el viscosímetro de Ostwald o el de Ubbelohde, donde se mide el tiempo que un volumen fijo de líquido tarda en fluir bajo el efecto de la gravedad a través del capilar de un viscosímetro calibrado, bajo una presión reproducible y en condiciones controladas de temperatura, conocidas con precisión. La viscosidad cinemática se determina multiplicando el tiempo de flujo medido por la constante de calibración del viscosímetro. Con el fin de obtener un resultado confiable de viscosidad cinemática, se realizan dos mediciones aceptables e independientes, y el valor final es el promedio de ambos resultados (ASTM International, 2018).

### **1.2.2.3. Principales factores que afectan la viscosidad del crudo**

La viscosidad es una característica del crudo que está fuertemente relacionada con la temperatura del yacimiento, la composición química, la presión, la densidad y la solubilidad del gas (Yagual, 2014). Desde un punto de vista geoquímico, los crudos están formados por cuatro tipos de compuestos: Saturados, Aromáticos, Resinas y Asfáltenos. En particular, los crudos pesados poseen una mayor proporción de asfáltenos en comparación con los crudos livianos, lo que contribuye a su mayor resistencia al flujo y su menor movilidad dentro del yacimiento. Además, la temperatura, que varía con la profundidad y determina el gradiente térmico, es una variable clave en el comportamiento de la viscosidad de los crudos pesados. En general, a mayor temperatura, la viscosidad disminuye, mientras que a menor temperatura, la viscosidad aumenta (Rodríguez J et al., 2020).

### Efecto de la temperatura sobre la viscosidad

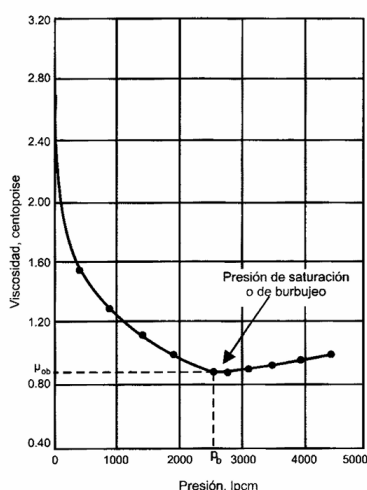
En un fluido su viscosidad se ve afectada en gran parte por la temperatura, debido a que mientras mayor es la temperatura menor será su viscosidad. La relación que se da entre la viscosidad y temperatura es inversamente proporcional para toda clase de sustancias líquidas (Aular, 2017).

### Efecto de la presión sobre la viscosidad

La presión es un factor relevante en el comportamiento de los fluidos. En efecto, este comportamiento manifiesta un punto de inflexión para muchas de las propiedades del crudo, denominado como la presión de burbuja (Aular, 2017).

En la figura 1, se observa que la viscosidad comienza a condiciones de crudo muerto, donde se evalúa a presión atmosférica. Por debajo de la presión de burbuja, la viscosidad reduce con el incremento de la presión debido al efecto del gas que entra en solución. Sin embargo, por encima del punto de burbuja, la viscosidad aumenta con la presión, ya que no se disuelve más gas y solo interviene la compresibilidad del crudo. Por esta razón, a medida que aumenta la cantidad de gas disuelto en el crudo, la viscosidad disminuye, alcanzando su nivel más bajo en el punto de burbuja (Yagual, 2014).

*Figura 1. Viscosidad del crudo en función de la presión*



**Nota:** La figura refleja el comportamiento de la viscosidad del crudo en función de la presión. Fuente: (Magdalena P. de Ferrer, 2010).

En base a la presión la viscosidad puede clasificarse en tres tipos:

- **Viscosidad de Crudo Muerto ( $\mu_{od}$ )**

Es definida como la viscosidad a presión atmosférica, no hay gas solución, y a condiciones de temperatura del sistema o yacimiento.

- **Viscosidad de Crudo Saturado ( $\mu_{ob}$ )**

Es definida como la viscosidad del crudo a la presión de burbuja y a condiciones de temperatura del yacimiento.

- **Viscosidad de Crudo Sub-Saturado ( $\mu_o$ )**

Es definida como la viscosidad del crudo por encima de la presión de burbuja y a condiciones de temperatura del yacimiento.

### **Efecto de los asfáltenos sobre la viscosidad**

La acumulación de asfáltenos genera serios inconvenientes en las operaciones de producción, afectando tanto el depósito como los tubos de extracción y las instalaciones en la superficie (Izquierdo & Rivas, 1997).

Los asfáltenos, en particular, son la fracción más densa de los crudos debido a un sinnúmero de factores. Las estructuras que tienen los asfáltenos son complejas y de alta masa molar, cuya aromaticidad influye en mayores viscosidades y, por lo mismo, en una menor movilidad de la fase continua del crudo (Remolina Campos et al., 2019).

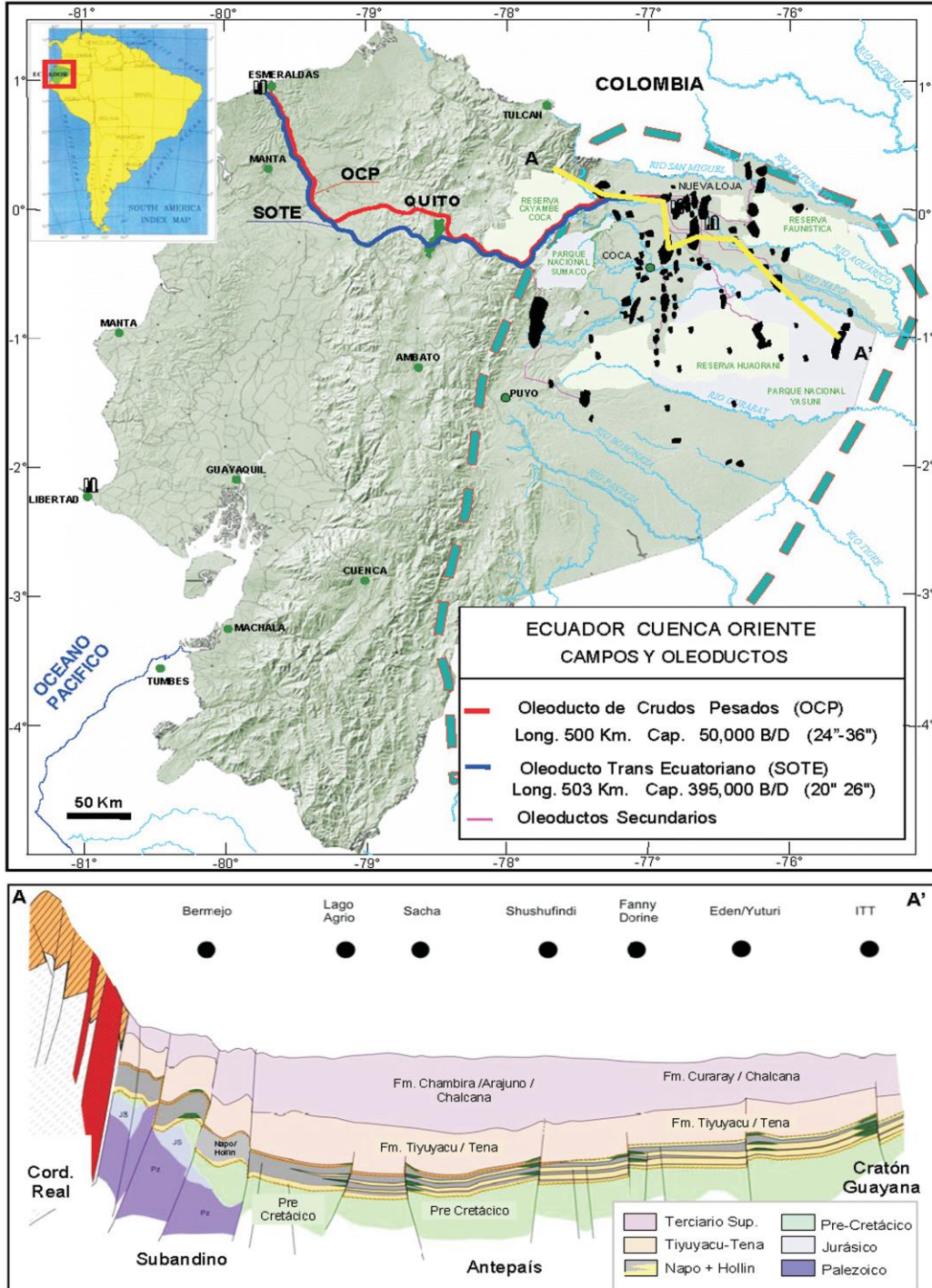
## **1.2.3. Generalidades de la cuenca Oriente**

### **1.2.3.1. Cuenca Oriente**

La Amazonía ecuatoriana alberga una de las cuencas subandinas más complejas y cautivadoras, tanto desde el punto de vista científico como económico. La cuenca tiene una orientación norte-sur y, tanto topográfica como geológicamente, se extiende hasta las fronteras con Colombia y Perú. En la región nororiental, se

contemplan afloramientos de arenas saturadas de petróleo pesado y asfalto a lo largo de las riberas de los ríos Hollín, Jondachi y Napo (Poveda et al., 2013).

**Figura 2.** Mapa de ubicación de la Cuenca Oriente de Ecuador. Abajo, corte regional



**Nota:** La figura refleja un mapa que muestra la ubicación de la Cuenca Oriente en Ecuador, destacando los campos petrolíferos y los oleoductos. En la parte inferior, se presenta un corte regional que exhibe las capas geológicas. Fuente: (Mancilla et al., 2020)

La cuenca Oriente, forma parte de un sistema de cuencas de antepaís que se desarrollaron entre la faja plegada ubicada al oeste y el cratón de Brasilia-Guayana al este (ver Figura 2). Posee una extensión aproximada de 100,000 km<sup>2</sup>, formando parte de la región que incluye a las contiguas y emparentadas cuencas de Putumayo por el norte y Marañón hacia el sur (Mancilla et al., 2020).

Los yacimientos petrolíferos de la Amazonía ecuatoriana datan del periodo Cretácico. La roca almacén está compuesta por areniscas de la formación Hollín, así como por niveles superiores de areniscas que se encuentran preferentemente en la parte baja de las formaciones Napo y Tena. La roca madre probablemente pertenezca a la formación Napo. Las trampas petrolíferas están compuestas por estructuras anticlinales de pliegues sencillos y fallas, en tanto que, las trampas estratigráficas poseen un gran potencial de desarrollo (Poveda et al., 2013).

### **1.2.3.2. Características de los crudos de la cuenca Oriente**

La Cuenca Oriente ecuatoriana, situada en la región amazónica, contiene aproximadamente 30 mil millones de barriles de petróleo en sitio, dispersos en 100 campos. La formación de estos campos petrolíferos es debido a la inversión tectónica de antiguas fallas normales y están delimitados por los plays occidental, central y oriental (L. S. A. Alcívar, 2022).

#### **Play occidental**

El sistema subandino incluye los campos Bermejo, Rubí, Pungarayacu y Oglán. Se distingue por la presencia de crudos pesados y extrapesados, con una gravedad entre 6 y 10 °API. Sin embargo, el campo Bermejo es la excepción, ya que contiene crudo liviano con una gravedad superior a 30 °API y bajo contenido de azufre (0.32 - 0.44%) (L. S. A. Alcívar, 2022).

#### **Play central**

En el corredor Sacha-Shushufindi se localiza la gran mayoría de campos con crudos livianos, medianos y con bajo contenido de azufre (0.5 – 1.0 %), mientras que en dirección al sur el crudo se va tornando de mediano a pesado,

además de ir incrementando el contenido de azufre (>2 %) (L. S. A. Alcívar, 2022).

### **Play Oriental**

El Sistema Capirón-Tiputini se encuentra en el oriente de la Cuenca Oriente. Los crudos en esta zona están distribuidos de manera areal según su calidad: al norte-noroeste predominan crudos medianos con menos del 1 % de azufre; del centro hacia el este se encuentran crudos pesados, y hacia el sur se localizan tanto crudos pesados como medianos, con un mayor contenido de azufre (más del 2 %) (L. S. A. Alcívar, 2022).

#### **1.2.3.3.Actualidad de la cuenca Oriente**

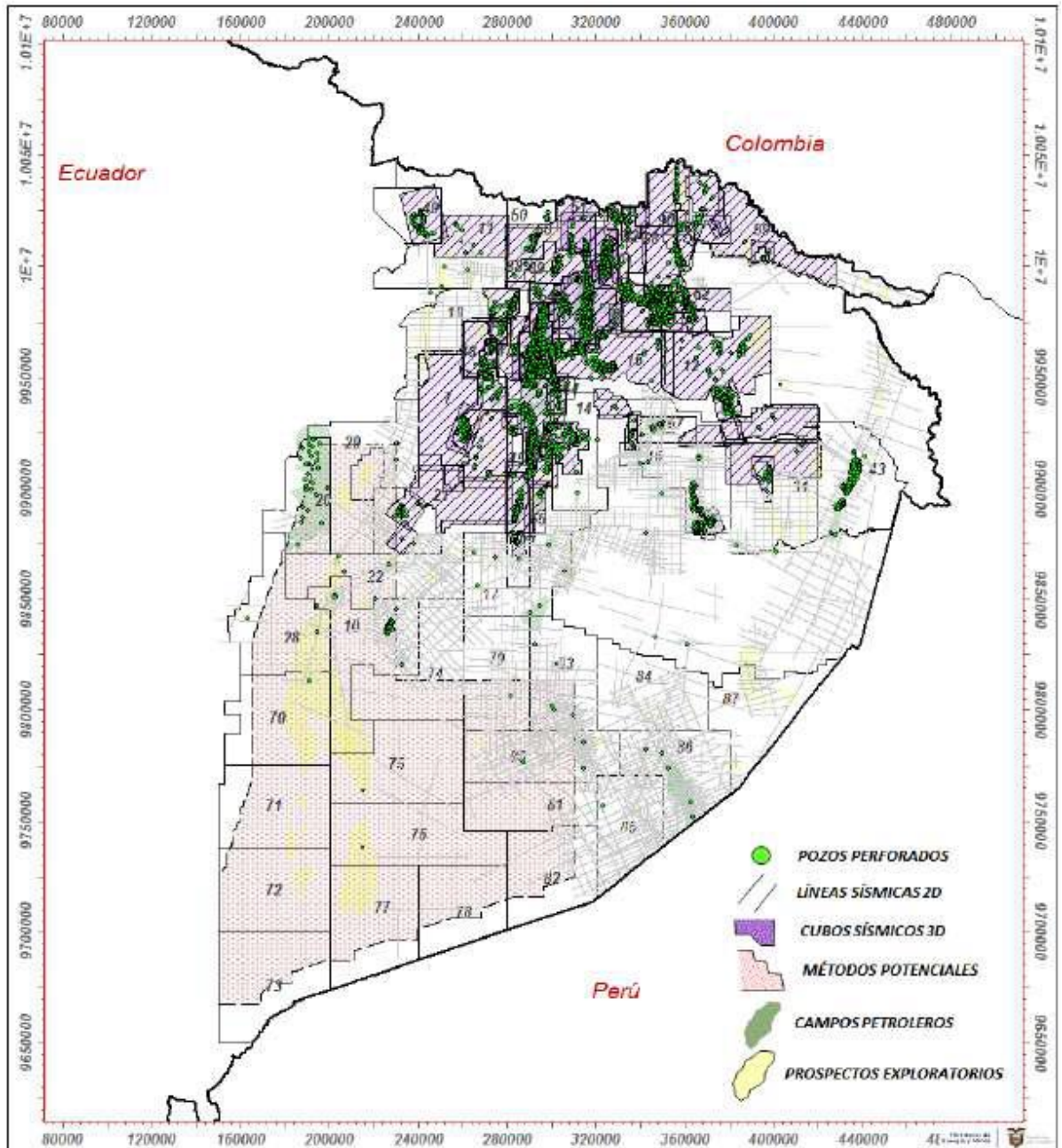
De los 5000 pozos perforados en la región del Oriente ecuatoriano, 4909 se encuentran ubicados desde la parte central hacia el norte de la Cuenca Oriente, mientras que solo 91 se localizan hacia el sur. De estos 91 pozos, 65 están en el Bloque 10, operado actualmente por la empresa Pluspetrol Ecuador B.V., 9 se sitúan en la zona subandina y central, y los 17 restantes se distribuyen de manera dispersa en los Bloques 75, 76, 79, 80, 83, 85 y 86, en el suroriente. En resumen, el 98.18% de los pozos perforados se encuentran en la parte norte hacia el centro de la cuenca (Ministerio de Energía y Minas, 2023).

Es precisamente en la zona centro-norte de la Cuenca Oriente ecuatoriana donde se ha producido petróleo, mientras que la parte central hacia el sur no ha registrado producción, a excepción del Campo Villano en el Bloque 10. El desarrollo en esta área se refleja en la gran cantidad de información recopilada para la perforación de pozos, como la presencia de múltiples cubos sísmicos 3D, junto con datos anteriores de líneas sísmicas 2D, métodos potenciales como estudios geoquímicos y diversos análisis geológicos regionales, los cuales han permitido crear varios modelos geológicos para los campos presentes en la región. Por el contrario, en la zona centro-sur solo se cuenta con información preliminar de líneas sísmicas 2D y algunos estudios regionales, como aerogravimetría y aeromagnetometría (Ministerio de Energía y Minas, 2023).



La Figura 3 ilustra el estado actual de los pozos perforados hasta el año 2023 en la Cuenca Oriente.

*Figura 3. Pozos perforados en la cuenca Oriente*



*Nota:* La figura refleja la actualidad de los pozos perforados en la cuenca Oriente. Fuente: (Ministerio de Energía y Minas, 2023)

#### 1.2.4. Modelo matemático

Se lo denomina al grupo de ecuaciones que describen un sistema físico o químico. Estos modelos son empleados para evaluar el comportamiento de estos sistemas, permitiendo llevar a cabo predicciones y análisis sobre su evolución (Gonzales, 2024).

#### 1.2.5. Regresión

La regresión en la estadística moderna hace referencia al análisis en grupo de dos o más variables que están relacionadas. Una de estas variables es la variable dependiente (Y), mientras que la otra se conoce como variable independiente (X). El análisis de regresión nos ayuda a describir la relación causal entre Y y X para predecir los valores de Y en función de X (Pat Fernandez, 2013).

##### 1.2.5.1. Regresión lineal

El estudio de la regresión lineal simple busca obtener el modelo de regresión más adecuado, es decir, una ecuación de regresión (lineal simple o múltiple) que permita realizar predicciones y estimaciones. Esta ecuación, en el caso de tener una sola variable independiente, es conocida como modelo lineal de primer orden e incluye los siguientes componentes: la variable dependiente  $Y'$  (o función de respuesta) y la variable independiente  $X$ . La ecuación que describe la relación entre la variable  $X$  con  $Y$  se llama ecuación de regresión de  $Y$  sobre  $X$ , y su representación gráfica es conocida como curva de regresión (Quevedo Urias & Perez Salvador, 2015).

