



**UNIVERSIDAD ESTATAL PENÍNSULA DE SANTA ELENA
FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA
CARRERA INGENIERÍA EN PETRÓLEOS**

TEMA:

**“MODELO MATEMÁTICO PARA PREDECIR LA VISCOSIDAD DEL
PETRÓLEO MUERTO EN POZOS PETROLEROS DE LA CUENCA
ORIENTE DEL ECUADOR”**

TRABAJO DE INTEGRACIÓN CURRICULAR

AUTOR (ES):

**MARÍA JOSÉ RODRÍGUEZ REYES
ANABEL ALEXANDRA MEJILLÓN YTURBURO**

TUTOR:

ING. CARLOS ALBERTO PORTILLA LAZO, MSc.

LA LIBERTAD, ECUADOR

2021

UNIVERSIDAD ESTADAL PENÍNSULA DE SANTA ELENA

**FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA
CARRERA DE INGENIERÍA EN PETRÓLEOS**

TEMA:

**MODELO MATEMÁTICO PARA PREDECIR LA VISCOSIDAD
DEL PETRÓLEO MUERTO EN POZOS PETROLEROS DE LA
CUENCA ORIENTE DEL ECUADOR**

TRABAJO DE INTEGRACIÓN CURRICULAR

AUTOR:

**MARÍA JOSÉ RODRÍGUEZ REYES
ANABEL ALEXANDRA MEJILLÓN YTURBURO**

TUTOR:

ING. CARLOS ALBERTO PORTILLA LAZO, MSc.

LA LIBERTAD – ECUADOR

2021

TRIBUNAL DE SUSTENTACIÓN



ING. MARLLELIS GUTIERREZ HINESTROZA, PhD.
DIRECTORA DE CARRERA



ING. CARLOS PORTILLA LAZO, MSc
DOCENTE TUTOR



ING. JOSE VILLEGAS SALABARIA, MSc.
DOCENTE ESPECIALISTA



LCDA. ERICA LORENZO GARCIA, PhD.
SECRETARIA DEL TRIBUNAL

Dedicamos este trabajo de integración curricular en especial a Dios, por ser fuente de inspiración espiritual para cumplir con este logro académico.

A nuestros padres, quienes apoyaron y aconsejaron en todo momento.

A nuestros compañeros de clase y amigos, con quienes compartimos conocimiento en todo nuestro proceso de formación educacional.

CERTIFICADO DE ANTIPLAGIO

En calidad de tutor del trabajo de investigación para titulación del tema MODELO MATEMÁTICO PARA PREDECIR LA VISCOSIDAD DEL PETRÓLEO MUERTO EN POZOS PETROLEROS DE LA CUENCA ORIENTE DEL ECUADOR, elaborado por las estudiantes MARÍA JOSÉ RODRÍGUEZ REYES y ANABEL ALEXANDRA MEJILLÓN YTURBURO, egresadas de la carrera de Ingeniería en Petróleos, de la Facultad de Ciencias de la Ingeniería, me permito declarar que una vez analizado en el sistema antiplagio URKUND, luego de haber cumplido con los requerimientos exigidos de valoración, la presente tesis, se encuentra con un 1 % de la valoración permitida.

URKUND

Documento: Tesis_modelo_matematicos_Rodriguez_Mejillon.pdf (0128487522)

Presentado: 2023-09-20 16:52:45:00:

Presentado por: cportilla@corpe-ecu.edu.ec

Recibido: cportilla@corpe@antiplagio.arkund.com

1% de estas 15 páginas, se componen de texto presente en 3 fuentes.

FIRMA DEL TUTOR


Ing. Carlos Alberto Portilla Lazo, MSc.
C.I.: 0980787159

v

v

CERTIFICADO DE GRAMATOLOGÍA

Licenciado

Franklin Salazar Sotomayor. MSC

CERTIFICA:

Que después de revisar el contenido del trabajo de titulación de las egresadas: **MARÍA JOSÉ RODRÍGUEZ REYES**, con C.I. 245033841-9 y **ANABEL ALEXANDRA MEJILLÓN YTURBURO**, con C.I. 245032767-7, cuyo tema es "**MODELO MATEMÁTICO PARA PREDECIR LA VISCOSIDAD DEL PETRÓLEO MUERTO EN POZOS PETROLEROS DE LA CUENCA ORIENTE DEL ECUADOR**", me permito declarar que el trabajo investigativo cumple con los requisitos gramaticales y sintaxis vigentes de la lengua española, por tanto, reconozco la **VALIDEZ ORTOGRÁFICA** del mismo y pongo a vuestra consideración el uso del presente certificado para efectos legales correspondientes.

Es todo cuanto puedo certificar en honor a la verdad.

CERTIFICA



Lic. Franklin Salazar Sotomayor. MSc.