El modelo de regresión lineal para la población que describe cómo se relacionan la variable de respuesta  $Y$  (variable dependiente) y la variable regresora  $X$  (variable independiente) es:

*Ecuación 3. Modelo de regresión lineal*

$$Y = B_0 + B_1X_1 \dots + \varepsilon \quad i = 1, 2, \dots, n$$

Donde:

$Y$  = Variable dependiente poblacional

$B_0$  = Intercepto en la ordenada

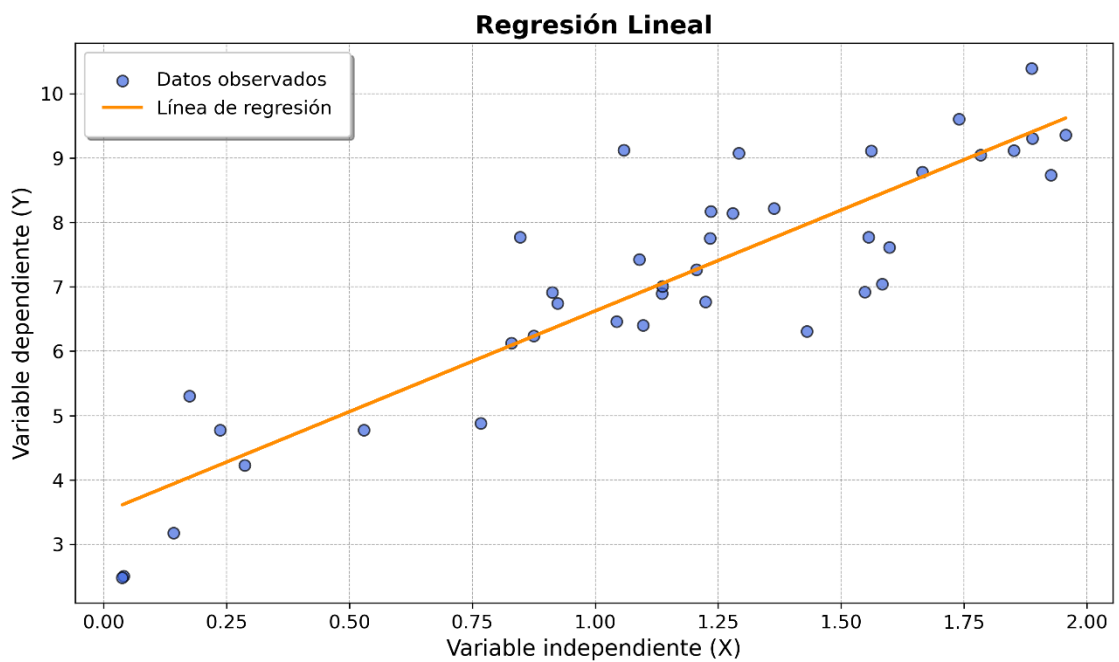
$B_1$  = Pendiente de la línea

$\varepsilon$  = Error o residuo

$n$  = número de  $(x, y)$  pares de observaciones

La Figura 4 presenta una representación gráfica de un modelo de regresión lineal, donde se muestra la relación entre las variables de estudio.

*Figura 4. modelo de regresión lineal*



*Nota:* Los puntos representan los datos observados, y la línea de regresión muestra la tendencia general entre las variables, evidenciando una relación lineal. Fuente: Autor

### 1.2.5.2.Regresión no lineal

Existen numerosos casos en ingeniería en los que es necesario ajustar modelos no lineales a los datos. En este contexto, los modelos no lineales se definen como aquellos que dependen de forma no lineal de sus parámetros. Por ejemplo:

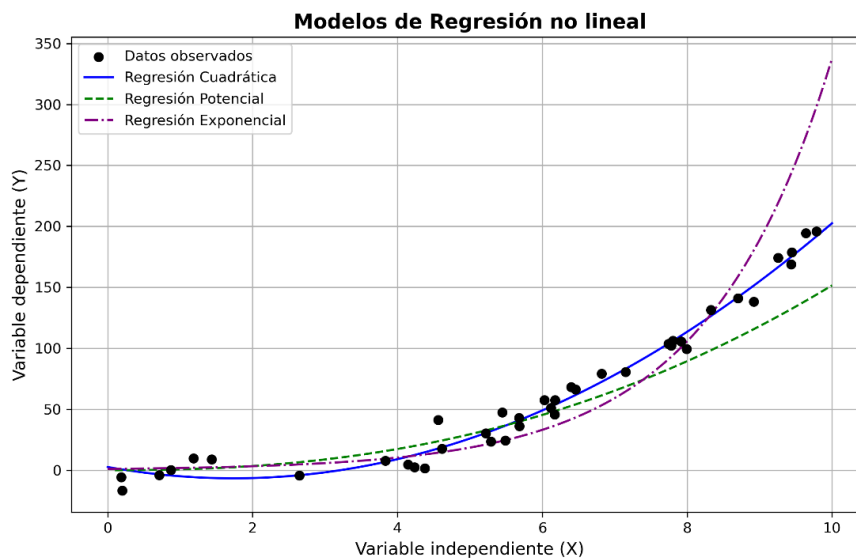
*Ecuación 3. Modelo exponencial de crecimiento o decaimiento*

$$f(x) = a_0(1 - e^{-a_1x}) + \varepsilon$$

Esta ecuación no se puede transformar para adoptar la forma general de la ecuación (3). Al igual que en el método de mínimos cuadrados lineales, la regresión no lineal se basa en encontrar los valores de los parámetros que minimizan la suma de los cuadrados de los residuos. Sin embargo, en el caso no lineal, la solución debe obtenerse mediante un proceso iterativo (Chapra & Canale, 2015).

En la figura 5 se presenta una representación gráfica de modelos de regresión no lineales, donde se muestra la relación entre las variables de estudio.

*Figura 5. modelos de regresión no lineal*



*Nota: Los puntos en el gráfico representan los datos observados, mientras que la curva de ajuste no lineal refleja la relación entre ambas variables. Fuente: Autor*

### 1.2.5.3. Clases de funciones

Las clases de funciones más utilizadas son las siguientes (Minnaard, 2011):

#### i) Polinomiales

##### a) Lineales

$$f(x, a) = a_0 + a_1x \qquad a = (a_0, a_1)$$

##### b) Cuadráticas

$$f(a, x) = a_0 + a_1x + a_2x^2 \qquad a = (a_0, a_1, a_2)$$

##### c) En general de grado menor o igual a m

$$f(a, x) = a_0 + a_1x + a_2x^2 + \dots \dots + a_mx^m \qquad a = (a_0, a_1, a_2, \dots \dots a_m)$$

#### ii) Potenciales

$$f(x, a) = a_0 * x^{a_1} \qquad a = (a_0, a_1)$$

#### iii) Exponenciales

$$f(x, a) = a_0 * (a_1)^x \qquad a = (a_0, a_1)$$

#### iv) Logarítmicas

$$f(x, a) = a_0 + (a_1 \ln x) \qquad a = (a_0, a_1)$$

#### 1.2.5.4. Diagnóstico y validación del modelo de regresión

Después de obtener el modelo de regresión, es necesario llevar a cabo su validación y diagnóstico. El primer paso es verificar la significancia de los coeficientes. El siguiente paso consiste en evaluar cinco supuestos: linealidad, homocedasticidad, no colinealidad, normalidad e independencia (Molina, 2021).

##### Prueba de hipótesis en el modelo de regresión

La hipótesis más crucial en un modelo de regresión es determinar si la regresión es significativa (Gutierrez & De la Vara, 2008). Por esta razón en la evaluación de hipótesis dentro del modelo de regresión, se comparan la hipótesis nula y la hipótesis alterna (Carrasquilla et al., 2016).

- **Hipótesis Nula ( $H_0$ )**, Esto ocurrirá si existe dependencia entre las variables, lo que significa que los coeficientes de regresión sean igual a cero.
- **Hipótesis Alterna ( $H_a$ )**, Esto ocurrirá cuando no exista dependencia entre las variables, lo que significa que los coeficientes de regresión no sean igual a cero.

Por lo tanto, en el contexto de una regresión, se plantean las siguientes pruebas de acuerdo a (Tarazona, 2019).

##### Hipótesis Individual

- **$H_0: B_i = 0$** ; entonces  **$X_i$**  no es significativa.  
Significa que  **$Y$**  es constante para cualquier valor de  **$X_i$**
- **$H_a: B_i \neq 0$** ; entonces  **$X_i$**  es significativa.  
Significa que  **$Y$**  no es constante y depende del valor  **$X_i$** .

Considerando que el nivel de significancia  $\alpha$  es del 5%, y basándonos en el valor de la probabilidad asociada al estadístico “t” (t-Student) calculado, se utilizan los siguientes criterios de decisión.

- Si  **$Pvalue \geq 5\%$** , se acepta Hipótesis Nula  **$H_0$**  (región de aceptación)
- Si  **$Pvalue < 5\%$** , se acepta Hipótesis alterna  **$H_a$**  (región de rechazo).

## Hipótesis Grupal

- **$H_0: B_1 = B_2 = \dots = B_i = 0$** ; las variables no son significativas.  
Significa que Y es constante para cualquier valor de las variables Xi.
- **$H_a: B_1 \neq B_2 \neq \dots \neq B_i \neq 0$** ; las variables si son significativas.  
Significa que Y no constante depende del valor de las variables Xi.

Considerando un nivel de significancia  $\alpha$  del 5% y basándonos en el valor de la probabilidad asociada al estadístico “F” (F-Fisher) calculado o nivel mínimo de significación, se aplican los siguientes criterios.

- Si  **$Pvalue \geq 5\%$** , se acepta Hipótesis Nula  **$H_0$**  (región de aceptación)
- Si  **$Pvalue < 5\%$** , se acepta Hipótesis alterna  **$H_a$**  (región de rechazo).

## Supuestos del modelo de regresión

Los supuestos de un modelo estadístico son un conjunto de condiciones que deben cumplirse para asegurar la validez del modelo. Al aplicar el modelo de regresión en la práctica, es fundamental verificar que estos supuestos se respeten (Pardo & Ruiz, 2005):

- **Linealidad:** Este supuesto indica que entre las variables independientes y la variable dependiente la relación debe ser lineal. En el modelo de regresión lineal, los diagramas de dispersión de los residuos son útiles para verificar este supuesto (Forero & Martinez, 2020).
- **Independencia:** Los residuos son independientes unos de otros, lo que significa que forman una variable aleatoria. Se denomina residuos a la diferencia que existe entre los datos observados y los datos predichos. En análisis de series temporales, es común encontrar residuos que presentan autocorrelación (Pardo & Ruiz, 2005). Si este supuesto no se cumple, surge el problema de la autocorrelación (Forero & Martinez, 2020).  
Se considera generalmente que los residuos son independientes cuando el estadístico de Durbin-Watson presenta valores entre 1.5 y 2.5.(Pardo & Ruiz, 2005).

- **Homocedasticidad:** La hipótesis de homocedasticidad establece que la variabilidad de los residuos es independiente de las variables explicativas (Abuín, 2007). Para cada valor de la variable independiente (o combinación de valores de las variables independientes), debe de ser constante la varianza de los residuos (Pardo & Ruiz, 2005).

Una forma simple de comprobar si la varianza del error  $\epsilon_i$  es constante, es mediante un gráfico de los residuales  $e_i$  contra los valores ajustados  $\hat{y}_i$ . si la varianza es constante, se esperaría que los errores fluctúen alrededor del eje horizontal y que puedan ubicarse en una banda. Caso contrario, podría indicar que la varianza no es constante (Buenaño & Cedeño, 2011).

- **Normalidad:** Para cada valor de la variable independiente (o combinación de valores de las variables independientes), los residuos siguen una distribución normal con una media igual a cero (Pardo & Ruiz, 2005).

Una manera simple de evaluar este supuesto sería generar un gráfico de cuantiles teóricos de los residuos, donde se espera que su distribución siga la diagonal del gráfico. También se puede recurrir a métodos numéricos, como la prueba de Kolmogórov-Smirnov o la de Shapiro-Wilk (Molina, 2021).

La prueba de Kolmogórov-Smirnov se aplica cuando se tiene un número de datos superior a 50. Establece las siguientes hipótesis: la hipótesis nula ( $H_0$ ) afirma que la muestra proviene de una distribución normal, mientras que la hipótesis alternativa ( $H_1$ ) sostiene que los datos no siguen una distribución normal. Por lo tanto, para aceptar  $H_0$ , el valor de significación estadística (valor p) debe ser mayor a 0,05 (Saldaña, 2016).

- **No colinealidad:** Este supuesto indica que no debe existir una relación lineal perfecta entre las variables independientes. De no cumplirse, se produce colinealidad o multicolinealidad.

Este supuesto se puede evaluar con la ayuda de dos test:

**El nivel de tolerancia de una variable** que expresa que valores de tolerancia cercanos a cero indican que la variable puede ser explicada por



una combinación lineal de las otras variables, lo que sugiere la presencia de colinealidad.

**Los factores de inflación de la varianza (FIV)** son el inverso de los niveles de tolerancia. A medida que aumenta el FIV de una variable, también lo hace la varianza de su coeficiente de regresión.

Por tal motivo, uno de los problemas asociados con la colinealidad (tolerancias bajas y FIV altos) es la inestabilidad en las estimaciones de los coeficientes. Se considera que un valor superior a 10 es elevado (Pardo & Ruiz, 2005).

#### **1.2.6. Coeficiente de correlación Pearson (R)**

Este factor es utilizado para determinar si un modelo de correlación puede considerarse como: excelente, bueno o aceptable. Este coeficiente tiene la capacidad de cuantificar la asociación lineal entre la variable dependiente (Y) y la independiente (X). Cuando el valor de "R" se aproxima a 1, indica una correlación significativa y perfecta entre las variables (Córdova et al., 2021).

La ecuación 3 muestra la ecuación para determinar el coeficiente (R).

*Ecuación 3. Coeficiente de correlación Pearson (R)*

$$R = \frac{S_{xy}}{S_x S_y}$$

Donde:

$S_{xy}$ : Es la covarianza de X e Y.

$S_x$ : Es la desviación estándar de X.

$S_y$ : Es la desviación estándar de Y.

En la Tabla 3 se presenta el criterio de análisis correspondiente al coeficiente de Pearson.

*Tabla 3. Criterios de coeficiente de Pearson.*

<b>Criterio</b>	<b>R</b>
Grande y perfecta	1
Muy Alta	0.9 – 0.99
Alta	0.7 – 0.89
Moderada	0.4 – 0.69
Baja	0.2 – 0.39
Muy Baja	0.01 – 0.19

*Nota:* la Tabla nos indica los criterios del coeficiente de correlación de Pearson. Fuente: (Córdova et al., 2021).

### **1.2.7. Coeficiente de determinación (R<sup>2</sup>)**

Este coeficiente mide el grado de ajuste que obtiene el modelo de la ecuación, es decir, cuanto mayor sea su valor, mejor será el análisis, lo que lleva a considerarlo como un modelo excelente (Cordova et al., 2021).

El valor de  $R^2$  se determina como un cociente y se expresa de la siguiente manera.

*Ecuación 4. Coeficiente de Determinación (R<sup>2</sup>)*

$$R^2 = \frac{SCR}{SCT}$$

Donde:

$$SCT = SCE + SCR$$

SCR: Suma de los cuadrados debido a la regresión.

SCT: Sumas de los cuadrados total.

SCE: Suma de los cuadrados de los errores.

En la Tabla 4 se presentan los criterios sugeridos para evaluar la bondad del ajuste en función del coeficiente  $R^2$  según (Cordova et al., 2021).

**Tabla 4.** Tabla de criterios de bondad de ajuste

Criterio	R <sup>2</sup>
Excelente	≥ 0.90
Buena	0.70 – 0.89
Aceptable	0.40 – 0.69
Pobre	0.20 – 0.39
Muy Pobre	≥ 0.19

**Nota:** Esta tabla proporciona una guía sobre cómo interpretar el valor de R<sup>2</sup> al determinar qué tan bien se ajusta un modelo a los datos. Fuente: (Córdova et al., 2021)

### 1.2.8. Errores

Existen de dos clases: el error absoluto y el relativo.

#### 1.2.8.1. Error absoluto

Representa la diferencia entre los valores reales y los valores calculados.

#### 1.2.8.2. Error relativo (ER)

Obtenido al dividir el error absoluto por el valor real, resalta la importancia de la desviación al ponerla en perspectiva respecto al tamaño del valor medido (Salazar & Panchi, 2014).

Según (Morales & Mora, 2012), el error relativo (ER) se puede calcular utilizando la siguiente fórmula:

*Ecuación 5. Error relativo (%)*

$$\% ER = \left| \frac{\text{Calculado} - \text{Real}}{\text{Real}} \right| * 100$$

### 1.2.8.3. Error relativo promedio (ERP)

Se refiere a la suma de todos los errores relativos (ER), dividida entre el total de mediciones (J. Sánchez, 2019), y se representa mediante la siguiente ecuación:

*Ecuación 6. Error relativo promedio (%)*

$$\% ERP = \left| \frac{\sum ER}{\text{Número de datos}} \right| * 100$$

### 1.2.9. Prueba T-Student

La prueba t de Student se emplea para determinar si existe una diferencia significativa entre las medias de dos grupos, es decir, para comparar o distinguir las medias de ambas muestras. Además, permite establecer intervalos de confianza y de predicción en muestras paramétricas de variables continuas (Cordova et al., 2021).

La prueba se fundamenta en dos principios clave:

- Distribución normal.
- Independencia entre poblaciones.

### 1.2.10. Prueba F-Fisher

El estadístico F evalúa la hipótesis nula de que el valor poblacional de R es cero, lo que ayuda a determinar si existe una relación lineal significativa entre el grupo de variables independientes consideradas en conjunto y la variable dependiente (Pardo & Ruiz, 2005).

### 1.2.11. Correlaciones para calcular la viscosidad

Las correlaciones para el cálculo de la viscosidad del crudo se han clasificado en tres categorías, dependiendo de la presencia de gas en el aceite: el crudo muerto  $\mu_{od}$  (sin gas disuelto), cuya viscosidad se correlaciona generalmente con la densidad API y la temperatura; el crudo saturado, cuya viscosidad está relacionada con la viscosidad del crudo muerto y la relación gas-aceite (RGA); y, finalmente, el crudo bajo saturado, cuya viscosidad depende de la viscosidad en el punto de burbuja y la presión (Gutiérrez, 2020).

En la Tabla 5 se muestran las correlaciones más utilizadas en la industria petrolera para el cálculo de la viscosidad del crudo muerto ( $\mu_{od}$ ).

*Tabla 5. Correlaciones para determinar la viscosidad en crudos muertos*

Autor	Gravedad API	Temperatura, °F
Beal (1946)	10.1-52.5	100-220
Beggs y Robinson (1975)	16-58	70-295
Glaso (1980)	18.-48	50-300
Al-Khafaji et al. (1987)	15-51	60-300
Kartoatmodjo y Schmidt (1991)	14.4-59	80-320
Bergman (1992)	0.45-135.9	-40-500
De Ghetto et al. (1994)	10-22.3	75-295
Bennison (1998)	10-22	50-250
Elsharkawy y Alikhan (1999)	19.9-48	100-300
Elsharkawy y Gharbi (2001)	19.35-50.14	74-306
Dindoruk y Christman (2001)	17.4-40	121-276

*Nota:* Esta tabla proporciona una guía sobre las principales correlaciones para determinar la viscosidad en crudos muertos. Fuente:(Bustos, 2017).

### 1.2.11.1. Beal (1946).

Beal reunió 1332 datos de viscosidad provenientes de 747 yacimientos petroleros en Estados Unidos, con una densidad que oscila entre 10° y 52.5° API.

Mediante gráficos, se demostró que la viscosidad del crudo saturado está directamente relacionada con la presión, la temperatura del yacimiento, la relación gas-aceite (RGA) y la densidad del crudo. Por otro lado, la viscosidad del crudo muerto se vincula con la densidad API y la temperatura (Gutiérrez, 2020).

*Ecuación 7. Correlación de Beal (Arzápalo, 2016).*

$$\mu_{od} = 0.32 + \frac{18(10)^7}{API^{4.53}} \left( \frac{360}{T - 260} \right)^A$$
$$A = 10^{0.42 + \left( \frac{8.33}{API} \right)}$$

Donde:

$\mu_{od}$ : Viscosidad del crudo muerto, Cp.

T: Temperatura, °F.

### 1.2.11.2. Beggs y Robinson (1975).

Utilizaron 2533 datos de 600 muestras de crudo para desarrollar dos correlaciones: una destinada a calcular la viscosidad del crudo muerto, basada en 460 puntos medidos, y otra para estimar la viscosidad del crudo saturado, utilizando el método de Chew y Connally (Gutiérrez, 2020).

*Ecuación 8. Correlación de Beggs y Robinson*

$$\mu_{od} = 10^c - 1$$
$$C = 10^{3.0324 - 0.02023API T^{-1.63}}$$

Donde:

$\mu_{od}$ : Viscosidad del crudo muerto, Cp.

T: Temperatura, °F.

### 1.2.11.3. Glaso (1980).

Genero una correlación de comportamiento similar a la que fue desarrollada por Vázquez y Beggs, utilizando 26 muestras de yacimientos del Mar del Norte, basándose en la temperatura y la densidad del petróleo (Gutiérrez, 2020).

*Ecuación 9. Correlación de Glaso*

$$\mu_{od} = 3.141 \times 10^{10} T^{-3.444} \log(API)^{10.313 \log(T) - 36.447}$$

Donde:

$\mu_{od}$ : Viscosidad del crudo muerto, Cp.

T: Temperatura, °F.

### 1.2.11.4. Standing (1981).

Desarrolló correlaciones matemáticas basadas en las gráficas de Beal, utilizando aceite con densidades API que oscilan entre 10° y 52.5° (Gutiérrez, 2020).

*Ecuación 10. Correlación de Standing*

$$\mu_{od} = \left[ 0.32 + \frac{1.8 \times 10^7}{\text{API}^{4.53}} \right] \left[ \frac{360}{T + 200} \right]^c$$

Donde:

$\mu_{od}$ : Viscosidad del crudo muerto, Cp.

T: Temperatura, °F.

#### 1.2.11.5. Al-Khafaji et al. (1987).

Desarrollaron una correlación matemática utilizando 300 muestras de petróleo provenientes de yacimientos con densidades que varían entre 30° y 42° API del Medio Oriente (Gutiérrez, 2020).

*Ecuación 11. Correlación de Al-Khafaji et al.*

$$\mu_{od} = \frac{10^{4.9563-0.00488T}}{(API + \frac{T}{30} - 14.29)^{2.709}}$$

Donde:

$\mu_{od}$ : Viscosidad del crudo muerto, Cp.

T: Temperatura, °F.

#### 1.2.11.6. Kartoatmodjo y Schmidt (1991).

Usaron una variedad de informes PVT de diversas regiones productoras, como Indonesia, Norte América, Medio Este y Latinoamérica. La viscosidad del crudo muerto se midió utilizando la correlación de Glaso en 661 muestras. (Bustos, 2017).

*Ecuación 12. Correlación de Al-Khafaji et al.*

$$\mu_{od} = 16x10^8 T^{-2.8177} (\log API)^x$$
$$x = 5.7526 \log T - 26.9718$$

Donde:

$\mu_{od}$ : Viscosidad del crudo muerto, Cp.

T: Temperatura, °F.



### 1.2.11.7. Bergman (1992).

Para estimar la viscosidad de los crudos muertos y saturados, propuso dos correlaciones, que fueron publicadas por Whitson y Brule. Se afirma que la dependencia de la temperatura en la correlación de crudo muerto de Beggs y Robinson no es válida a temperaturas más bajas (70 °F), y Bergman propone la siguiente correlación, basada en los datos de viscosidad para compuestos puros y crudos de yacimientos (Bustos, 2017).

*Ecuación 13. Correlación de Bergman*

$$\ln \ln(\mu_{od} + 1) = 22.33 - 0.194API + 0.00033API^2 - (3.20 - 0.0185API) \ln(T + 310)$$

Donde:

$\mu_{od}$ : Viscosidad del crudo muerto, Cp.

T: Temperatura, °F.

### 1.2.11.8. Labedi (1992).

Desarrollaron una correlación matemática utilizando 100 muestras de petróleo provenientes de yacimientos de Libia (Gutiérrez, 2020).

*Ecuación 14. Correlación de Labedi*

$$\mu_{od} = \frac{10^{9.224}}{API^{4.7013}T^{0.6739}}$$

Donde:

$\mu_{od}$ : Viscosidad del crudo muerto, Cp.

T: Temperatura, °F.

#### 1.2.11.9. De Ghetto et al. (1994).

Desarrollaron correlaciones para calcular la viscosidad del crudo muerto, del saturado y del bajo saturado, y presentaron una clasificación de los coeficientes para distintos rangos de densidad API del petróleo (Gutiérrez, 2020).

*Ecuación 15. Correlación de De Ghetto et al.*

$$\log \log (\mu_{od} + 1) = 1.8513 - 0.025548API - 0.56238 \log (T)$$

Donde:

$\mu_{od}$ : Viscosidad del crudo muerto, Cp.

T: Temperatura, °F.

#### 1.2.11.10. Petrosky y Farshad (1995).

Utilizando 126 estudios PVT, desarrollaron correlaciones para calcular la viscosidad del crudo muerto, saturado y bajo saturado (Gutiérrez, 2020).

*Ecuación 16. Correlación de Petrosky y Farshad*

$$\mu_{od} = 2.3511 \times 10^7 T^{-2.10255} \log (API)^J$$
$$J = 4.59388 \log(T) - 22.82792$$

Donde:

$\mu_{od}$ : Viscosidad del crudo muerto, Cp.

T: Temperatura, °F.

#### 1.2.11.11. Bennison (1998).

Desarrolló una correlación matemática utilizando 16 muestras de crudo pesado provenientes de yacimientos del Mar del Norte (Bustos, 2017).

*Ecuación 17. Correlación de Bennison*

$$\mu_{od} = 10^{(0.10231API^2 - 3.9464API + 46.5037)} T^{(-0.4542API^2 + 1.70405API - 19.18)}$$

Donde:

$\mu_{od}$ : Viscosidad del crudo muerto, Cp.

T: Temperatura, °F.

**1.2.11.12. Elsharkawy y Alikhan (1999).**

Desarrollaron correlaciones para calcular la viscosidad del crudo muerto, saturado y bajo saturado, utilizando 254 muestras de petróleo de yacimientos del Medio Oriente (Gutiérrez, 2020).

*Ecuación 18. Correlación de Elsharkawy y Alikhan*

$$\log \log(\mu_{od} + 1) = 2.16924 - 0.02525API - 0.68875 \log(T)$$

Donde:

$\mu_{od}$ : Viscosidad del crudo muerto, Cp.

T: Temperatura, °F.

**1.2.11.13. Elsharkawy y Gharbi (2001).**

Desarrollaron correlaciones para calcular la viscosidad del crudo muerto, saturado y bajo saturado, utilizando 56 muestras de petróleo de yacimientos en Kuwait (Gutiérrez, 2020).

*Ecuación 19. Correlación de Elsharkawy y Alikhan*

$$\log(\mu_{od}) = 10.7580 - 3.9145 \log(API) - 1.9364(T)$$

Donde:

$\mu_{od}$ : Viscosidad del crudo muerto, Cp.

T: Temperatura, °F.

#### 1.2.11.14. Dindoruk y Christman (2001).

Desarrollaron correlaciones para calcular la viscosidad del crudo muerto, saturado y bajo saturado, utilizando 90 muestras de petróleo de yacimientos del Golfo de México (Gutiérrez, 2020).

*Ecuación 20. Correlación de Dindoruk y Christman*

$$\mu_{od} = \frac{9.36579 \times 10^9 T^{-4.194017808} \log(API)^{14.505357625} \log(T) - 44.868655416}{-3.1461171 \times 10^{-9} - P_b^{4.740729 \times 10^{-4}} + 0.010433654 R_{sb}^{-0.00077688}}$$

Donde:

$\mu_{od}$ : Viscosidad del crudo muerto, Cp.

T: Temperatura, °F.

$P_b$ : Presión en el punto de burbuja, psi.

$R_{sb}$ : Relación gas-crudo, sft<sup>3</sup>/sbbl.

#### 1.2.11.15. Tomás Marín (2017)

Para desarrollar esta correlación se recolectaron 25 muestras de petróleo crudo pesado de los Campos productores del Estado Monagas Venezuela (Marín, 2017).

*Ecuación 21. Correlación de Tomás Marín*

$$\mu_{od} = e(2,47067 - 0,0297729 * T) * e(2,47067 + 0,0680858 * API) * e(2,47067 + -21,2865/(ASF))$$

Donde:

$\mu_{od}$ : Viscosidad del crudo muerto, Cp.

T: Temperatura, °C.

ASF: Asfáltenos, %.

#### 1.2.11.16. Tomás Marín (2020)

Para el desarrollo del modelo matemático, se emplearon 27 muestras de crudos muertos medianos provenientes de los campos Furrial, Carito y Mulata, situados en la zona norte del estado Monagas, Venezuela (Marín, 2020).

*Ecuación 22. Correlación de Tomás Marín*

$$\mu_{od} = \left(-0,00842677 + \frac{(3,81914)}{T}\right)(3,28751 + 0,148871API^2)(0,0805263 * ASF^{2,66569})$$

Donde:

$\mu_{od}$ : Viscosidad del crudo muerto, Cp.

T: Temperatura, °C.

ASF: Asfáltenos, %.

#### 1.2.11.17. Ecuación de Walther

Un modelo bastante utilizado en los campos del oriente ecuatoriano es la ecuación de Walther, la cual se emplea mediante el método ASTM D341 y se utiliza conociendo dos puntos de viscosidad y temperatura.

*Ecuación 23. Ecuación de Walther*

$$-B = \frac{\log[\log(v_2 + 0,7)] - \log[\log(v_1 + 0,7)]}{\log T_1 - \log T_2}$$

$$\log[\log(v + 0,7)] = \log[\log(v_1 + 0,7)] - B(\log T_1 - \log T)$$

Donde:

v: Viscosidad cinemática del crudo muerto, sCt.

$v_1, v_2, T_1$  y  $T_2$ : Viscosidades y Temperaturas conocidas.

T: Temperatura, °k.

B: Constante.

### **1.2.12. Norma INEN 930**

Esta norma define los procedimientos para la recolección de muestras de petróleo crudo y productos derivados del petróleo, excluyendo aceites aislantes, butano, propano y otros productos que son gases a presión y temperatura ambiente, con el fin de realizar los ensayos de calidad (INEN, 1982).

### **1.2.13. Normas ASTM**

Las normas ASTM (American Society for Testing and Materials) se emplean como punto de referencia para determinar los análisis que definen las características de los crudos. Estas normas, reconocidas a nivel global, sirven para establecer métodos normalizados que evalúan la calidad de los materiales examinados en un laboratorio (Mendoza, 2016).

### **1.2.14. Caracterización mediante las normas ASTM**

Los productos procedentes del petróleo son compuestos químicos altamente complejos, y se necesita un esfuerzo considerable para describir con precisión y exactitud sus propiedades físicas y químicas. Organismos como la Sociedad Americana de Ensayos de Materiales (ASTM) y el Instituto Americano del Petróleo (API), han establecido normas para los diferentes ensayos que permiten examinar las características y propiedades del petróleo crudo y sus derivados. (Orcini et al., n.d.).

#### **1.2.14.1. Método ASTM D445**

Este método de prueba especifica el proceso para el cálculo de la viscosidad cinemática,  $\nu$ , de los productos derivados del petróleo líquidos, tanto opacos como transparentes, mediante la mensuración del volumen de un líquido que se desplaza por gravedad a través de un viscosímetro capilar de vidrio calibrado. La viscosidad dinámica,  $\eta$ , puede calcularse mediante la multiplicación de la viscosidad cinemática,  $\nu$ , por la densidad,  $\rho$ , del líquido (ASTM International, 2018).

#### **1.2.14.2. Método ASTM D1298**

Este método de ensayo abarca, mediante el uso del densímetro de vidrio junto con una serie de cálculos, la determinación en laboratorio de la densidad relativa, la densidad y la gravedad API del petróleo crudo. también puede aplicarse a los productos derivados del petróleo, mezclas de petróleo, además de los productos que no son derivados del petróleo normalmente manipulados como líquidos, considerando una presión de vapor Reid de 101,325 kPa (14,696 psi) o menos. Los parámetros son medidos a temperaturas existentes y se aplica una corrección a 15 °C o 60 °F a través de una serie de cálculos y tablas internacionales de estándares (ASTM International, 2017).

#### **1.2.14.3. Método ASTM D341**

Esta práctica cubre ecuaciones y gráficos de viscosidad cinemática-temperatura, que son un medio conveniente para determinar la viscosidad cinemática de un aceite de petróleo o un hidrocarburo líquido a cualquier temperatura dentro de un rango limitado, siempre que se conozcan las viscosidades cinemáticas a dos temperaturas (ASTM International, 2009).

#### **1.2.15. Repetibilidad**

Considerada como la diferencia entre los resultados de dos mediciones, obtenidos por el mismo operador, con el mismo aparato, bajo condiciones operativas constantes, en muestras idénticas, a largo plazo y con el uso normal y correcto del método de prueba (ASTM International, 2017).

## **CAPÍTULO 2. METODOLOGÍA**

### **2.1. Contexto de la investigación**

En esta investigación, se procedió a recolectar diferentes muestras de crudo las cuales son provenientes de diferentes campos ubicados en la cuenca Oriente del Ecuador. Estas muestras fueron trasladadas al laboratorio, donde se procedió con su caracterización y se determinaron propiedades tales como: Temperatura, gravedad API y viscosidad cinemática.

### **2.2. Diseño y alcance de la investigación**

El diseño de investigación propuesto en este trabajo es de carácter experimental, ya que implica someter a un objeto o grupo de individuos a ciertas condiciones, estímulos o tratamientos (variable independiente) para observar los efectos o reacciones resultantes (variable dependiente). En este caso, caracterizaremos muestras de crudo, las cuales serán sometidas a diferentes condiciones de trabajo con el objetivo de observar y analizar sus respuestas.

El alcance de la investigación se define como correlacional, debido a que es necesario el planteamiento de una hipótesis en la cual se proponga una relación entre dos o más variables.

### **2.3. Tipo y métodos de investigación**

Para alcanzar los objetivos establecidos en este proyecto, se utilizará como metodología principal al tipo de investigación experimental la cual se caracteriza por la manipulación intencionada de la variable independiente y el análisis de su impacto sobre una variable dependiente.

Los métodos de investigación propuestos son de carácter cuantitativo, ya que es un método organizado para recolectar y examinar datos obtenidos de diferentes fuentes. Este proceso se ejecuta mediante el uso de herramientas estadísticas y matemáticas, con la finalidad de cuantificar el problema de investigación.



## 2.4. Población y muestra

El término población se refiere a cualquier conjunto de elementos del cual se desea conocer o investigar una o varias de sus características (Arias, 2012). Para el desarrollo de esta investigación, la población es de tipo finito y está representada por todos los crudos muertos medianos y pesados que se extraen en el oriente ecuatoriano.

Según (Arias, 2012), la muestra es un subconjunto que representa a un universo o población. En este estudio, se ha considerado un tipo de muestra no probabilística, representada por el crudo extraído de los campos seleccionados como objeto de investigación.

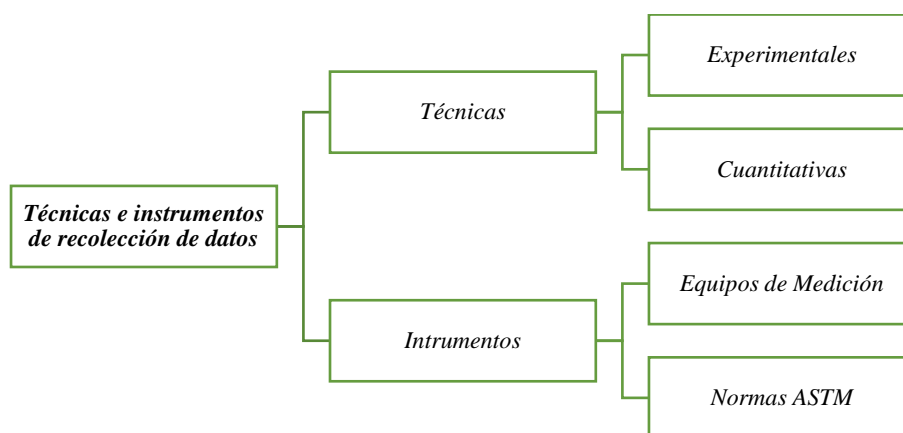
## 2.5. Técnicas e instrumentos de recolección de datos

Las técnicas de recolección de datos incluyen procedimientos y actividades que permiten al investigador obtener la información necesaria para responder a su pregunta de investigación (D. V. Sánchez & Martínez, 2022).

El instrumento de recolección de datos se enfoca en establecer las condiciones adecuadas para realizar las mediciones (Hernandez & Avila, 2020) .

En la Figura 6 se detalla las técnicas e instrumentos de recolección de datos empleados en este trabajo.