CI. 0913938692

DECLARACIÓN DE AUTORÍA

Yo, María José Rodríguez Reyes y Anabel Alexandra Mejillón Yturburo, declaramos bajo juramento que el presente trabajo de titulación denominado **“MODELO MATEMÁTICO PARA PREDECIR LA VISCOSIDAD DEL PETRÓLEO MUERTO EN POZOS PETROLEROS DE LA CUENCA ORIENTE DEL ECUADOR”**, no tiene antecedentes de haber sido elaborado en la Facultad de Ciencias de la Ingeniería, Carrera de Ingeniería en Petróleos, lo cual es un trabajo exclusivamente inédito y perteneciente de nuestra autoría.

Por medio de la presente declaración cedemos los derechos de autoría y propiedad intelectual, correspondientes a este trabajo, a la Universidad Estatal Península de Santa Elena, según lo establecido por la ley de propiedad intelectual, por su reglamento y por la normativa institucional vigente.

Atentamente,


MARÍA JOSÉ RODRÍGUEZ
Autor de Tesis
C.I. 2450338419


ANABEL MEJILLÓN YTURBURO
Autor de Tesis
C. I. 2450327677

CERTIFICACIÓN DEL TUTOR

Ing. Carlos Alberto Portilla Lazo, MSc.

TUTOR DE PROYECTO DE INVESTIGACIÓN

Universidad Estatal Península de Santa Elena

En mi calidad de Tutor del presente trabajo **"MODELO MATEMÁTICO PARA PREDECIR LA VISCOSIDAD DEL PETRÓLEO MUERTO EN POZOS PETROLEROS DE LA CUENCA ORIENTE DEL ECUADOR"** previo a la obtención del Título de Ingeniería en Petróleos elaborado por las señoritas: María José Rodríguez Reyes y Anabel Alexandra Mejillón Yturburo, egresadas de la carrera de Petróleos, Facultad Ciencias de la Ingeniería de la Universidad Estatal Península de Santa Elena, me permito declarar que luego de haber orientado, estudiado y revisado, lo apruebo en todas sus partes.



ING. CARLOS ALBERTO PORTILLA LAZO, MSc.
TUTOR

AGRADECIMIENTOS

Agradecemos a Dios por llenarnos de vida, por guiarnos durante toda la carrera profesional y sobre todo por darnos la fortaleza necesaria para no bajar los brazos y continuar con nuestras metas.

Le damos gracias a nuestros padres y familiares, por darnos la oportunidad de adquirir una excelente educación y sobre todo por el apoyo moral que siempre estuvo presente.

Le agradecemos en especial a nuestros docentes, formadores, grandes maestros, que con su aporte científico han logrado acompañarnos en todo nuestro proceso académico.

CONTENIDO

	Pág.
CERTIFICADO DE ANTIPLAGIO	v
CERTIFICADO DE GRAMATOLOGÍA.....	vi
DECLARACIÓN DE AUTORÍA	vii
CERTIFICACIÓN DEL TUTOR.....	viii
AGRADECIMIENTOS.....	ix
CONTENIDO.....	x
LISTA DE FIGURAS	xiv
LISTA DE TABLAS	xvi
GLOSARIO DE TERMINOS	xviii
RESUMEN	xix
ABSTRACT	xx
CAPITULO I: INTRODUCCIÓN.....	21
1.1 PROBLEMA DE INVESTIGACIÓN	21
1.2 ANTEDECENTES	22
1.3 HIPÓTESIS	23
1.4 OBJETIVOS.....	24

1.4.1 Objetivo General.....	24
1.4.2 Objetivos Específicos.	24
1.5 ALCANCE	24
1.6 VARIABLES.....	25
1.6.1 Variables Dependientes.	25
1.6.2 Variables Independientes.....	25
CAPITULO II: MARCO TEÓRICO.....	26
2.1 CLASIFICACIÓN DEL PETRÓLEO.....	26
2.2 DEFINICIÓN DEL PETRÓLEO MUERTO	28
2.3 GRAVEDAD API DE LOS SISTEMAS PETROLEROS DE LA CUENCA ORIENTE DEL ECUADOR.....	29
2.3.1 Formación Hollín.....	31
2.3.2 Grupo Napo.	33
2.3.3 Miembro Basal Tena	37
2.4 LA VISCOSIDAD Y FLUIDOS NO NEWTONIANOS	37
2.4.1 Definición de viscosidad.	37
2.4.2 La relación entre la viscosidad y el tipo de fluido.....	38
2.5 MODELOS Y CORRELACIONES PARA ESTIMAR LA VISCOSIDAD DEL PETRÓLEO MUERTO.....	39
2.5.1 Correlación de Sánchez -Minero, Sánchez-Reyna, Ancheyta y Marroquín..	42
2.5.2 Correlación de Elsharkawy y Gharbi.....	42
2.5.3 Correlación de Glaso	42
2.6 MODELOS ESTADÍSTICOS DE REGRESION	43

2.6.1 Construcción del modelo de regresión.	43
2.6.2 Coeficiente de correlación.	44
CAPITULO III: METODOLOGÍA.....	45
3.1 MUESTRA.....	45
3.2 ANÁLISIS DE VARIABLES PREDICTORAS.....	47
3.2.1 Selección de datos.	48
3.2.2 Enlace base de datos y lenguaje de programación RStudio.	49
3.2.3 Selección de variables significativas.	49
3.3 ANÁLISIS DE PREDICCIÓN. MODELO DE REGRESIÓN MÚLTIPLE.....	52
3.4 COMPROBACIÓN DEL MODELO MATEMÁTICO.....	53
3.5 COMPARACIÓN DEL MODELO MATEMÁTICO VS. MODELOS MATEMÁTICOS EXISTENTES.....	53
CAPITULO IV: ANÁLISIS Y DISCUSIÓN DE RESULTADOS.....	55
4.1 VARIABLES SIGNIFICATIVAS DEL MODELO MATEMÁTICO PROPUESTO.....	55
4.2 MODELO MATEMÁTICO PROPUESTO PARA ESTIMAR LA VISCOSIDAD DEL PETRÓLEO MUERTO EN CRUDOS MEDIANOS.....	57
4.3 DISCUSIÓN DE RESULTADOS.....	59
CAPITULO V: CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	65
5.1 CONCLUSIONES.....	65
5.2 RECOMENDACIONES.....	67
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	68
ANEXO A.....	73

ANEXO B 77

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1. Petróleo en estado muerto (Oilfieldteam2018).	28
Figura 2. Corte regional de la Cuenca Oriente ecuatoriana (Mancilla et al. 2008).	29
Figura 3. Dominios Estructurales de la cuenca Oriente (Mancilla et al. 2008)	30
Figura 4. Modelo esquemático de la Formación Hollín (Mancilla et al. 2008).	31
Figura 5. Distribución de la gravedad API en la Formación Hollín (Mancilla et al. 2008).	32
Figura 6. Diagrama contenido de azufre vs API (Mancilla et al. 2008).	33
Figura 7. Distribución de la gravedad API en la Arenisca "T" (Mancilla et al. 2008)...	34
Figura 8. Distribución de la gravedad API en la Arenisca "U" (Mancilla et al. 2008)..	35
Figura 9. Distribución de la gravedad API de la Arenisca "M1" (Mancilla et al. 2008).	36
Figura 10. Representación gráfica del coeficiente de correlación, (Dagnino, 2014)	44
Figura 11. Fases para el análisis de variables predictoras.	47
Figura 12. Enlace base de datos Datosviscosidad.xls al lenguaje de programación RStudio.	51
Figura 13. Representación gráfica de la matriz de correlaciones de las variables explicativas que intervienen en la viscosidad del petróleo muerto.	57
Figura 14. Dispersión de las correlaciones en base a la gravedad API.	63
Figura 15. Dispersión de las correlaciones en base a la temperatura.	64

Figura 16. Características de la formación y pozo Shushufinfi-87, (BestEnergy Services S.A.).....	77
Figura 17. Datos volumétricos del pozo Shushufinfi-87, (BestEnergy Services S.A)...	78
Figura 18. Relación de presión y volumen del pozo Shushufinfi-87, (BestEnergy Services S.A.).....	79
Figura 19. Prueba de liberación diferencial pozo Shushufinfi-87, (BestEnergy Services S.A.).....	80
Figura 20. Prueba de separador del pozo Shushufinfi-87, (BestEnergy Services S.A)..	81
Figura 21. Análisis de composición de la prueba de separador a 50 Lpcm, pozo Shushufinfi-87, (BestEnergy Services S.A).	82
Figura 22. Datos de viscosidad del pozo Shushufinfi-87, (BestEnergy Services S.A)..	83
Figura 23. Características de la formación del pozo Frontera 02, (BestEnergy Services S.A.).....	84
Figura 24. Pruebas del separador del pozo Frontera 02, (BestEnergy Services S.A). ...	85
Figura 25. Análisis de composición del pozo Frontera 02, (BestEnergy Services S.A).	86
Figura 26. Datos de viscosidad del pozo Frontera 02, (BestEnergy Services S.A).....	87
Figura 27. Características de la formación del pozo Sonia-01, (BestEnergy Services S.A).	88
Figura 28. Datos volumétricos del pozo Sonia-01, (BestEnergy Services S.A).	89
Figura 29. Prueba de liberación diferencial del pozo Sonia-01, (BestEnergy Services S.A.).....	90
Figura 30. Pruebas de separador del pozo Sonia-01, (BestEnergy Services S.A).....	91
Figura 31. Datos de viscosidad del pozo Sonia-01, (BestEnergy Services S.A).....	92

LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1: Clasificación de los petróleos crudos por gravedad API, (Mancheno et al. 2016).	27
Tabla 2: Correlaciones para la viscosidad de petróleo muerto, (Hadavimoghaddam et al., 2021).....	41
Tabla 3: Pruebas PVT.....	45
Tabla 4: Selección de datos de Pruebas PVT, (BestEnergy, 2020).....	48
Tabla 5: Distribución de variables que intervienen en el modelo.	49
Tabla 6: Interpretación de coeficientes de correlación según Cohen, (Lalinde et al. 2018).	52
Tabla 7: Variables que intervienen en un modelo de regresión lineal, (Montero, 2016).	53
Tabla 8: Matriz de correlación de las variables explicativas de la viscosidad del petróleo muerto.....	56
Tabla 9: Coeficientes de estimación de las variables predictoras que intervienen en el modelo matemático para estimar la viscosidad del petróleo muerto en crudos medianos.	58
Tabla 10: Comparativa de datos experimentales vs. modelo de Sánchez Minero et al..	73
Tabla 11: Comparativa de datos experimentales vs. modelo de Elsharkawy y Gharbi..	74
Tabla 12: Comparativa de datos experimentales vs. modelo de Glaso.	75

Tabla 13: Comparativa de datos experimentales vs. modelo propuesto..... 76

GLOSARIO DE TERMINOS

GOR: Relación gas – petróleo

API: Instituto Americano del Petróleo

PVT: Presión, volumen, temperatura

RD: Densidad relativa

ρ_{oil} : Densidad del petróleo

ρ_{agua} : Densidad del agua

cP: Centipoise

Pas: Pascal

mPas: Mili Pascal

St: Stokes

P: Presión

T: Temperatura

γ_{API} : Gravedad Api

μ_{od} : Viscosidad del petróleo muerto

ASTMD: Sociedad Americana para Pruebas y Materiales

Bo: Presión en el punto de burbuja

Lpcm: Libras-fuerza por pulgada cuadrada manométrica

Std: Condiciones estándar

AARE: Promedio de error absoluto

“MODELO MATEMÁTICO PARA PREDECIR LA VISCOSIDAD DEL PETRÓLEO MUERTO EN POZOS PETROLEROS DE LA CUENCA ORIENTE DEL ECUADOR”

Autor: Rodríguez Reyes María; Mejillón Yturburo Anabel

Tutor: Portilla Lazo Carlos

RESUMEN

El presente trabajo de investigación desarrolla un modelo matemático mediante el uso de variables predictoras para estimar la viscosidad del petróleo muerto de crudos medianos de la cuenca Oriente del Ecuador. La metodología que se utilizó se basa en analizar las propiedades PVT de pruebas experimentales, estructurar una base de datos de pozos de petróleo de diferentes campos petroleros que contenga las condiciones iniciales para el análisis de predicción; así como correlacionar las variables existentes como: presión, temperatura, gravedad Api, temperatura del separador, relación GOR, entre otras. Además, se establecieron las variables predictoras y se desarrolló la ecuación matemática de predicción. Los resultados mostraron una correlación fuerte entre la temperatura y la gravedad API del pozo en relación a la viscosidad del petróleo muerto. El modelo matemático desarrollado presenta una confiabilidad del 80% y un 19,8% de error frente a modelos matemáticos existentes, 81,6% de error de Sánchez-Minero, 40,1% de error de Elsharkawy y Gharbi y 94,7% de Glaso.

PALABRAS CLAVE: modelo matemático, viscosidad de petróleo muerto, temperatura, gravedad API, crudos medianos.

“MATHEMATICAL MODEL TO PREDICT THE VISCOSITY OF DEAD OIL IN OIL WELLS OF THE EASTERN BASIN OF ECUADOR”

Autor: Rodríguez Reyes María, Mejillón Yturburo Anabel

Tutor: Portilla Lazo Carlos

ABSTRACT

This research work develops a mathematical model by using predictor variables to estimate the viscosity of dead oil from medium crude from the Oriente basin of Ecuador. The methodology is analyzing the PVT properties of experimental tests, structuring a database of oil wells from different oil fields that contains the initial conditions for the prediction analysis; correlating existing variables such as pressure, temperature, API gravity, separator temperature, GOR ratio, among others. In addition, the predictor variables will be produced and the mathematical prediction equation will be developed. The results showed a strong correlation between the temperature and API gravity of the well concerning the viscosity of the dead oil. The developed the mathematical model presents reliability of 80% and a 19.8% error compared to existing mathematical models, 81.6% Sánchez-Minero error, 40.1% Elsharkawy and Gharbi error and 94.7% error Glaso.

KEYWORDS: mathematical model, dead oil viscosity, temperature, API gravity, medium crudes.

CAPITULO I: INTRODUCCIÓN

1.1 PROBLEMA DE INVESTIGACIÓN

Una de las formas para establecer la viscosidad del crudo es mediante pruebas experimentales de laboratorio, debido que en muchas ocasiones requieren de ciertos tiempos de respuesta y costos elevados para la obtención de estos datos. Por tanto, se genera una problemática relacionada al tiempo y al costo de cara a la obtención de la estimación de viscosidad del petróleo muerto.

No obstante, existen correlaciones empíricas o modelos matemáticos que estiman la viscosidad con aproximaciones muy cercanas a los valores reales. Muchas de las correlaciones son aplicadas específicamente a crudos livianos, pesados, extra pesados y muy pocas a crudos medianos.