*Figura 6. Técnicas e instrumentos de recolección de datos*



*Fuente: Autor*

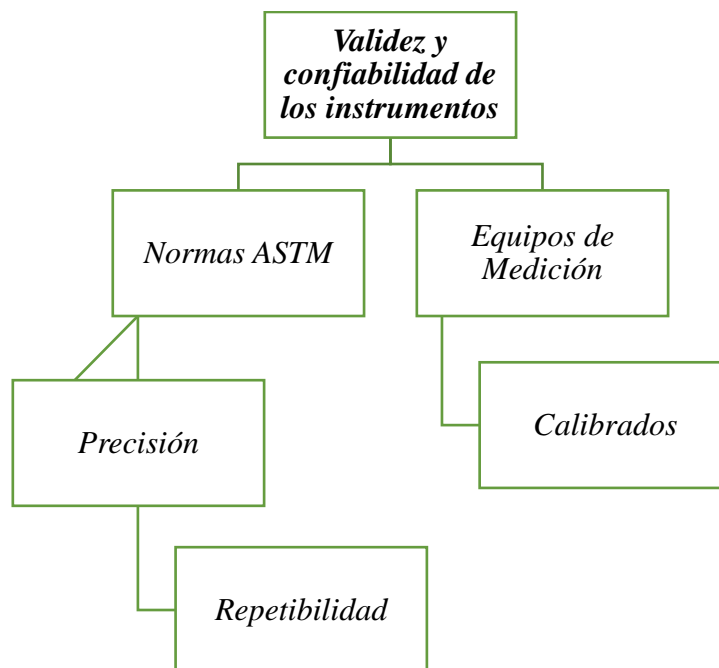
## 2.6. Procesamiento de la evaluación: Validez y confiabilidad de los instrumentos aplicados para el levantamiento de información.

Con el objetivo de garantizar la validez y confiabilidad de los instrumentos aplicados para el levantamiento de información se detallan los siguientes puntos:

Se emplearon equipos debidamente calibrados (ver Anexos) para garantizar el desempeño de los mismos. De la misma manera, se realizaron pruebas de repetibilidad (ver Anexos) para evaluar la precisión del método, siguiendo los procedimientos de laboratorio establecidos en las Normas ASTM (American Society for Testing and Materials).

En la Figura 7, se presenta un diagrama de flujo que presenta los factores claves que garantizan la validez y confiabilidad de los instrumentos utilizados en esta investigación.

*Figura 7. Validez y confiabilidad de los instrumentos*

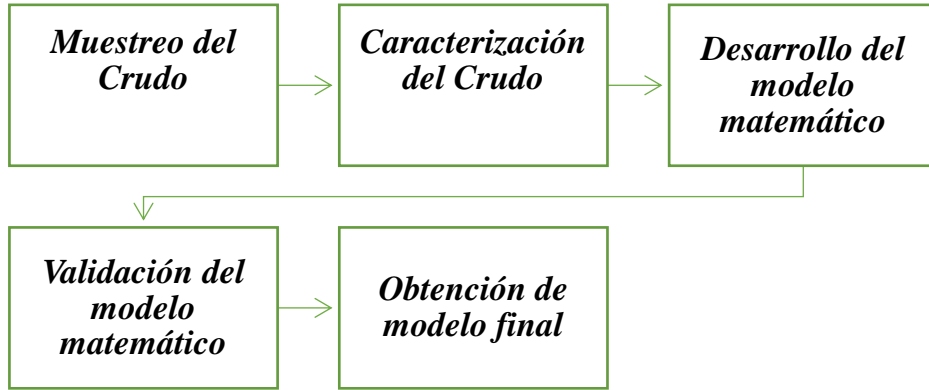


*Fuente: Autor*

## 2.7. Esquema Metodológico

El esquema metodológico con el cual se desarrolló este trabajo se resume en el diagrama de la Figura 8.

Figura 8. Metodología de la investigación aplicada



Fuente: Autor

### 2.7.1. Muestreo del crudo

La Norma NTE INEN 930 establece los procedimientos para el muestreo de crudo y sus derivados (Herrera, 2018). En la Figura 9 se pueden observar las características del método de muestreo de crudo que se llevará a cabo en esta investigación.

Figura 9. Recolección de muestras de Crudo



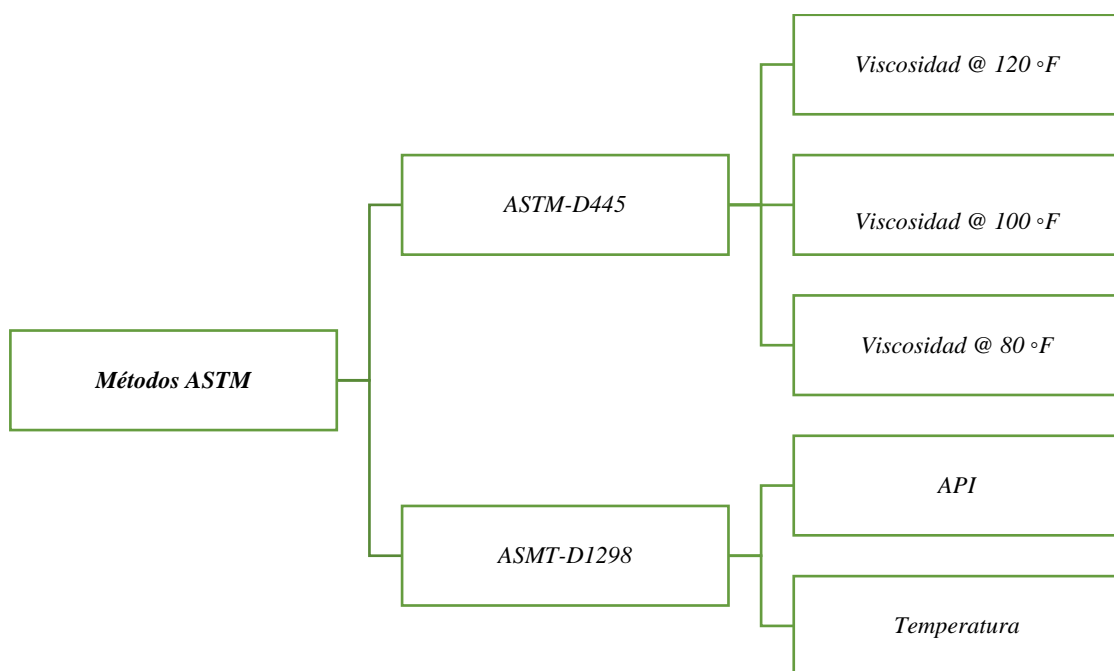
Fuente: Autor

Las muestras que fueron seleccionadas de manera aleatoria, provienen de diferentes campos petroleros del oriente ecuatoriano, específicamente de los siguientes bloques: Bloque 53 (Singue), Bloque 54 (Eno - Ron), Bloque 62 (Tarapoa), Bloque 67 (Tivacuno), Bloque 46 (MDC), Bloque 47 (PBH) y Bloque 15 (Indillana).

### 2.7.2. Caracterización del crudo

La caracterización de las propiedades del crudo se llevó a cabo siguiendo los procedimientos establecidos en las Normas Astm-D1298 y Astm-D445 (ver Figura 10).

*Figura 10. Métodos ASTM*



*Fuente: Autor*

### 2.7.3 Desarrollo del modelo matemático

El modelo matemático que se propone está basado en la fórmula general de la regresión potencial multivariable, una extensión del modelo de regresión potencial univariable (Campos, 2013). En términos generales se puede expresar de la siguiente manera:

*Ecuación 21. Ecuación general de la regresión potencial multivariable*

$$Y_i = B_0 * X_{i1}^{B_{i1}} * X_{i2}^{B_{i2}} * \dots * X_{in}^{B_{in}} + \epsilon$$

Donde:

$Y_i$  = Variable dependiente o de respuesta.

$X_{in}$  = Variables independientes o explicativas.

$B_0$  = Constante.

$B_{jn}$  = Coeficientes de regresión.

$\epsilon_i$  = Término de error.

De este modo, considerando a la viscosidad cinemática ( $\mu_0$ ) como la variable dependiente, a la d API (API) y temperatura (T) como variables independientes, se obtiene la siguiente estructura.

$$\mu_{od} \rightarrow f(API, T)$$

Desarrollando así la siguiente ecuación de regresión potencial multivariable:

*Ecuación 22. Modelo matemático propuesto para predecir la viscosidad*

$$\mu_{od} = B_0 * T^{B_1} * API^{B_2} + \epsilon$$

Donde:

$\mu_{od}$  = Viscosidad cinemática.

API = Densidad API.

T = Temperatura.

$B_0, B_1, B_2$  = Coeficientes de regresión.

$\epsilon$  = Error o residuo.

#### 2.7.4. Validación del modelo matemático

La Figura 11 presenta los procedimientos que se llevarán a cabo para la validación del modelo matemático.

*Figura 11. Esquema de validación del modelo matemático*

<b><i>Validación del modelo matemático</i></b>	<i>Evaluación del ajuste del modelo</i>
	<i>Coficiente de determinación (R<sup>2</sup>)</i>
	<i>Prueba-t</i>
<i>Interpretación de coeficientes</i>	<i>Prueba-F</i>
	<i>Valores p</i>
	<i>Independencia</i>
<i>Comprobación de supuestos</i>	<i>Normalidad</i>
	<i>Homocedasticidad</i>
	<i>Multicolinealidad</i>
	<i>Evaluación de la precisión del modelo</i>
<i>Error relativo promedio (ERP)</i>	

*Fuente: Autor*

## CAPÍTULO 3. RESULTADOS Y DISCUSIÓN

### 3.1. Muestreo

Las muestras fueron recolectadas siguiendo los protocolos establecidos para garantizar la validez y confiabilidad de los datos obtenidos. Ver tabla 6.

*Tabla 6. Cantidad de muestras y origen*

Numero de muestras	Cantidad	Rango API	Origen
1	1 Lt	16.3 - 16.4	Bloque 15(Campo Indillana)
5	1 Lt	22.9 – 23.5	Bloque 53(Singue)
10	1 Lt	15.0 – 16.3	Bloque 67(Tivacuno)
1	1 Lt	19.9 – 20.5	Bloque 62(Tarapoa)
9	1 Lt	27.0 – 28.0	Bloque 54(ENO-RON)
1	1 Lt	22.5 – 22.6	Bloque 46(MDC)
2	1 Lt	24.7 – 24.9	Bloque 47(PBH)
4	1 Lt	23.8 – 24.3	Bloque 52(Ocano-Pena Blanca)
5	1 Lt	17.4 – 26.9	Otras muestras
<b>38 muestras (total)</b>			

---

*Nota:* Esta tabla proporciona la información correspondiente a la recolección de las muestras. Fuente: Autor.

### 3.2. Caracterización

La tabla 7 (a y b) muestra los resultados que se obtuvieron en la caracterización las muestras de crudo, tanto para crudos medianos (a) como para pesados (b). Se detallan parámetros como la viscosidad cinemática, medida a diferentes temperaturas (80, 90, 100, 110 y 120 °F), y la gravedad API medida a 60 °F.

*Tabla 7. Resultados de los ensayos de laboratorio*

a)

Origen	ENSAYOS					
	API 60/60°F	VIS @ 80 °F	VIS @ 90 °F	VIS @ 100°F	VIS @ 110°F	VIS @ 120°F
	ASTM D-1298	ASTM D 445	ASTM D 445	ASTM D 445	ASTM D 445	ASTM D 445
	°API	cSt	cSt	cSt	cSt	cSt
Campo MDC	22,6	-	-	-	-	44,64
Campo Singue	22,9	-	-	-	50,00	39,17
Campo Singue	23,0	-	-	55,25	-	-
Campo Singue	23,2	-	-	-	41,00	-
Campo Singue	23,5	-	-	-	41,03	32,85
Campo Ocano - Pena Blanca	23,8	-	-	48,56	38,10	30,38
Campo Ocano - Pena Blanca	24,0	-	56,80	43,81	34,50	-
Campo Ocano - Pena Blanca	24,2	67,20	51,30	39,95	31,70	25,59
Campo Ocano - Pena Blanca	24,3	64,70	49,70	38,97	31,10	-
Campo PBH	24,7	-	41,80	33,27	26,90	22,14
Campo PBH	24,9	-	40,70	32,55	26,40	21,76
Campo PBH	25,2	50,60	39,40	31,30	25,30	20,70
Otras Muestras	25,5	44,70	35,30	28,40	23,20	19,20
Otras Muestras	26,8	-	23,70	19,56	16,30	13,81
Otras Muestras	26,9	-	23,00	18,80	15,60	13,06
Campo ENO-RON	27,0	-	22,60	18,42	15,20	12,78
Campo ENO-RON	27,1	27,50	22,20	-	15,20	12,86
Campo ENO-RON	27,2	-	-	17,73	14,90	12,67
Campo ENO-RON	27,3	-	19,90	16,55	13,90	11,88
Campo ENO-RON	27,4	-	-	19,28	16,10	-
Campo ENO-RON	27,6	-	22,70	-	15,40	12,97
Campo ENO-RON	27,7	27,30	22,00	-	14,90	-
Campo ENO-RON	27,9	25,60	20,70	-	-	-
Campo ENO-RON	28,0	25,80	20,70	-	-	-



b)

Origen	ENSAYOS					
	API 60/60°F	VIS @ 80 °F	VIS @ 90 °F	VIS @ 100°F	VIS @ 110°F	VIS @ 120°F
	ASTM D-1298	ASTM D 445	ASTM D 445	ASTM D 445	ASTM D 445	ASTM D 445
	°API	cSt	cSt	cSt	cSt	cSt
Campo Tivacuno	15,0	7135,00	4010,40	2361,96	1451,10	926,10
Campo Tivacuno	15,1	7004,70	3981,50	2367,76	1466,80	942,90
Campo Tivacuno	15,4	5842,50	3340,70	1998,28	1244,90	804,70
Campo Tivacuno	15,5	5202,90	2960,30	1764,10	1096,00	707,10
Campo Tivacuno	15,6	4695,40	2723,40	1650,52	1040,70	680,20
Campo Tivacuno	15,8	4303,20	2568,70	1596,13	1028,60	685,10
Campo Tivacuno	15,9	3971,30	2330,40	1427,49	908,90	599,38
Campo Tivacuno	16,0	3595,40	2181,70	1375,99	898,70	605,89
Campo Tivacuno	16,1	3617,50	2141,80	1322,48	848,10	562,93
Campo Tivacuno	16,2	3372,80	2024,00	1264,66	819,60	548,96
Campo Indillana	16,4	-	1467,30	946,81	631,60	434,24
Otras muestras	17,4	1660,70	1114,20	768,80	544,20	394,30
Otras muestras	17,9	943,30	628,20	431,41	304,60	220,54
Campo Tarapoa	19,9	517,40	351,60	246,15	177,10	130,53

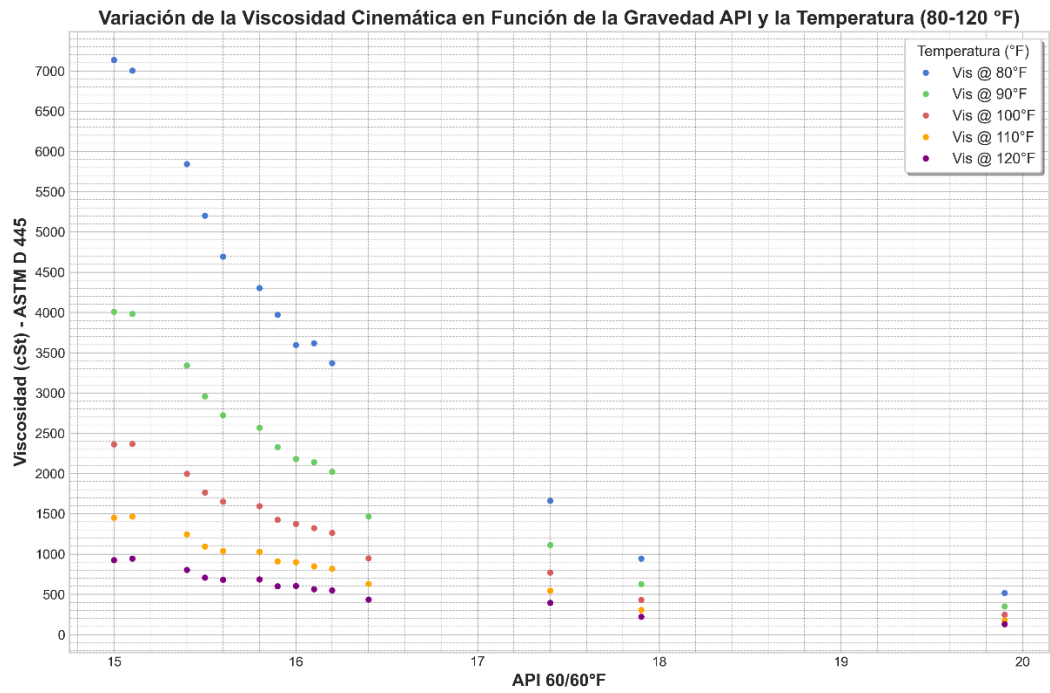
*Nota: Esta tabla proporciona la información correspondiente a los resultados obtenidos en los ensayos de laboratorio. Fuente: Autor*

En la Figura 12 (a y b) se observa cómo se comporta la viscosidad cinemática en función de la gravedad API y la temperatura.

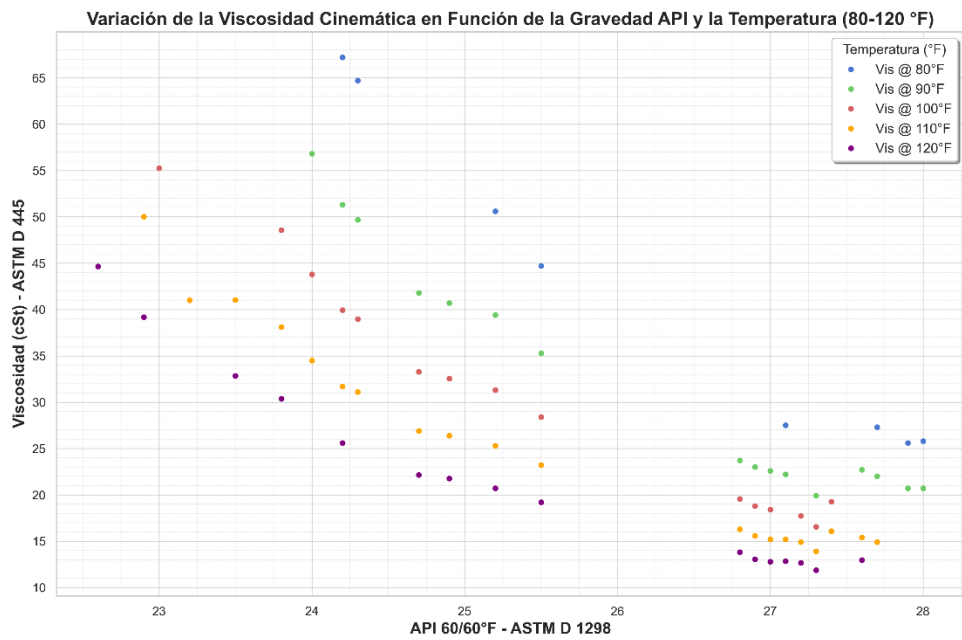
Se puede apreciar que la viscosidad cinemática en los crudos pesados (a), disminuye significativamente con el incremento de la temperatura, estos valores son notoriamente más elevados en comparación a los crudos medianos, esto se debe a su mayor densidad. Por otro lado, en los crudos medianos (b), bajo las mismas condiciones, también se observa una disminución de la viscosidad con el aumento de la temperatura, aunque los valores son consistentemente más bajos en comparación a los crudos pesados, lo cual se debe a su menor densidad.

**Figura 12.** Viscosidad en función del API a diferentes temperaturas.

a)



b)



**Nota:** El grafico muestra el comportamiento general de la viscosidad según la temperatura y el API, destacando la relación entre ambas variables. Fuente: Autor

### 3.3 . Modelo matemático

Con base en los datos obtenidos de la caracterización del crudo, se desarrollaron dos modelos de regresión potencial multivariable utilizando el lenguaje de programación Python: uno para crudo mediano y otro para crudo pesado.

- **Modelo matemático para crudo pesado**

*Ecuación 23. Ecuación para determinar la viscosidad cinemática de los crudos muertos pesados del oriente ecuatoriano*

$$\mu_{od} = 4170726757640670896193536.0000 * T^{-4.7304} * API^{-9.9973}$$

Donde:

$\mu_{od}$  = Viscosidad cinemática (cSt).

API = Densidad API a 60 °F (API).

T = Temperatura (°F).

- **Modelo matemático para crudo mediano**

*Ecuación 24. Ecuación para determinar la viscosidad cinemática de los crudos muertos medianos del oriente ecuatoriano*

$$\mu_{od} = 3108491231658351.5000 * T^{-2.2090} * API^{-6.8416}$$

Donde:

$\mu_{od}$  = Viscosidad cinemática (cSt).

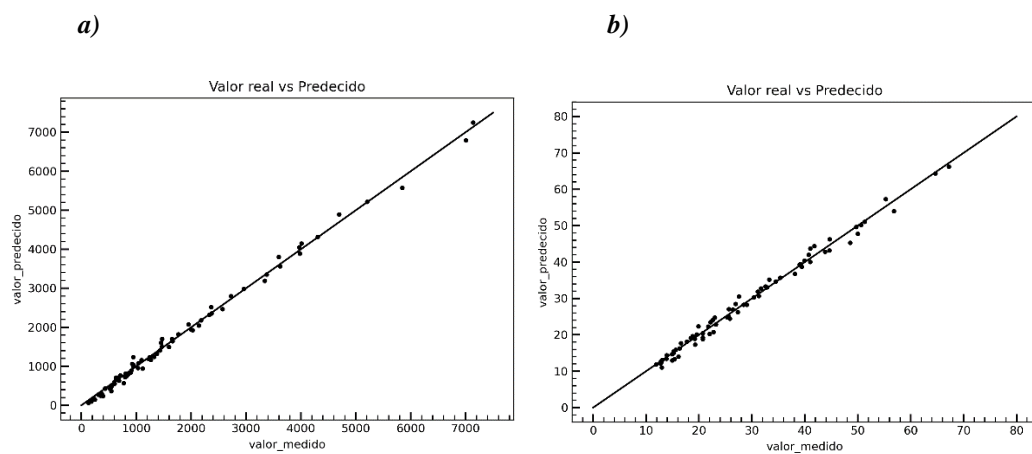
API = Densidad API a 60 °F (API).

T = Temperatura (°F).

El modelo matemático desarrollado para crudos pesados presenta un coeficiente de determinación ( $R^2$ ) de 0,9955, lo que demuestra que explica el 99,6 % de la variabilidad de la viscosidad.

La Figura 13 a, presenta una representación gráfica de los valores experimentales y los predichos por la ecuación 23 mediante el uso de un gráfico cruzado. La gráfica evidencia que los valores predichos muestran un ajuste significativo con los valores observados, destacándose un mejor desempeño del modelo en el rango de viscosidades más bajas. Lo que hace a este modelo matemático como una buena opción para predecir la viscosidad cinemática de los crudos muertos pesados provenientes de los campos del oriente ecuatoriano. El rango de aplicación de este modelo depende de cada una de las variables predictoras, específicamente: a una temperatura entre 80 y 120 °F, y una gravedad API en un rango de 15 a 20.

**Figura 13.** Gráfico cruzado de la viscosidad predicha y la experimental para el modelo de regresión potencial multivariable



**Nota:** Se muestra gráficamente la representación de los valores de viscosidad experimental y predichos por la ecuación 23 y 24 respectivamente. Fuente: Autor

Por otra parte, el modelo matemático desarrollado para crudos medianos presenta un coeficiente de determinación ( $R^2$ ) de 0,9902, lo que demuestra que explica el 99 % de la variabilidad de la viscosidad.

La Figura 13 b, presenta una representación gráfica de los valores experimentales y los predichos por la ecuación 24 mediante el uso de un gráfico cruzado. Se

evidencia que los valores predichos muestran un ajuste significativo con los valores observados, destacándose un mejor desempeño del modelo en el rango de viscosidades medias y bajas. Esto hace al modelo matemático una buena opción para predecir la viscosidad cinemática de los crudos muertos medianos provenientes de los campos del oriente ecuatoriano. El rango de aplicación depende de cada una de las variables predictoras, específicamente: a una temperatura entre 80 y 120 °F, y una gravedad API en el rango de 23 a 28.

### 3.4. Validación del modelo matemático

- **Evaluación del ajuste del modelo**

*Tabla 8. Resumen de coeficientes de relación*

a)

Modelo	R	R <sup>2</sup>
Modelo 1	0.9978	0.9955

b)

Modelo	R	R <sup>2</sup>
Modelo 2	0.9951	0.9902

*Nota:* R: coeficiente de correlación de Pearson, R<sup>2</sup>: coeficiente de determinación. Fuente: Autor

En la Tabla 8a, para el modelo de regresión del crudo pesado, se presenta un coeficiente de determinación (R<sup>2</sup>) de 0,9955, lo que indica que las variables independientes explican el 99,56 % de la variabilidad de la variable dependiente. El 0,44 % restante corresponde al error o residuo no explicado por el modelo de regresión, lo que evidencia un ajuste que puede considerarse como "excelente".

Por otro parte, en la Tabla 8b, para el modelo de regresión del crudo mediano, se presenta un coeficiente de determinación (R<sup>2</sup>) de 0,9902, lo que indica que las

variables independientes explican el 99,02 % de la variabilidad de la variable dependiente. El 1 % restante corresponde al error o residuo no explicado por el modelo, lo que también sugiere que el ajuste puede considerarse igualmente "excelente".

Cabe resaltar que el análisis del coeficiente de correlación (R) no fue considerado, dado que este no es adecuado para evaluar el ajuste de un modelo de regresión no lineal.

- **Interpretación de coeficientes**

*Tabla 9. Coeficientes y resumen de pruebas de significancia ANOVA*

a)

Variables	Coeficiente	Valor t	Sig	Valor F	Sig
<b>Constante</b>	4170726757640670 896193536.0000	1.9913	0.0502		
<b>T</b>	-4.7304	-85.2715	0.0000		
<b>API</b>	-9.9973	-61.8373	0.0000		
				5182.7211	0.0000

b)

Variables	Coeficiente	Valor t	Sig	Valor F	Sig
<b>Constante</b>	3108491231658351 .5000	2.4936	0.0149		
<b>T</b>	-2.2090	-57.6577	0.0000		
<b>API</b>	-6.8416	-71.5599	0.0000		
				2402.0231	0.0000

*Nota:* Coeficiente: coeficientes del modelo, t: estadístico de prueba, F: estadístico de prueba. Fuente:

Autor

La Tabla 9 (a y b) presenta los valores que se obtuvieron al realizar los análisis estadísticos de pruebas t y F, tanto para crudos pesados (a) como para crudos medianos (b).

Se aprecia que los valores t individuales de las variables muestran valores menores al 5%, lo que conlleva a la aceptación de la hipótesis alternativa y confirma que cada variable independiente es estadísticamente significativa. De la misma forma, el valor F, que evalúa las variables independientes de forma grupal, también resulta menor al 5 %, lo que también indica que estas son significativas en conjunto.

Los valores probabilísticos conseguidos para estos modelos, inferiores al 5 %, evidencian que los coeficientes de regresión son estadísticamente significativos, lo que contribuye a explicar la variabilidad de la variable dependiente.

- **Comprobación de supuestos**

### **Independencia de los residuos**

El supuesto de la independencia de los residuos se comprobó con la ayuda del estadístico de Durbin-Watson.

La Tabla 10 (a y b) presenta un resumen del estadístico Durbin-Watson para los modelos de regresión, tanto para crudos pesados (a) como para crudos medianos (b).

La Tabla 10a, indica que el valor del estadístico es 2.2634, lo que permite aceptar la hipótesis nula ( $H_0$ ). De manera similar, en la Tabla 10b, el valor del estadístico es 1.5091, lo que también lleva a aceptar la hipótesis nula ( $H_0$ ), Esto indica que no hay evidencia de autocorrelación en los residuos para ninguno de los dos modelos propuestos.

*Tabla 10. Resumen estadístico Durbin-Watson*

a)

<b>Modelo</b>	<b>R</b>	<b>R<sup>2</sup></b>	<b>Durbin-Watson</b>
<b>Modelo 1</b>	0.9978	0.9955	2.2634

b)

<b>Modelo</b>	<b>R</b>	<b>R<sup>2</sup></b>	<b>Durbin-Watson</b>
<b>Modelo 2</b>	0.9951	0.9902	1.5091

*Nota: Durbin-Watson: estadístico de prueba. Fuente: Autor*

## **Normalidad**

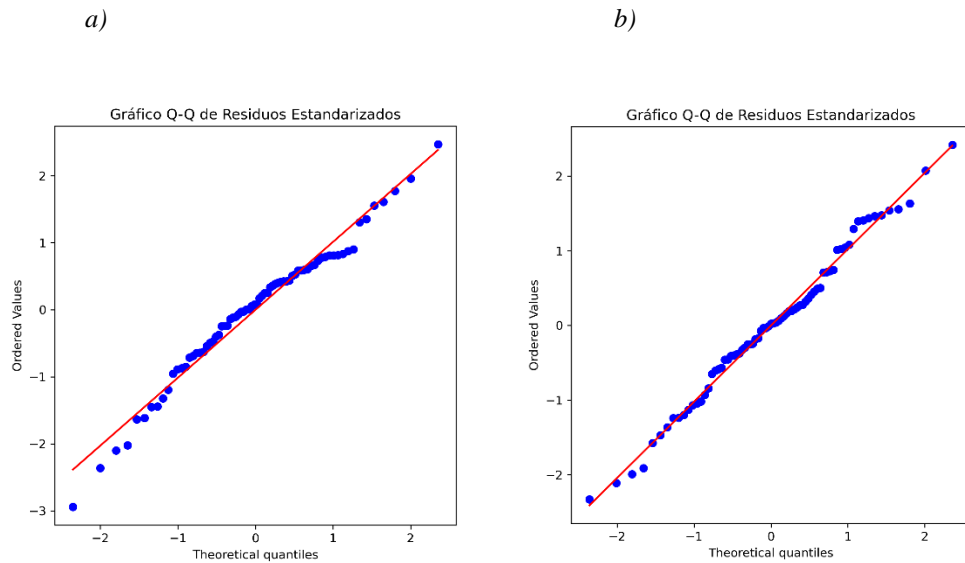
Se realizaron dos pruebas para comprobar el supuesto de normalidad de los residuos: el análisis gráfico mediante la prueba Q-Q y el test de Kolmogórov-Smirnov.

En la Figura 14 (a y b) se muestran gráficamente los cuantiles de los errores, tanto para crudos pesados (a) como para crudos medianos (b).

En la Figura 14a, se observa que los cuantiles de los errores, aunque no se alinean perfectamente con la línea de tendencia, la mayor parte sigue una distribución normal. De la misma manera, en la Figura 14b, los cuantiles de los errores presentan un comportamiento similar, mostrando una tendencia general a la normalidad pese a ciertas desviaciones puntuales.



**Figura 14.** Gráfico Q-Q plot de los residuos estandarizados



**Nota:** Gráfico Q-Q para verificar el supuesto de normalidad: la alineación de los residuos a lo largo de la línea de referencia indica una aproximación a la distribución normal. Fuente: Autor

En la Tabla 11, para el modelo de regresión del crudo pesado, la prueba de Kolmogórov-Smirnov presenta un valor estadístico de 0.088990 y un p-valor de 0.570356. Dado que el p-valor es mayor a 0.05, no se rechaza la hipótesis nula de normalidad, lo que indica que los residuos siguen una distribución normal. De la misma manera, para el modelo de regresión del crudo mediano, el cual presenta un valor estadístico de 0.057843 y un p-valor de 0.950835. Similar al caso anterior, el p-valor mayor a 0.05 respalda el no-rechazo de la hipótesis nula, enfatizando la conclusión de que los residuos también presentan una distribución normal en este modelo.

**Tabla 11.** Prueba estadística de Kolmogórov-Smirnov

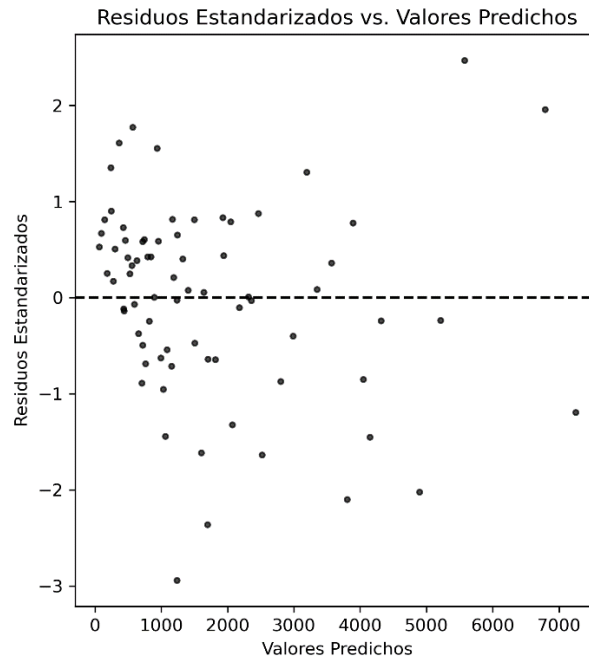
	<b>Prueba</b>	<b>Estadístico</b>	<b>p-valor</b>
<b>1</b>	Modelo para crudo pesado	0.088990	0.570356
<b>2</b>	Modelo para crudo mediano	0.057843	0.950835

**Nota:** test Kolmogórov-Smirnov. Fuente: Autor

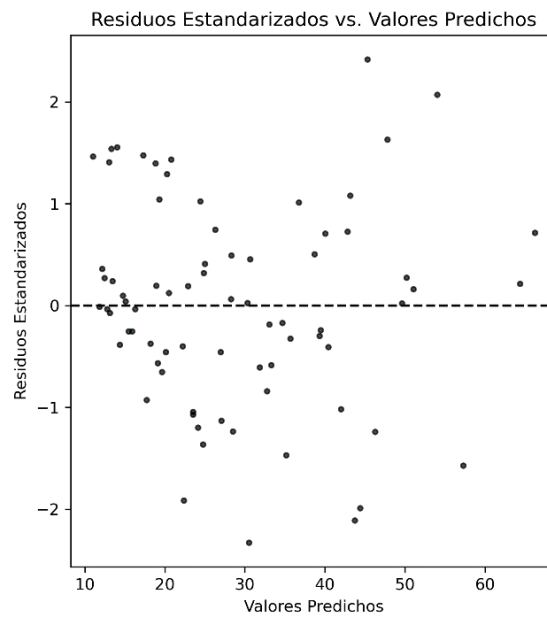
## Homocedasticidad

Figura 15. Gráfico de dispersión de los residuos estandarizados vs valores predichos

a)



b)



**Nota:** Gráfico de dispersión de los residuos estandarizados frente a los valores predichos para evaluar la homocedasticidad del modelo. Fuente: Autor

En la Figura 15, se observa que la mayoría de los residuos se encuentran distribuidos de manera aleatoria, lo que indica que se cumple con el supuesto de homocedasticidad u homogeneidad de varianzas, tanto para el modelo de regresión para crudos pesados (Figura 15a) como para el de crudos medianos (Figura 15b).

## Multicolinealidad

*Tabla 12. Estadísticos de colinealidad*

<b>Estadísticos de Colinealidad</b>					
		<b>Modelo para crudo pesado</b>		<b>Modelo para crudo mediano</b>	
<b>Variable</b>		<b>Tolerancia</b>	<b>VIF</b>	<b>Tolerancia</b>	<b>VIF</b>
<b>0</b>	Constante	0.004443	225.086170	0.002566	389.773351
<b>1</b>	TEM	0.999999	1.000001	0.962479	1.038984
<b>2</b>	API	0.999999	1.000001	0.962479	1.038984

*Nota:* Variable: variables del modelo, Tol: nivel de tolerancia, VIF: Índice de Inflación de la Varianza.

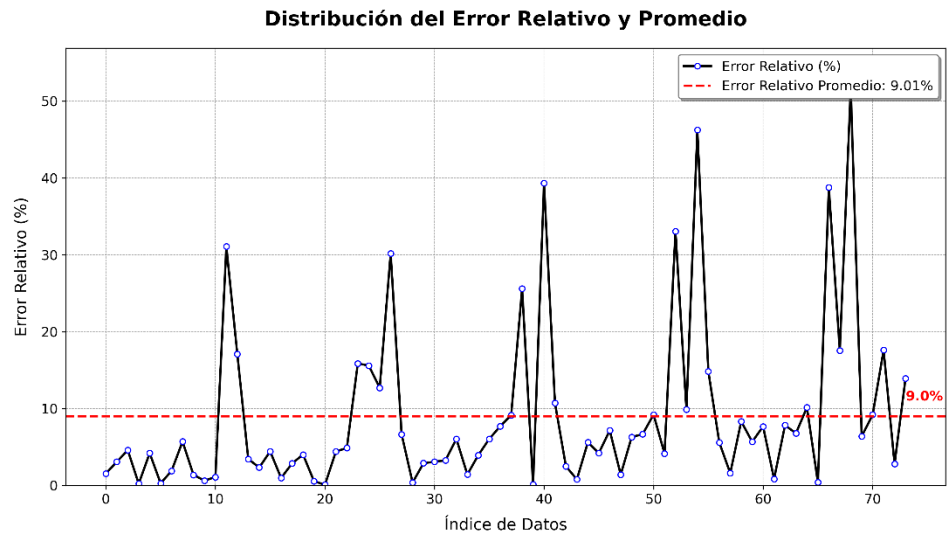
*Fuente:* Autor

La Tabla 12 refleja los valores del VIF y sus tolerancias respectivas para los modelos de regresión de crudo pesado y crudo mediano. Dado que los niveles de tolerancia no se acercan a cero y todos los valores del VIF son significativamente bajos (inferiores a 5) y, no se encontró problemas de multicolinealidad en ninguno de los dos modelos.