Existen diferentes tipos de crudos en la industria del petróleo, todos con comportamientos distintos, ya sea por yacimiento o composición química, de tal manera que no se puede obtener modelos generales para la estimación de la viscosidad, considerando todos los escenarios que se plantean.

Por consiguiente, propone un nuevo modelo matemático de predicción de viscosidad en crudos medianos de la cuenca Oriente del Ecuador, basado en datos de pruebas de laboratorio, que estime el estado del campo, para la futura toma de decisiones.

1.2 ANTECEDENTES

La viscosidad del petróleo muerto es una propiedad importante para los estudios de yacimientos de campos petroleros. En un estudio de modelado de viscosidad para petróleo muerto, utilizaron la temperatura y los grados API para estimar la mencionada propiedad del fluido en varios tipos de yacimientos de petróleo liviano, por el contrario, para petróleo pesado se utilizan otras características de fluidos como la cantidad de asfaltenos y resinas (Khamehchi et al., 2020).

Oloso et al en 2009, utilizaron modelos de predicción basados en redes artificiales neuronales para predecir la viscosidad del crudo, analizaron propiedades de viscosidad y relación gas – petróleo (GOR), considerando la variación de presión del yacimiento. Reportaron variables predictoras incluyendo la composición química del hidrocarburo, mediante curvas de viscosidad.

Do Carmo et al en 2019, propusieron un modelo para predecir la viscosidad del crudo mediante el análisis de crudos brasileños, obtuvieron resultados próximos a pruebas experimentales, con un coeficiente de correlación de 0,99 y desviación media del 6%. El modelo fraccional utilizó parámetros como grados API, y porcentaje de asfaltenos.

Bergsagel Møller et al en 2018, estudiaron un algoritmo de optimización que calcula los coeficientes de correlación de viscosidad para petróleo muerto, saturados de gas y subsaturados, reportaron errores porcentuales absolutos de 15.08%, 17.41% y 3.35%.

La viscosidad del petróleo generalmente se mide y se reporta mediante pruebas experimentales de laboratorio, sin embargo, muchas industrias petroleras utilizan correlaciones empíricas para determinar esta propiedad. Es el caso de la investigación que utilizó técnicas de inteligencia artificial para estimar la viscosidad del petróleo, mediante el uso de redes neuronales se predijo la viscosidad de petróleo muerto y saturado en campos petroleros del Oriente Medio Yemen, para el estudio realizaron comparaciones con correlaciones empíricas como Beal, Glaso, Kartoatmodjo y Schmidt, Vasquez – Begg, Chew y Connaly, entre otros (Ali Al-Amoudi et al., 2019). Lo mismo ocurre en el análisis de la curva de viscosidad en función de la presión, para aquello se utilizó técnicas

de inteligencia artificial derivadas de las composiciones de gas de yacimientos de petróleo de Canadá (M. A. Al-Marhoun et al. 2012).

(Adeeyo en 2019), desarrolló modelos predictivos para crudos de Nigeria que estiman la viscosidad del crudo en el punto de burbuja, bajo error relativo de 21,06 y coeficiente de correlación de 0,98. El modelo de viscosidad de crudo muerto con error relativo de 30,06 y coeficiente de correlación de 0,90.

Por otro lado, en una investigación en campos petroleros de Nigeria, utilizaron un modelo matemático de regresión no lineal para la estimación de la viscosidad en la presión de burbuja y petróleo muerto, obteniendo una relación fuerte mediante el coeficiente de correlación de 0.98 en el desempeño del modelo de viscosidad en el punto de burbuja (Adeeyo 2017).

En definitiva, existen muchos métodos de análisis de viscosidad del crudo. (Hajizadeh, 2007), implementó un algoritmo genético para el análisis de datos de la viscosidad, obtuvo un modelo de predicción de viscosidad de fluido en un yacimiento de tal manera que aportó con una técnica para evitar pruebas experimentales muy costosas. A diferencia de (Ramos-Pallares et al. 2017), quienes determinaron un modelo predictivo mediante la correlación de Walther, para su estudio necesitaron de parámetros como asfaltenos, temperatura absoluta, presión, gravedad específica y peso molecular del petróleo, el mencionado modelo se basó en crudos canadienses, estadounidenses, mexicanos, venezolanos y del Oriente Medio.

1.3 HIPÓTESIS

Se espera estimar la viscosidad del petróleo muerto en crudos medianos mediante un modelo matemático que analice las variables predictoras como la presión, temperatura y grados API.

1.4 OBJETIVOS

1.4.1 Objetivo General.

- Desarrollar un modelo matemático mediante variables predictoras para estimar la viscosidad del petróleo muerto de crudos medianos provenientes de la cuenca Oriente del Ecuador.