- **Evaluación de la precisión del modelo**

### **Error relativo promedio (ERP)**

*Figura 16. Error relativo promedio del modelo para crudo pesado*

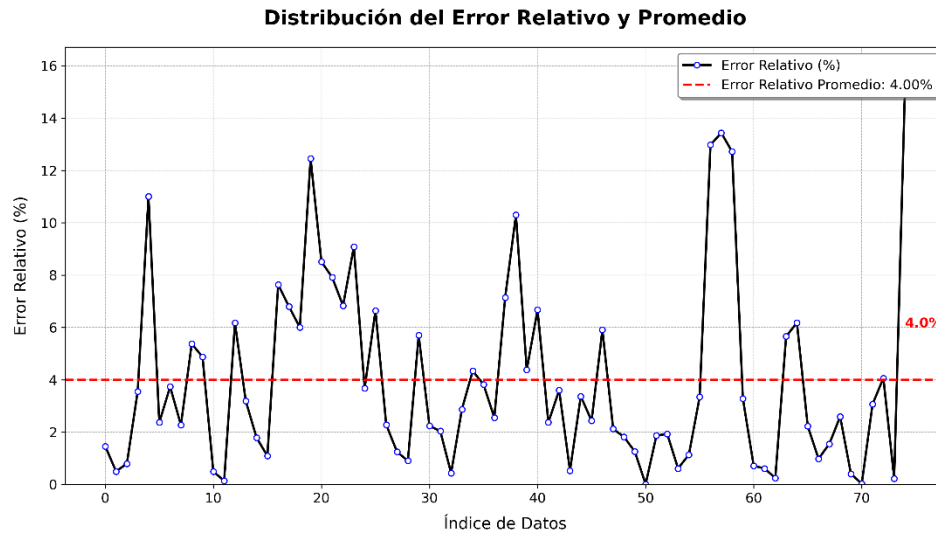


*Nota:* El gráfico muestra el error relativo promedio (%) calculado entre los valores reales y los valores predichos de viscosidad para cada punto de datos en el conjunto analizado. Fuente: Autor

La Figura 16 refleja el error relativo promedio calculado para el conjunto completo de datos, el cual es empleado para evaluar el desempeño del modelo. Este valor expresa, en promedio, el porcentaje de desviación de las predicciones respecto a los valores reales. El cual presenta un valor de 9 % de ERP.

Por otra parte, el modelo utilizado para estimar la viscosidad cinemática en crudos muertos medianos presenta un valor de 4 % de ERP, lo que indica un desempeño significativamente mejor que el anterior. Esto se puede observar en la Figura 17.

**Figura 17.** Error relativo promedio del modelo para crudo mediano



*Nota:* El gráfico muestra el error relativo promedio (%) calculado entre los valores reales y los valores predichos de viscosidad para cada punto de datos en el conjunto analizado. Fuente: Autor

### 3.5. Análisis comparativo con correlaciones propuestas por otros investigadores

Para asegurar una comparación equitativa entre la correlación propuesta en esta investigación y las existentes, se examina la metodología empleada por diversos autores. Dado que el resultado final de estas metodologías se expresa a través del error relativo promedio (ERP) y el ajuste entre los valores obtenidos y los experimentales, representado por el coeficiente de determinación ( $R^2$ ), estos dos parámetros se considerarán fundamentales en la comparación (Aular, 2017).

A continuación, en la Tabla 13, se presenta una comparación en función del error relativo promedio (ERP) y del coeficiente de determinación ( $R^2$ ) entre los modelos establecidos en esta investigación y otros modelos desarrollados por distintos autores.

**Tabla 13.** Comparación de este trabajo con otras correlaciones (pesadas y ligeras)

	<b>Modelo propuesto Pesado - Mediano</b>	<b>Beal (1946)</b>	<b>Naseri et al. (2005)</b>	<b>Kartoatmodjo (1994)</b>	<b>Modified Kartoatmodjo</b>	<b>Glaso (1980)</b>
% ERP	9.0 – 4.0	18.9	24.7	17.1	49.1	14.8
R <sup>2</sup>	0.9955 – 0.9902	0.8640	0.5540	0.841	0.8410	0.873

**Nota:** ERP: error relativo promedio, R<sup>2</sup>: coeficiente de determinación. Fuente: (Sattarin et al., 2007)

Al comparar el porcentaje de error relativo promedio (ERP) y el coeficiente de determinación (R<sup>2</sup>) obtenidos en este trabajo con los modelos tradicionales desarrollados por Beal, Naseri, Kartoatmodjo y Glaso, se puede deducir que los modelos propuestos muestran una clara superioridad sobre los modelos de referencia en la predicción de la viscosidad de las muestras analizadas.

Por otro lado, en la actualidad se siguen desarrollando nuevos modelos para la predicción de la viscosidad de los crudos. Tal es el caso del estudio realizado en un campo productor del estado Monagas, Venezuela, presentado por (Marín, 2020), en el cual se propone un modelo no lineal múltiple para crudos muertos medianos, con un R<sup>2</sup> de 0.9920 y un ERP de 3.44 %. En comparación con el modelo propuesto en esta investigación para crudos medianos, que presenta un R<sup>2</sup> de 0.9902 y un ERP de 4.0 %, se puede decir que los resultados tienen cierta similitud. De manera similar, (Marín, 2017) desarrolló un modelo no lineal para la predicción de la viscosidad en crudos muertos pesados, también en el estado Monagas, obteniendo un ERP de 19.13 %. Frente al 9.0 % alcanzado en esta investigación, esto indica que el modelo propuesto es más competitivo.

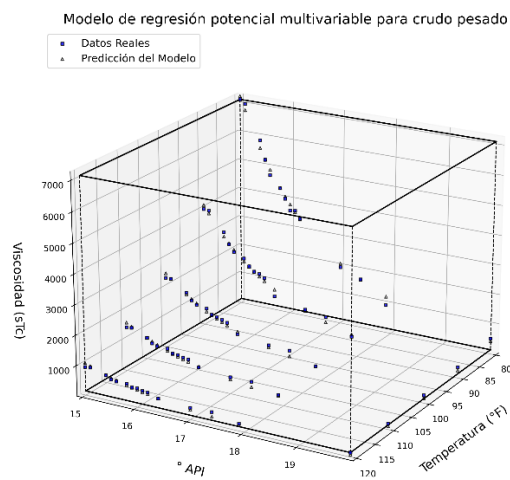
Es importante considerar que la viscosidad del petróleo depende de su composición, por lo que los modelos propuestos están diseñados para un tipo específico de crudo, lo que limita su aplicabilidad. No obstante, se observó que los modelos desarrollados ofrecen un desempeño igual o superior a los previamente mencionados.

### 3.6. Obtención de modelo final

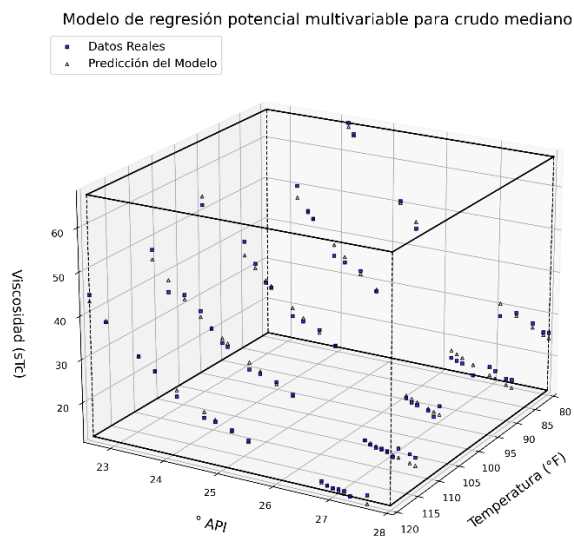
En la figura 18 (a y b), los gráficos muestran cómo las variables independientes que son la gravedad API y temperatura influyen en la predicción de la viscosidad cinemática, ofreciendo una representación gráfica de la relación entre ellas, según el modelo de regresión aplicado.

**Figura 18.** Modelo de regresión potencial multivariable para el crudo extraído en el oriente ecuatoriano

a) crudo pesado



b) crudo mediano

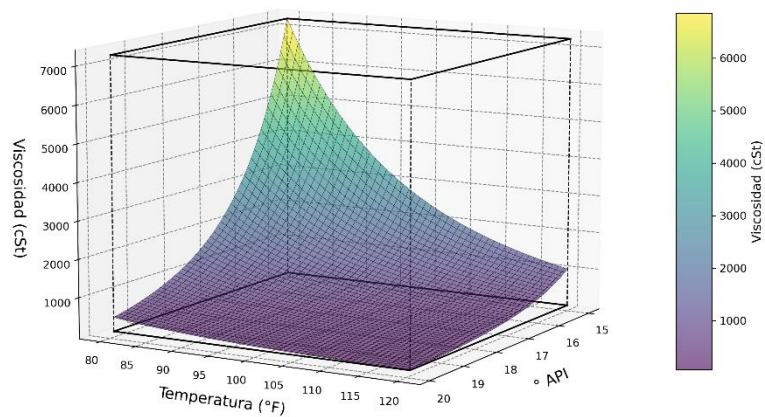


**Nota:** Modelo de regresión potencial multivariable que relaciona a la viscosidad con los °API y la temperatura. Fuente: Autor

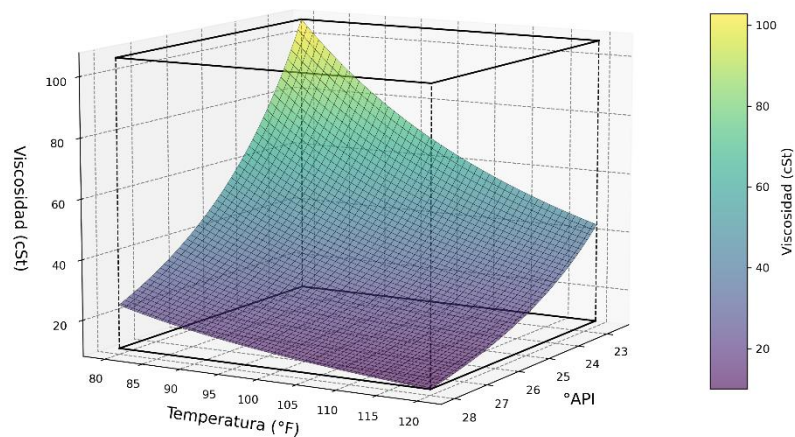
En la figura 19 (a y b), los gráficos nos muestran la superficie de respuesta en 3D, donde el color y las alturas de la superficie representan los valores de viscosidad cinemática calculados por el modelo en función de las variables temperatura y API. Las líneas del marco ayudan con la visualización de la forma del área de predicción en 3D, en tanto, que la barra de colores a la derecha expone la distribución de los valores de viscosidad a lo largo de la superficie.

*Figura 19. Superficie de respuesta del modelo de regresión para el crudo extraído en el oriente ecuatoriano*

*a) crudo pesado*



*b) crudo mediano*



**Nota:** Superficie de respuesta del modelo de regresión potencial multivariable que relaciona a la viscosidad con los °API y la temperatura. Fuente: Autor



Para mejorar la precisión de las correlaciones, puede resultar beneficioso diferenciar entre crudos pesados y livianos, dado que presentan un comportamiento reológico distinto (Sattarin et al., 2007). Por ello, se han desarrollado dos ecuaciones independientes: una para crudos pesados y otra para crudos livianos.

La Tabla 14 muestra los modelos matemáticos desarrollados en esta investigación, los cuales tienen como objetivo estimar la viscosidad cinemática de los crudos extraídos en el oriente ecuatoriano. Estos con las siguientes características:

- El modelo para crudos pesados fue desarrollado con 74 datos experimentales, cubriendo un rango de predicción que va desde 63,0 hasta 7255,1 cSt.
- El modelo para crudos medianos fue desarrollado con 75 datos experimentales, cubriendo un rango de predicción que va desde 9,97 hasta 105,73 cSt.

*Tabla 14. Modelos matemáticos para la predicción de la viscosidad cinemática*

<b>Tipo</b>	<b>Modelo</b>	<b>R<sup>2</sup></b>
<b>Crudo pesado</b>	$\mu_{od} = 4170726757640670896193536.0000 * T^{-4.7304} * API^{-9.9973}$	0.9955
<b>Crudo mediano</b>	$\mu_{od} = 3108491231658351.5000 * T^{-2.2090} * API^{-6.8416}$	0.9902

*Nota:* La Tabla muestra los modelos matemáticos que finalmente se obtuvieron para estimar la viscosidad cinemática en crudos muertos pesados y medianos. Fuente: Autor

## CONCLUSIONES

Con base en los resultados obtenidos en esta investigación, se puede concluir lo siguiente:

1. Se desarrollaron dos modelos matemáticos no lineales basados en regresiones potenciales multivariantes, que pueden ser utilizados para predecir la viscosidad cinemática de los crudos muertos pesados y medianos provenientes de los campos productores del Oriente ecuatoriano, considerando a la temperatura y gravedad API como variables predictoras.
2. El primer modelo diseñado para crudos muertos pesados con un rango de aplicabilidad entre 80 y 120 °F de temperatura y de API de 15 a 20 grados, presentó un error relativo promedio del 9.0 % y un coeficiente de determinación del 99.6 %.
3. El segundo modelo diseñado para crudos muertos medianos con un rango de aplicabilidad entre 80 y 120 °F y API de 23 a 28 grados, presentó un error relativo promedio del 4.0 % y un coeficiente de determinación del 99.0 %.
4. Se realizaron evaluaciones estadísticas considerando los supuestos fundamentales de independencia, normalidad, multicolinealidad y homocedasticidad. Estas fueron reforzadas con indicadores de bondad de ajuste, como el coeficiente de determinación ( $R^2$ ) y la evaluación del error relativo promedio (ERP), así como también las pruebas de hipótesis basadas en las distribuciones t y F.
5. Los coeficientes de determinación ( $R^2$ ) de 0.9955 para el modelo 1 y 0.9902 para el modelo 2, permitieron confirmar que el planteamiento seleccionado es el apropiado para describir fenómenos no lineales en sistemas complejos como los estudiados.
6. Los modelos propuestos tienen la capacidad de predecir con cierto grado de precisión la viscosidad cinemática de los crudos que se extraen en el oriente ecuatoriano, aunque estos modelos son aplicables específicamente a los rangos y condiciones en que fueron desarrollados, sus fundamentos pueden servir como

cimientos para investigaciones futuras y de esta manera ampliar su uso en otros tipos de crudo.

7. El objetivo de desarrollar estos modelos con un alto grado de precisión para la estimación de parámetros es minimizar la necesidad de pruebas de laboratorio, las cuales implican un alto costo, y reducir el tiempo de respuesta en la determinación de un parámetro específico, lo que representa un aporte significativo para la industria.
8. La aplicación de normas ASTM permitió garantizar la validez y confiabilidad de los datos experimentales.
9. La aplicación de la Norma Técnica Ecuatoriana NTE INEN 930 permitió recolectar muestras de crudo representativas las cuales fueron indispensables para el desarrollo de este proyecto de investigación.

## **RECOMENDACIONES**

A continuación, se presentan algunas recomendaciones para futuras investigaciones basadas en la misma metodología de estudio.

1. Se recomienda en una segunda etapa de esta investigación con el objetivo de mejorar el grado de predicción la inclusión de más puntos de datos experimentales.
2. La incorporación de nuevas variables predictoras contribuiría a disminuir el error relativo promedio (ERP) de los modelos en comparación con los datos experimentales.
3. En la recolección de datos, se recomienda incrementar la cantidad de muestras de crudo mediante la inclusión de nuevos campos productores como parte del objeto de estudio.

## REFERENCIAS

- Abuín, J. M. R. (2007). *Regresión lineal múltiple*.
- Alcívar, L. (2022). *CARACTERIZACIÓN FÍSICOQUÍMICA DEL CRUDO PESADO DEL CAMPO PUNGARAYACU.pdf*.
- Alcívar, L. S. A. (2022). *CARACTERIZACIÓN FÍSICOQUÍMICA DEL CRUDO PESADO DEL CAMPO PUNGARAYACU*.
- Arias, F. (2012). El proyecto de investigación 6ta Edición. *Editorial Episteme*.
- Arzápalo, Y. (2016). Evaluación De Métodos Para Calcular La Viscosidad De Crudos Pesados/Extrapesados Y Modificación Al Modelo De Lohrenz, Bray Y Clark. *Universidad Nacional Autónoma De México*, 107. <http://www.ptolomeo.unam.mx:8080/jspui/bitstream/132.248.52.100/10513/1/Tesis.pdf>
- ASTM International. (2009). Standard Practice for Viscosity-Temperature Charts for Liquid Petroleum. *ASTM International, West Conshohocken, PA, 09*(Reapproved 2015), 1–6. <https://doi.org/10.1520/D0341-09R15.2>
- ASTM International. (2017). *D1298-12 Método de prueba estándar para determinar la densidad, la densidad relativa o la gravedad API del petróleo crudo y los productos líquidos derivados del petróleo mediante el método de densímetro*. 2017, 1–12. <https://doi.org/10.1520/D1298>
- ASTM International. (2018). Standard Test Method for Kinematic Viscosity of Transparent and Opaque Liquids (the Calculation of Dynamic Viscosity). *Manual on Hydrocarbon Analysis, 6th Edition*, 126-126–128. <https://doi.org/10.1520/mnl10842m>
- Aular, A. (2017). DESARROLLO DE CORRELACIÓN PARA VISCOSIDAD DE CRUDO MUERTO EN EL ÁREA DE PETROMONAGAS EN LA FAJA PETROLÍFERA DEL ORINOCO. *Bibliogeo.Ing.Ucv.Ve*, 138. [http://bibliogeo.ing.ucv.ve/DB/bfiegucv/EDOCS/SRed/2012/10/T041500005176-0-TEG\\_ANAYA\\_RAQUEL\\_2004-000.pdf](http://bibliogeo.ing.ucv.ve/DB/bfiegucv/EDOCS/SRed/2012/10/T041500005176-0-TEG_ANAYA_RAQUEL_2004-000.pdf)

- Buenaño, J. C., & Cedeño, C. de la C. (2011). *Verificación de Calidad de Modelos de Regresión Lineal Software Estadístico de Regresión ERLA*.
- Bustos, E. (2017). *MODELO MATEMÁTICO PARA ESTIMAR LA VISCOSIDAD DE CRUDOS PESADOS*.  
<http://www.ptolomeo.unam.mx:8080/jspui/bitstream/132.248.52.100/10513/1/Tesis.pdf>
- Campos, D. (2013). Estimación de la creciente media anual en la Región Hidrológica Núm. 10 de México con base en ecuaciones de regresión potencial\*\*Citación estilo Chicago Campos-Aranda, Daniel Francisco. Estimación de la creciente media anual en la Región Hidrológica Núm. *Ingeniería, Investigación y Tecnología*, 14(4), 563–574. [https://doi.org/10.1016/s1405-7743\(13\)72266-2](https://doi.org/10.1016/s1405-7743(13)72266-2)
- Cárdenas, C. G. (2015). *Instituto politécnico nacional*.
- Carrasquilla, A., Chacón, A., Núñez, K., Gómez, O., Valverde, J., & Guerrero, M. (2016). Regresión lineal simple y múltiple: aplicación en la predicción de variables naturales relacionadas con el crecimiento microalgal. *Revista Tecnología En Marcha*, 29(8), 33. <https://doi.org/10.18845/tm.v29i8.2983>
- Chapra, S. C., & Canale, R. P. (2015). *Metodos Numericos para Ingenieros*. In *Sustainability (Switzerland)* (Vol. 11, Issue 1). [http://scioteca.caf.com/bitstream/handle/123456789/1091/RED2017-Eng-8ene.pdf?sequence=12&isAllowed=y%0Ahttp://dx.doi.org/10.1016/j.regsciurbeco.2008.06.005%0Ahttps://www.researchgate.net/publication/305320484\\_SISTEM\\_P\\_EMBETUNGAN\\_TERPUSAT\\_STRATEGI\\_MELESTARI](http://scioteca.caf.com/bitstream/handle/123456789/1091/RED2017-Eng-8ene.pdf?sequence=12&isAllowed=y%0Ahttp://dx.doi.org/10.1016/j.regsciurbeco.2008.06.005%0Ahttps://www.researchgate.net/publication/305320484_SISTEM_P_EMBETUNGAN_TERPUSAT_STRATEGI_MELESTARI)
- Cordova, V., Montalvo, M., Flor, A., & Hector, K. (2021). Modelo matemático para la predicción de la capacidad de soporte (CBR) en suelos expansivos estabilizados con cenizas de cáscaras de arroz y cal a partir de sus propiedades índice y de compactación. *Universidad Peruana de Ciencias Aplicadas (UPC)*, 1–165. <https://repositorioacademico.upc.edu.pe/handle/10757/657405>
- Curtis, C., Eric Decoster Caracas, V., Angel Guzmán-Garcia, V., Huggins, C., Knauer Mike Minner ChevronTexaco Bakersfield, L., Nathan Kupsch, C., Marina Linares, L., Waite, M., Askey, S., Brown, G., Ferdiansyah, E., Nguyen, T., Haiek, A.,

- Harkins, G., Jenkins, S., & Williams, J. (2000). *Heavy-Oil Reservoirs Oil producers involved in heavy-oil recovery face special production challenges. However, innovative drilling, completion, stimulation and monitoring techniques help make heavy-oil reservoirs profitable assets.*
- Forero, G., & Martinez, J. (2020). *MODELO DE REGRESIÓN LINEAL MÚLTIPLE PARA EL PRONÓSTICO DE VENTAS DE BOLSAS ECOLÓGICAS PARA LA EMPRESA BOLECO SA, EN LA CIUDAD DE BOGOTÁ DC GERALDINE.* 2507(February), 1–9.
- Gadiel, E., & Cruz, D. E. L. A. (2016). *Universidad Autónoma del Estado de México Facultad de Química A N A L I S I S D E L A S P R O P I E D A D E S D E CALI DAD DE UN CRUD O Que para obtener el título de INGENIERO QUÍMICO Presenta :*
- Gonzales, S. D. (2024). *DE SANTA ELENA.*
- Gutierrez, H., & De la Vara, R. (2008). *Análisis y diseño de experimentos Segunda edición Humberto Gutiérrez Pulido Centro Universitario de Ciencias Exactas e Ingeniería Universidad de Guadalajara Román de la Vara Salazar Centro de Investigación de Matemáticas Guanajuato, México. In McGRAW-HILL/INTERAMERICANA EDITORES, S.A. de C.V. A.* <https://doi.org/10.3906/sag-1507-147>
- Gutiérrez, L. (2020). *MODELO MATEMÁTICO PARA EL CÁLCULO DE LA VISCOSIDAD DE ACEITES PESADOS Y EXTRAPESADOS BASADO EN MÉTODOS DE REGRESIÓN NO LINEAL TESIS.*
- Hernandez, S., & Avila, D. (2020). *Data Collection Techniques and Instruments. Boletín Científico de Las Ciencias Económico Administrativas Del ICEA, 9(17), 51–53.* <https://doi.org/10.5040/9798216025450.ch-008>
- Herrera, E. (2018). *ESTUDIO DE MEZCLAS DE DIFERENTES ALCOHOLES CON LA GASOLINA BASE PRODUCIDA EN LA REFINERÍA DE LAGO AGRIO POR LA EMPRESA PETROAMAZONAS EP, PARA MEJORAR SUS PROPIEDADES Y POTENCIALIZAR SU USO COMO COMBUSTIBLE.*
- INEN. (1982). *Norma Ecuatorina “Petróleo crudo y sus derivados. Muestreo.” 1–27.*

- Izquierdo, A., & Rivas, O. (1997). *A Global Approach to Asphaltene Deposition Problems*. 1–8. <https://doi.org/10.2118/37251-ms>
- Knaanie, R., Šebek, J., Tsuge, M., Myllys, N., Khriachtchev, L., Räsänen, M., Albee, B., Potma, E. O., Gerber, R. B., Castro M, O. N., Santiago, J., Álvarez, J., Carbonatada, R., Coria, I. D., 辻村和也, 吉村裕紀, 山口陽子, 本多昭幸, 橋元大介, ... Met, X. (2016). *INSTITUTO TECNOLÓGICO DE CIUDAD MADERO División de Estudios de Posgrado e Investigación TESIS “*. 83(2), 131–142. [https://sites.google.com/site/organicaiii/quimica\\_organica/quimica-organica-iii-nueva/quimica-organica-iii-2009-2012/test-analisis-funcional-2011/e7-e8\\_2011/e7\\_2011%0Ahttp://www.sustentabilidad.uai.edu.ar/pdf/ing/uais-iga-600-001-remediacion.pdf%0Ahttp:](https://sites.google.com/site/organicaiii/quimica_organica/quimica-organica-iii-nueva/quimica-organica-iii-2009-2012/test-analisis-funcional-2011/e7-e8_2011/e7_2011%0Ahttp://www.sustentabilidad.uai.edu.ar/pdf/ing/uais-iga-600-001-remediacion.pdf%0Ahttp:)
- Leffler, W. L. (2008). *Petroleum Refining in Nontechnical Language*. PennWell. <https://books.google.com.ec/books?id=YCJrzgEACAAJ>
- Magdalena P. de Ferrer. (2010). *Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos*.
- Mancilla, O., Albariño, L., Meissinger, V., Rivadeneira, M., & Sciamanna, S. (2020). *Sistemas Petroleros De La Cuenca Oriente. Ecuador*. 287–311. <https://doi.org/10.3997/2214-4609-pdb.266.13>
- Marín, T. (2017). *Modelo matemático para la predicción de la viscosidad de crudos pesados muertos producidos en el Estado Monagas , Venezuela ( Mathematical model for the prediction of the dead heavy crude oil viscosity produced in Monagas State , Venezuela )*. 16–27.
- Marín, T. (2020). *Modelo matemático para la predicción de la viscosidad de petróleo crudo mediano de campos productores del Estado Monagas en Venezuela A mathematical model for prediction of the viscosity of medium crude oil from producing fields at Monagas State in Venezu*. 25(1), 13–20.
- Ministerio de Energía y Minas. (2023). *5000 Pozos Petroleros Oriente Ecuatoriano*. [https://www.rekursyenergia.gob.ec/wp-content/uploads/2023/08/Perforacion-de-pozos\\_compressed.pdf](https://www.rekursyenergia.gob.ec/wp-content/uploads/2023/08/Perforacion-de-pozos_compressed.pdf)
- Minnaard, C. (2011). Modelos de regresión lineales y no lineales: Su aplicación en problemas de ingeniería. *Revista Seden14*, 14, 195–214.



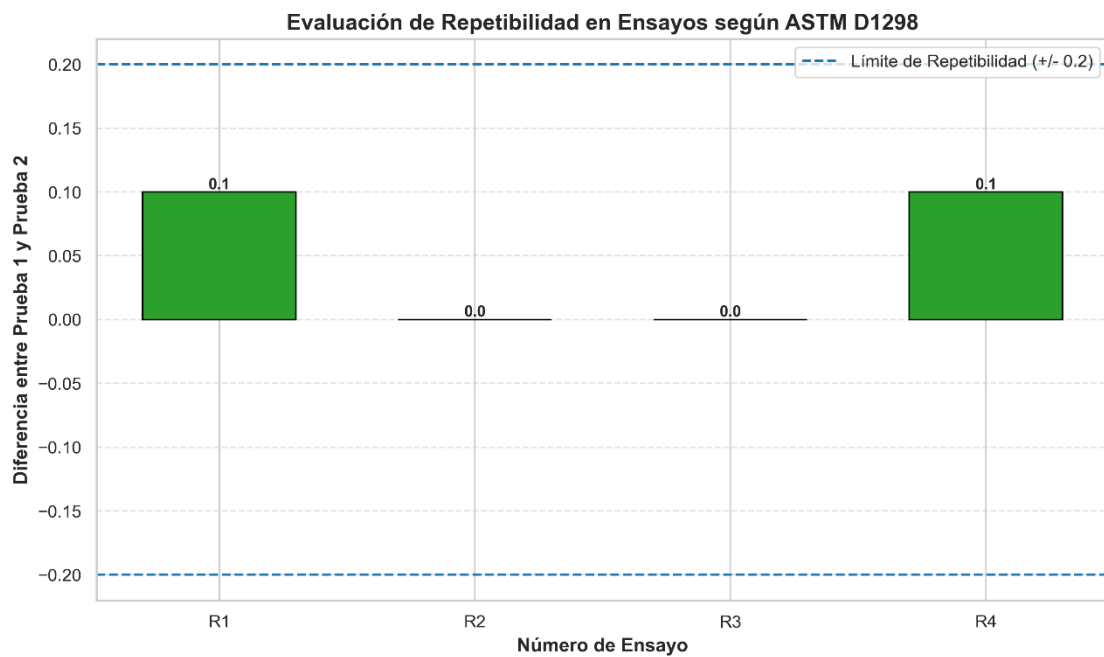
- <http://rspl.royalsocietypublishing.org/content/by/year/1888>
- Molina, M. (2021). No lo dejes a medias. Diagnóstico del modelo de regresión. *Revista Electronica de AnestesiaR*, 4(10), 2–5. <http://revistaanestesiario.org/index.php/rear/article/view/671/1190>
- Morales, C. A. C., & Mora, C. (2012). Experimentos de mecánica con temporizador de bajo costo. *Revista Brasileira de Ensino de Física*, 34(4). <https://doi.org/10.1590/s1806-11172012000400011>
- Ocampo, A. (2022). *DETERMINACIÓN DEL EFECTO DE LA TEMPERATURA EN LA CURVA DE VISCOSIDAD EN CRUDOS PESADOS Y EXTRAPESADOS DE COLOMBIA- VENEZUELA*. 19(5), 1–23.
- Orcini, C., Torres, J., & Arellano, M. (n.d.). *ASTM Resumen*.
- Pardo, A., & Ruiz, M. (2005). *Análisis de datos con SPSS 13* (Issue December).
- Pat Fernandez, L. A. (2013). *Introducción a los modelos de regresión*. Plaza y Valdes (Mexico). <https://elibro.net/es/lc/upse/titulos/39173>
- Poling, B. E., Prausnitz, J. M., & O'Connell, J. P. (2001). The Properties of Gases and Liquids. In *Physics Today* (Vol. 12, Issue 4). <https://doi.org/10.1063/1.3060771>
- Poveda, R., Merizalde, P., & Torres, E. (2013). *El petróleo en el Ecuador; La nueva era petrolera*. Obtenido de <https://www.eppetroecuador.ec/wpcontent/uploads/downloads/2015~...>
- Quevedo Urias, H. A., & Perez Salvador, B. R. (2015). *Estadística para ingeniería y ciencias*. Grupo Editorial Patria. <https://elibro.net/es/lc/upse/titulos/39467>
- Quintero, D. S. (2017). *EVALUACIÓN DE LA PRODUCCIÓN POTENCIAL DE CRUDOS MEDIANOS EN LOS POZOS INACTIVOS UBICADOS EN EL DISTRITO SAN TOMÉ - ANZOÁTEGUI*.
- Remolina Campos, S. A., Luna Cáceres, C. A., Espitia Castellanos, J., & Patiño Reyes, É. J. (2019). Una mirada al desarrollo de aditivos reductores de viscosidad y sus aplicaciones en el transporte de crudos pesados. *Revista ION*, 32(1), 35–48. <https://doi.org/10.18273/revion.v32n1-2019003>
- Rodríguez J, Ortiz A, Figuera R, Orfila L, Molina J.W, & Molina F. (2020).

- Caracterización De La Viscosidad Y Su Comportamiento En Los Procesos Termicos Aplicados En Yacimientos De Crudos Pesados. *Thermal Oil Recovery. Nakasawa Mining & Energy LTD*. <https://www.nakasawaresources.com/wp-content/uploads/2020/07/2020-012-VISCOSIDAD-THERMAL-RECOVERY.pdf>
- Salazar, G., & Panchi, B. (2014). Análisis de la Evolución de la Demanda Eléctrica en el Ecuador Considerando el Ingreso de Proyectos de Eficiencia Energética. *Epn*, 33(3), 1–10.
- Saldaña, R. (2016). Metodología de la investigación - Pruebas de bondad de ajuste a una distribución normal. *Enfermería Del Trabajo*, 6(3), 105–114. <https://dialnet.unirioja.es/servlet/articulo?codigo=5633043>
- Sánchez, J. (2019). *CORRELACIÓN PARA VISCOSIDAD DE CRUDO MUERTO PARA LAS EEMM PETROJUNIN – PETROINDEPENDENCIA – PETROMONAGAS UBICADAS EN LA FAJA PETROLÍFERA DEL ORINOCO HUGO CHÁVEZ*.
- Sánchez, D. V., & Martínez. (2022). Técnicas e instrumentos de recolección de datos. *TEPEXI Boletín Científico de La Escuela Superior Tepeji Del Río*, 9(17), 38–39. <https://doi.org/10.29057/icea.v9i17.6019>
- Sattarin, M., Modarresi, H., & Teymori, M. (2007). New Viscosity Correlations for Dead Crude Oils. *Petroleum & Coal*, 49(2), 33–39. [http://www.vurup.sk/sites/vurup.sk/archivedsite/www.vurup.sk/pc/vol49\\_2007/issue2/pdf/pc\\_2\\_2007\\_sattarin.pdf](http://www.vurup.sk/sites/vurup.sk/archivedsite/www.vurup.sk/pc/vol49_2007/issue2/pdf/pc_2_2007_sattarin.pdf)
- Smith, J., McCabe, W., & Peter Harriott, emeritus. (2004). *Unit Operations of Chemical Engineering*. McGraw-Hill Education. <https://books.google.com.ec/books?id=Ffv1wAEACAAJ>
- Tarazona, C. S. (2019). *MODELO MATEMÁTICO DE REGRESIÓN LINEAL MÚLTIPLE PARA DETERMINAR LOS DESPLAZAMIENTOS EN LADERAS INESTABLES GENERADORAS DE IMPACTOS AMBIENTALES EN OBRAS DE SERVICIO CARROZABLE - HUARAZ*.
- Yagual, I. L. (2014). *OBTENCIÓN DE PARÁMETROS PETROFÍSICOS Y PROPIEDADES DE FLUIDOS A PARTIR DE DATOS DE CAMPO Y CORRELACIONES NUMÉRICAS PARA PREDECIR EL COMPORTAMIENTO DEL YACIMIENTO: ESTIMACIÓN DEL FACTOR RECOBRO EN EL CAMPO PACOA*.