1.4.2 Objetivos Específicos.

- Analizar modelos matemáticos existentes y correlaciones empíricas para el cálculo de la viscosidad del petróleo muerto en crudos medianos.
- Determinar los parámetros o variables predictoras para el modelo matemático.
- Comparar el modelo propuesto con las correlaciones existentes.

1.5 ALCANCE

El alcance de este estudio se basa en analizar diferentes correlaciones empíricas o modelos matemáticos existentes, de tal manera que se adquiriera una base teórica fundamental para proponer un modelo matemático de predicción de viscosidad del crudo.

Para la construcción del modelo se utilizará datos de pruebas de laboratorio de la empresa BestEnergy, de 10 pozos de petróleo pertenecientes a los campos Shushufindi, Palo Azul y Parahuacu de la cuenca Oriente del Ecuador.

Mediante este estudio se da paso a investigaciones futuras sobre la estimación de la viscosidad de varios tipos de crudo en diferentes campos petroleros a nivel local, regional y mundial.

Además, este modelo servirá de análisis para la caracterización de yacimientos, cuyas características de reservorios se aproximen al estudio. Esta investigación será una base

fundamental de los insumos o herramientas de análisis de yacimientos, en el proceso de enseñanza y aprendizaje de los estudiantes de la carrera de Ingeniería en Petróleos.

1.6 VARIABLES

1.6.1 Variables Dependientes.

- Viscosidad del petróleo muerto en crudos medianos.

1.6.2 Variables Independientes.

- Presión.
- Temperatura.
- Grados API.

CAPITULO II: MARCO TEÓRICO

2.1 CLASIFICACIÓN DEL PETRÓLEO

En la literatura especializada acerca del petróleo, puede encontrarse la clasificación en diferentes perspectivas, una de ellas puede ser de acuerdo a las propiedades físicas o comportamiento en el entorno mientras que otra puede ser en referencia a la composición.

De acuerdo al tema de estudio, la clasificación con respecto a las propiedades físicas (petróleo negro, petróleo volátil, entre otros) no son de interés, debido a que el tema de estudio está enfocado en petróleo desgasificado (petróleo muerto). Teóricamente, una clasificación de acuerdo a la composición es más precisa que cualquier otra, y está relacionada a la densidad del fluido (Whitson, 1983).

La clasificación del petróleo en la industria mundial se determina de acuerdo a la gravedad API (término que es otorgado por el Instituto Americano del Petróleo) y esta se basa precisamente en la densidad del petróleo muerto, es decir del petróleo que está en superficie a condiciones presión y temperatura estándar; y que se evalúa con la ecuación encontrada en la norma (ASTM D1298 - 12b, 2017).

$$\text{API Gravity}=(141.5/\text{R.D.})-131.5 \quad (1)$$

Donde R. D. es la densidad relativa.

$$\text{R.D.}=\frac{\rho_{\text{oil}}}{\rho_{\text{agua}}} \quad (2)$$

Donde ρ_{oil} es la densidad del petróleo y ρ_{agua} es densidad del agua.

Esta medida de gravedad API de los petróleos-crudos es empleada para clasificar la calidad de los mismos. Por regla general se menciona que los petróleos con altos grados API son los mejores, esto es parcialmente correcto, en realidad aquellos que tengan entre 40° y 45° son los más cotizados, pero si superan los 45° pierden valor por las cortas cadenas moleculares lo que implicaría en la reducción de productos obtenidos por esa materia prima, o la materia que se podría perder como desecho en los procesos, debido a la ligereza de los mismos (Petro-online, 2015).

Los petróleos crudos se clasifican en superligeros, ligeros, medianos, pesados y extrapesados de acuerdo a la gravedad API (Tabla 1).

Tabla 1: Clasificación de los petróleos crudos por gravedad API, (Mancheno et al. 2016).

CLASIFICACIÓN DE CRUDO	DENSIDAD API	GRAVEDAD ESPECIFICA γ
SUPER LIGERO	> 39	<0.83
LIGERO	31.1-39	0.87-0.83
MEDIANO	22.3-31.1	0.92-0.87
PESADO	10-22.3	1-0.92
EXTRAPESADO	<10	>1

2.2 DEFINICIÓN DEL PETRÓLEO MUERTO

Una muestra de petróleo crudo se declara “muerta” cuando en ella no existe o contiene cantidades insignificantes de gas disuelto y componentes volátiles. La parte de gas en solución la conforman principalmente metano, etano, propano y butano; y precisamente esos compuestos otorgan la energía para el levantamiento natural del crudo a superficie, y sin ellos se considera que el petróleo está en un estado muerto (Oilfieldteam, 2018).

Otra forma de alcanzar el estado muerto, es si el petróleo se expone a la atmósfera un tiempo suficiente ocurriendo el escape de los componentes ligeros. Esto puede presentarse durante la producción del petróleo crudo, donde la presión y temperatura caen en el reservorio para poder llevarlo a superficie.

Entonces se puede encontrar el estado muerto del petróleo crudo en dos instancias, la primera como materia prima producida del reservorio y desgasificada para la comercialización; y la segunda como remanente de esa producción primaria en el reservorio cuando se ha agotado todos los componentes volátiles, campos comúnmente conocidos como campos maduros o en casos extremos, campos depletados (PetroWiki, 2015).

Entonces, la vida o muerte de una muestra de petróleo es en función de la presencia o ausencia de gases disueltos. En la caracterización de fluidos, el aceite muerto tiene una relación solución-gasóleo cero y es más espeso y viscoso tal como se muestra en la Figura 1 (Oilfieldteam, 2018).



Figura 1. Petróleo en estado muerto (Oilfieldteam2018).

2.3 GRAVEDAD API DE LOS SISTEMAS PETROLEROS DE LA CUENCA ORIENTE DEL ECUADOR

La Cuenca Oriente es de una extensión aproximada de 100000 km², es parte del sistema de cuencas de antepaís desarrolladas entre la faja plegada situada al oeste y el cratón de Brasilia-Guyana al este, lo muestra la Figura 2.

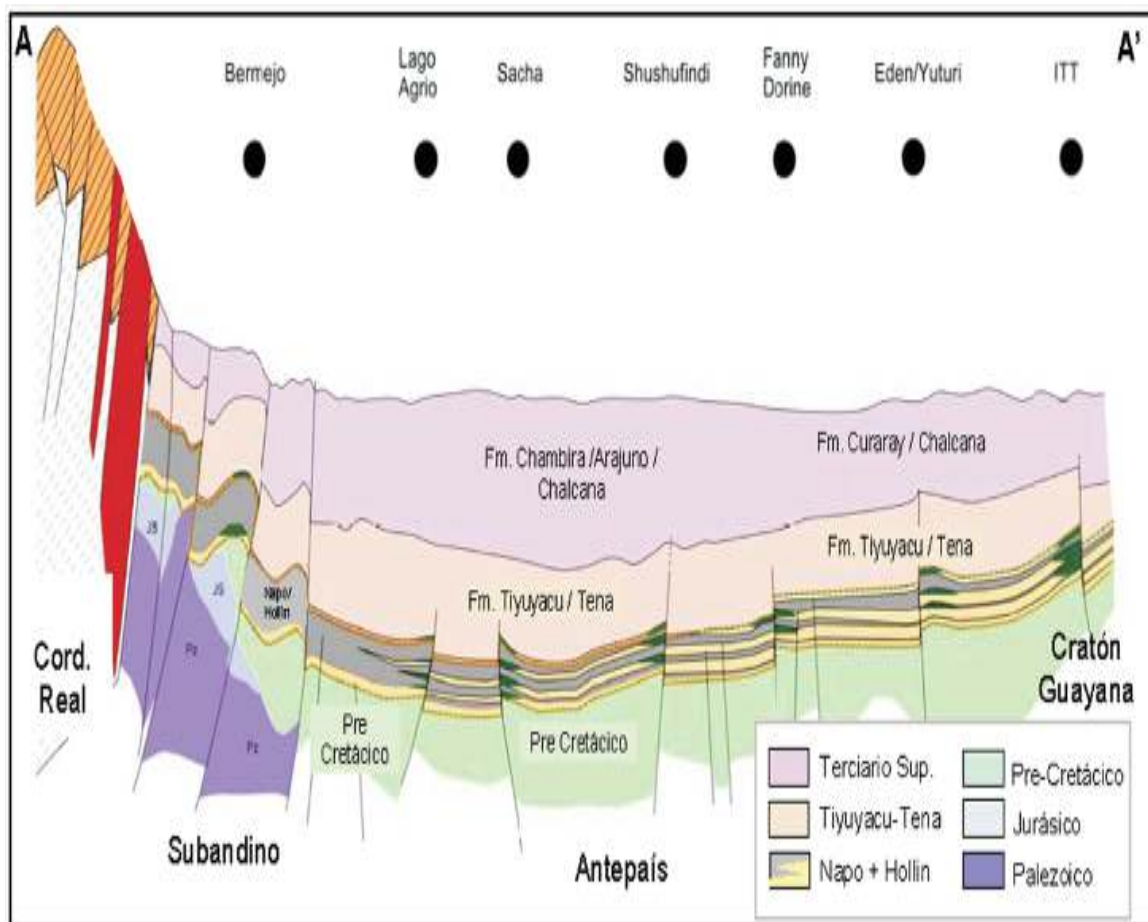


Figura 2. Corte regional de la Cuenca Oriente ecuatoriana (Mancilla et al. 2008).

Se puede encontrar una variabilidad en la gravedad API en la Cuenca Oriente, esto es por las variaciones en los contenidos orgánicos de facies generadoras, la diversa alimentación rica de materia orgánica, los cambiantes ambientes diagenéticos y estilos estructurales (Mancilla et al., 2008).

En la Cuenca Oriente se definen tres dominios estructurales siendo de Oeste a Este como: Dominio Occidental o Sistema Subandino, Dominio Central o Corredor Sacha y dominio Oriental o Sistema Capirón-Tiputini (Baby et al. 1997; Rivadeneira et al. 1999).

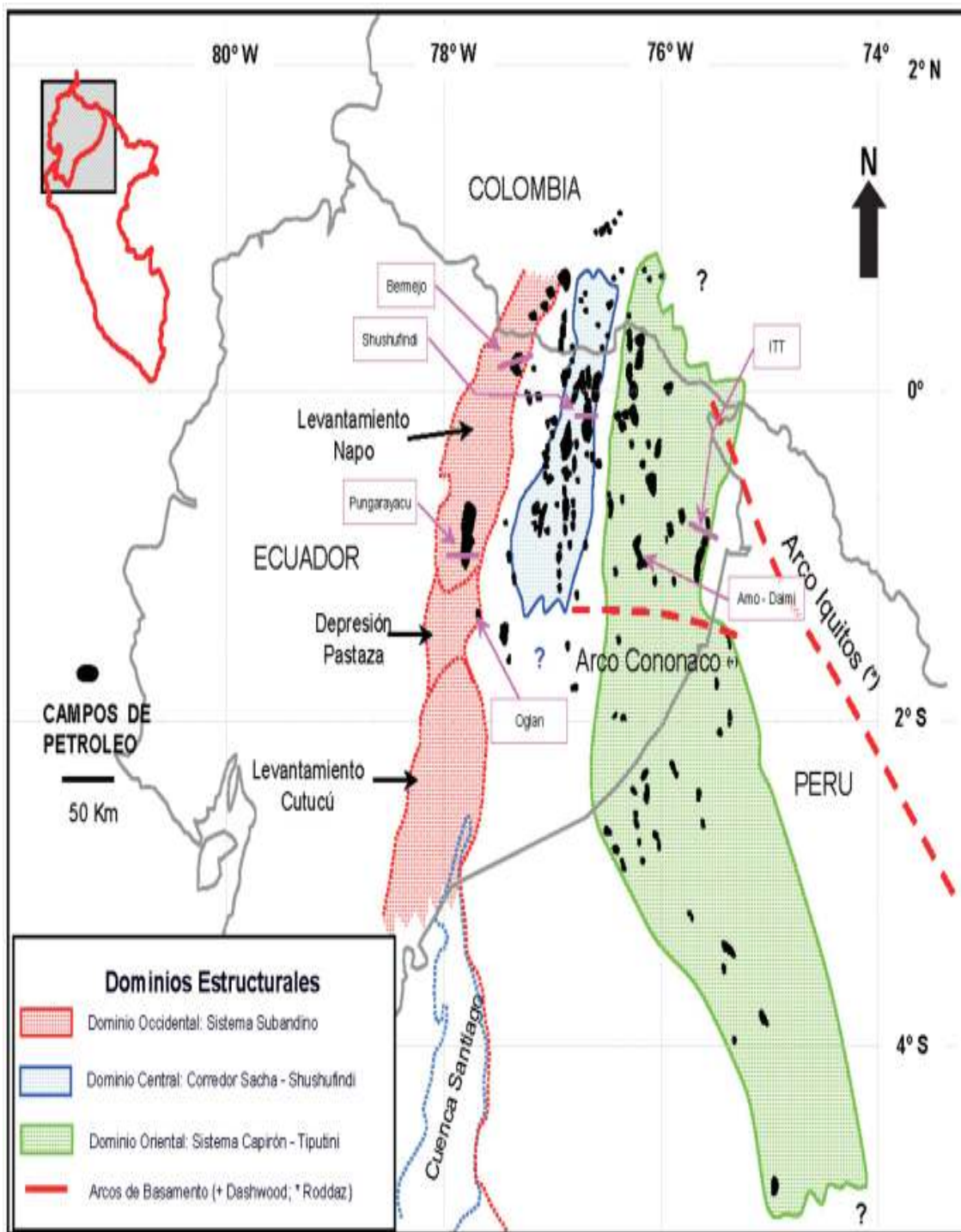


Figura 3. Dominios Estructurales de la cuenca Oriente (Mancilla et al. 2008) .

Un sistema petrolero se debe a la intervención de factores (diagénesis y su relación con la materia orgánica) en elementos esenciales (roca madre, reservorio, sello y de sobrecarga) y procesos (generación, expulsión, migración, generación de trampas) (Magoon and Beaumont 2003). La existencia de la roca madre es para un hecho convencional que se suele encontrar en la cuenca Oriente.

En esta cuenca existen varios niveles que poseen características de roca madre, ellos cargaron a numerosos reservorios de petróleo. Los grupos de reservorios documentados en la columna estratigráfica son:

- Formación Hollín
- Grupo Napo: Areniscas T, U, M1 y con menos relevancia M2, y calizas A y B
- Miembro Basal Tena

2.3.1 Formación Hollín.

Las acumulaciones de hidrocarburos de esta formación se encuentran confinadas a los dominios estructurales; Sector Subandino Norte y Corredor Central Sacha. Como indica la