## ANEXOS

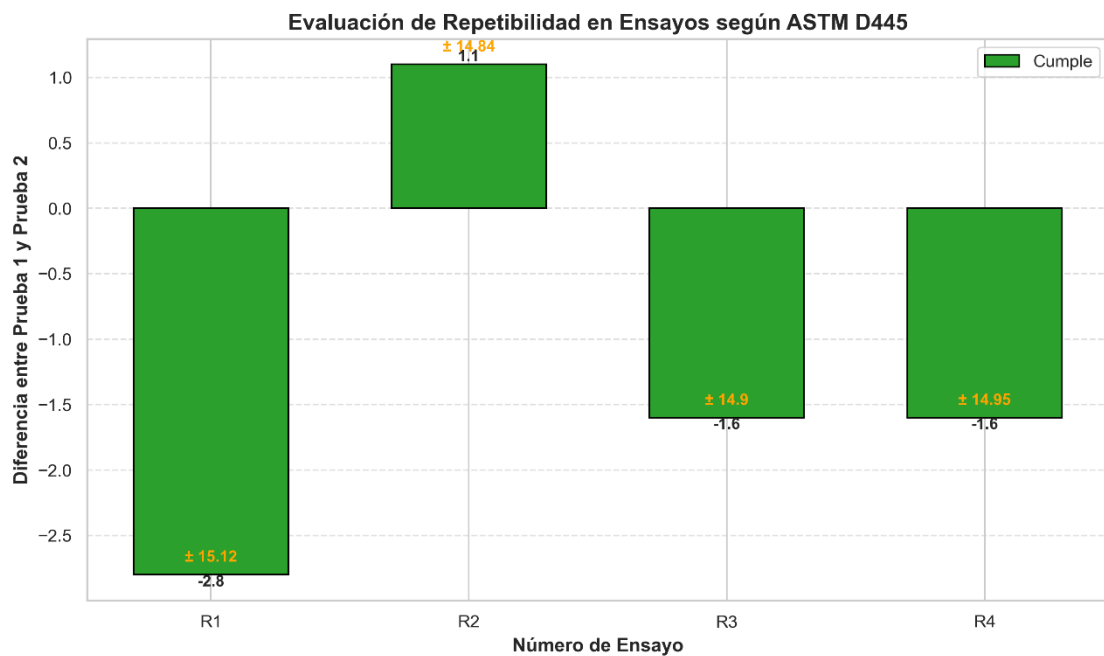
**Anexo 1:** Evaluación de la precisión del método ASTM-D1298

Nº Ensayo	Prueba 1	Prueba 2	Diferencia P1 – P2	Repetibilidad Astm-D1298 (+/-)	Cumple
R1	13.0	13.1	0.1	0.2	Si
R2	13.0	13.0	0.0	0.2	Si
R3	13.0	13.0	0.0	0.2	Si
R4	12.9	13.0	0.1	0.2	Si



**Anexo 2:** Evaluación de la precisión del método ASTM-D445

Nº Ensayo	Prueba 1	Prueba 2	Diferencia P1 – P2	Repetibilidad Astm-D445 (+/-) <b>0.08088x</b> <b>(8.08%)</b>	Cumple
R1	185.6	188.4	-2.8	15.12	Si
R2	184.0	182.9	1.1	14.84	Si
R3	183.4	185.0	-1.6	14.90	Si
R4	184.1	185.7	-1.6	14.95	Si



**Anexo 3:** Estándar utilizado en la evaluación de repetibilidad según el método ASTM D1298

API Gravity, Hydrometer, D287-12b

**Data Report**  
**API Gravity, Hydrometer by D287-12b (°API)**  
**No 6 Fuel Oil - F62001**

*Comparison Labs*

	Result	Z-Score	Notes
EPA F62001 Result	NDS		NDS

**Summary of Results**

<b>Conforming Results</b>	98	
<b>Results Used</b>	94	
<b>Average</b>	13.01	
<b>StdDev</b>	0.09	
<b>ASTM R</b>	0.50	
<b>These Data R</b>	0.24	Better than ASTM R
<b>TPI</b>	2.10	
<b>ADrs Statistic</b>	1.04	Marginally Normal

**Legend**

- NDS No Data Submitted
- NCR Non Conforming Results
  - 1 Test result outside  $\pm 3$  sigma range for These Data
  - 2 Test result outside  $\pm 3$  sigma range for ASTM Reproducibility
  - 3 Z-Score outside range of -2 to 2
- # Z-Score > 90
- \$ Z-Score not calculated.
- \$\$ Z-Score not calculated - submitted result was non-conforming (see NCR).
- \$\$\$ Z-Scores non-existent - all lab results submitted were the same.
- \$\$\$\$ ZScore is not displayed as StdDev is greater than 20% of Mean
- NSP1 No Statistics Performed, <8 results submitted.
- NSP2 No Statistics Performed, mixed data set w/ >18% non-numeric results.
- NSP3 No Statistics Performed, as recommended by program reviewer.
- NSP4 No Statistics Performed, mixed data set w/ >18% ND results.
- R Rejected by GESD

**Anexo 4:** Estándar utilizado en la evaluación de repetibilidad según el método ASTM D445



**Viscosity, Kinematic, 50 °C, D445-19**

**Data Report**  
**Viscosity, Kinematic, 50 °C by D445-19 (mm<sup>2</sup>/s)**  
**No 6 Fuel Oil - F62001**

*Comparison Labs*

	<b>Result</b>	<b>Z-Score</b>	<b>Notes</b>
EPA F62001 Result	NDS		NDS

**Summary of Results**

<b>Conforming Results</b>	221	
<b>Results Used</b>	215	
<b>Average</b>	184.13	
<b>StdDev</b>	2.66	
<b>ASTM R</b>	15.58	
<b>These Data R</b>	7.37	<b>Better than ASTM R</b>
<b>TPI</b>	2.11	
<b>ADrs Statistic</b>	1.49	<b>Not Normal</b>

**Legend**

- NDS No Data Submitted
- NCR Non Conforming Results
  - 1 Test result outside  $\pm 3$  sigma range for These Data
  - 2 Test result outside  $\pm 3$  sigma range for ASTM Reproducibility
  - 3 Z-Score outside range of -2 to 2
- # Z-Score > 90
- \$ Z-Score not calculated.
- \$\$ Z-Score not calculated - submitted result was non-conforming (see NCR).
- \$\$\$ Z-Scores non-existent - all lab results submitted were the same.
- \$\$\$\$ ZScore is not displayed as StdDev is greater than 20% of Mean
- NSP1 No Statistics Performed, <8 results submitted.
- NSP2 No Statistics Performed, mixed data set w/ >18% non-numeric results.
- NSP3 No Statistics Performed, as recommended by program reviewer.
- NSP4 No Statistics Performed, mixed data set w/ >18% ND results.
- R Rejected by GESD

**Anexo 5:** Reporte de verificación de capilar 500/Z665

**REPORTE DE VERIFICACION DE CAPILARES DE VISCOSIDAD**

DESCRIPCION DEL EQUIPO			
Area: Petróleos	Ubicación:	Lago Agrio	
Equipo: Capilar de Viscosidad	Código:	INSP-LAB-O&P-MV-03	
Marca: Cannon	Rango:	1800-8000	
Modelo: 500	División min.:	n/a	
Serie: Z665	Tolerancia Equipo:	n/a	

RESULTADOS							
Temp. prueba	Tiempo 1	Constante 1	Tiempo 2	Constante 2	Resultado 1	Resultado 2	Promedio
°C	T1 seg	C1 mm <sup>2</sup> /s <sup>2</sup>	T2 seg	C2 mm <sup>2</sup> /s <sup>2</sup>			
37,78	248,41	7,4849	351,51	5,2473	1844,35	1844,48	1844,42

CRITERIO DE ACEPTACION				
Patrón	Patron ±U	Limite alto	Limite bajo	Banda de tolerancia para el nivel de viscosidad Tabla A1
valor certificado	cSt	cSt	cSt	±%
1847,0	7,20	1854,20	1839,80	0,39

Resultado:  Conforme  No Conforme

IDENTIFICACION DE PATRONES EMPLEADOS				
Descripción de Patrones	Certificado			
	Emitido por	Trazable a	Número	Válido hasta
Standard de Viscosidad S2000	CANNON	NIST	18101	Abr 30, 2024

Cálculos efectuados según: ASTM D445-17a

Constants, Units and Uncertainty, NIST Technical Note 1297  
1994 Edition.  
Nivel de confianza: 95,45%  
Factor de cobertura: 2  
Número de lecturas por punto: n/a

Condiciones Ambientales: 22°C-80%HR

Firma: Ing. Ivan Yagual

Fecha: 17/02/2024

**Anexo 6:** Reporte de verificación de capilar 350/89F

**REPORTE DE VERIFICACION DE CAPILARES DE VISCOSIDAD**

DESCRIPCION DEL EQUIPO			
Area: Petróleos	Ubicación:	Lago Agrio	
Equipo: Capilar de Viscosidad	Código:	INSP-LAB-O&P-EQ-027	
Marca: Cannon	Rango:	100-500 cSt	
Modelo: 350	División min.:	n/a	
Serie: 89F	Tolerancia Equipo:	n/a	

RESULTADOS							
Temp. prueba	Tiempo 1	Constante 1	Tiempo 2	Constante 2	Resultado 1	Resultado 2	Promedio
°C	T1 seg	C1 mm <sup>2</sup> /s <sup>2</sup>	T2 seg	C2 mm <sup>2</sup> /s <sup>2</sup>			
37,78	372,15	0,5568	491,62	0,4215	207,21	207,22	207,22

CRITERIO DE ACEPTACION				
Patrón	Patron ±U	Limite alto	Limite bajo	Banda de tolerancia para el nivel de viscosidad Tabla A1
valor certificado	cSt	cSt	cSt	±%
207,1	0,62	207,72	206,48	0,30

Resultado:  Conforme  No Conforme

IDENTIFICACION DE PATRONES EMPLEADOS				
Descripción de Patrones	Certificado			
	Emitido por	Trazable a	Número	Válido hasta
Standard de Viscosidad S200	CANNON	NIST	17101	Ene 31, 2024

Cálculos efectuados según: ASTM D445-12

Constants, Units and Uncertainty, NIST Technical Note 1297 1994 Edition.

Nivel de confianza: 95,45%

Factor de cobertura: 2

Número de lecturas por punto: n/a

Condiciones Ambientales: 23°C-90%HR

Firma: Ing. Ivan Yagual

Fecha: 3/03/2024



**Anexo 7:** Reporte de verificación de capilar 200/838E

**REPORTE DE VERIFICACION DE CAPILARES DE VISCOSIDAD**

DESCRIPCION DEL EQUIPO			
Area: Petróleos	Ubicación:	Lago Agrio	
Equipo: Capilar de Viscosidad	Código:	INSP-LAB-O&P-MV-035	
Marca: Cannon	Rango:	20-100 cSt	
Modelo: 200	División min.:	n/a	
Serie: 838 E	Tolerancia Equipo:	n/a	

RESULTADOS							
Temp. prueba	Tiempo 1	Constante 1	Tiempo 2	Constante 2	Resultado 1	Resultado 2	Promedio
°C	T1 seg	C1 mm <sup>2</sup> /s <sup>2</sup>	T2 seg	C2 mm <sup>2</sup> /s <sup>2</sup>			
37,78	1984,52	0,1040	2733,80	0,0756	206,39	206,68	206,53

CRITERIO DE ACEPTACION				
Patrón	Patron =U	Limite alto	Limite bajo	Banda de tolerancia para el nivel de viscosidad Tabla A1
valor certificado	cSt	cSt	cSt	±%
207,10	0,63	207,73	206,47	0,30

Resultado:  Conforme  No Conforme

IDENTIFICACION DE PATRONES EMPLEADOS				
Descripción de Patrones	Certificado			
	Emitido por	Trazable a	Número	Válido hasta
Standard de Viscosidad N10	CANNON	NIST	16301	Ene 31, 2024

Cálculos efectuados según: ASTM D445-12

Constants, Units and Uncertainty, NIST Technical Note 1297 1994 Edition.

Nivel de confianza: 95,45%

Factor de cobertura: 2

Número de lecturas por punto: n/a

Condiciones Ambientales: 23°C-80%HR

Firma: Ing. Ivan Yaqual

Fecha: 31/01/2024

## Anexo 8: Reporte de verificación de hidrómetro 2H

### REPORTE DE VERIFICACION Y CALIBRACION DE HIDROMETROS

DESCRIPCION DEL EQUIPO			
Area: Petróleos	Ubicación : Lago Agrio		
Equipo : Hidrómetro de vidrio	Codigo : INSP-LAB-O&P-EQ-026		
Marca : KESSLER	Rango: °9/21 °API		
Modelo : ASTM 2H	División min. : 0,1 °API		
Serie : 728785	Tolerancia Equipo: 0,2 °API		

LECTURAS					
Patrón Nivel 1 °API	Patrón Nivel 2 °API	Patrón Nivel 3 °API	x1 Nivel 1 °API	x2 Nivel 2 °API	x3 Nivel 3 °API
10,0	15,0	20,0	10,0	15,0	19,9
10,0	15,0	20,0	10,0	15,0	20,0
10,0	15,0	20,0	10,0	14,9	20,0

RESULTADOS			
Patrón °API	Valor medio °API	Error °API	Incertidumbre °API
10,0	10,0	0,03	0,03400
15,0	15,0	0,00	0,07484
20,0	20,0	0,03	0,07484

Resultado:  Conforme  No Conforme

IDENTIFICACION DE PATRONES EMPLEADOS				
Descripción de Patrones	Certificado			
	Emitido por	Trazable a	Número	Válido hasta
Termómetro INSP-LAB-O&P-EQ-050	CMEE		TE160181TER	8/06/2024
Hidrómetro INSP-LAB-O&P-EQ-074	SCalMet		D-2019-001	11/04/2024

Cálculos efectuados según: ASTM E126

Constants, Units and Uncertainty, NIST Technical Note 1297  
1994 Edition.

Nivel de confianza: 95,45%

Factor de cobertura : 2

Número de lecturas por punto: 3

Condiciones Ambientales:

Firma: I. Yagual

Fecha: 16/02/2024

**Anexo 9:** Reporte de verificación de hidrómetro 3H

**REPORTE DE VERIFICACION Y CALIBRACION DE  
HIDROMETROS**

DESCRIPCION DEL EQUIPO		
Area: Petróleos	Ubicación:	Lago Agrio
Equipo: Hidrómetro de vidrio	Código:	INSP-LAB-O&P-EQ-070
Marca: CHASE-USA	Rango:	19-31 °API
Modelo: ASTM 3H	División min.:	0,1 °API
Serie: 265691	Tolerancia Equipo:	0,2 °API

LECTURAS					
Patrón Nivel 1 °API	Patrón Nivel 2 °API	Patrón Nivel 3 °API	x1 Nivel 1 °API	x2 Nivel 2 °API	x3 Nivel 3 °API
20,0	25,0	30,0	19,9	25,0	30,0
20,0	25,0	30,0	20,0	25,0	30,1
20,0	25,0	30,0	20,0	24,9	30,0

RESULTADOS			
Patrón °API	Valor medio °API	Error °API	Incertidumbre °API
20,0	20,0	0,03	0,12264
25,0	25,0	-0,03	0,07577
30,0	30,0	0,03	0,07577

Resultado:  Conforme  No Conforme

IDENTIFICACION DE PATRONES EMPLEADOS				
Descripción de Patrones	Certificado			
	Emitido por	Trazable a	Número	Válido hasta
Termómetro INSP-LAB-O&P-EQ-050	CMEE		TE160181TER	8/06/2024
Hidrómetro INSP-LAB-O&P-EQ-075	ICL	NIST	Z237396	8/12/2024

Cálculos efectuados según: ASTM E126

Constants, Units and Uncertainty, NIST Technical Note 1297 1994 Edition.

Nivel de confianza: 95,45%

Factor de cobertura: 2

Número de lecturas por punto: 3

Condiciones Ambientales:

Firma: I. Yagual

Fecha: 18/02/2024

## Anexo 10: Reporte de verificación de termómetro 51F



**LABORATORIO DE CALIBRACIÓN ACREDITADO**  
**ISO/IEC 17025:2017**  
 Accredited Calibration Laboratory ISO/IEC 17025:2017



Escanee este QR para descargar informe original con firma electrónica en pdf

**CERTIFICADO DE CALIBRACIÓN**  
 Certificate of Calibration  
**N° CGC-3889-001-24**



### Resultados de la Calibración

Calibration Results

Valor de Prueba Test Value	Indicación Item Item Reading	Indicación Patrón Standard Reading	Error de Medición (e) Measurement Error (e)	Incertidumbre (U) Uncertainty (U)	Factor de Cobertura (k) Coverage Factor
°F	°F	°F	°F	°F	
70	70,00	69,91	0,09	0,14	2,00
75	75,00	74,92	0,08	0,14	2,00
80	80,00	79,92	0,08	0,14	2,00
104	104,00	103,93	0,07	0,14	2,00
110	110,00	109,93	0,07	0,14	2,00

6:004  
 20.10.04

### Equivalencia en el Sistema Internacional de Unidades (SI)

Equivalence in the International System of Units (SI)

Valor de Prueba Test Value	Indicación Item Item Reading	Indicación Patrón Standard Reading	Error de Medición (e) Measurement Error (e)	Incertidumbre (U) Uncertainty (U)	Factor de Cobertura (k) Coverage Factor
°C	°C	°C	°C	°C	
21,11	21,111	21,061	0,050	0,078	2,00
23,89	23,889	23,844	0,045	0,078	2,00
26,67	26,667	26,622	0,045	0,078	2,00
40,00	40,000	39,961	0,039	0,078	2,00
43,33	43,333	43,294	0,039	0,078	2,00

### Nota

Note

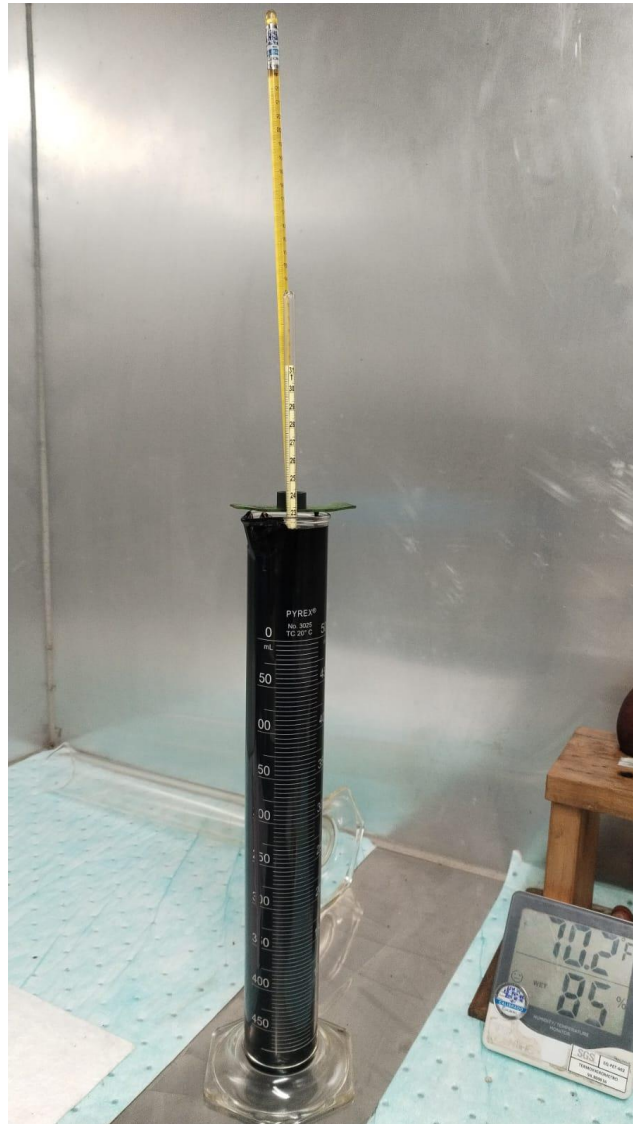
- La indicación del patrón y el error de medición (mejor estimación del valor verdadero) se muestran con la misma cantidad de decimales que la incertidumbre reportada (véase 7.2.6 de la GUM).
- Para efectos de cálculos la subdivisión se ha dividido en diez partes, la misma a la que se ha denominado resolución.

- The standard reading and the measurement error (best estimate of the true value) are shown with the same number of digits as the reported uncertainty (see GUM 7.2.6).

- For calculation intention the subdivision has been divided into ten parts and it has been called resolution.

FO.PEC.03-11 Rev. 09

**Anexo 11:** Ilustración del proceso de determinación de la gravedad API según el método ASTM D1298



**Anexo 12:** Ilustración del proceso de determinación de la viscosidad cinemática según el método ASTM D445



**Anexo 13:** Ilustración del proceso de la toma de muestra

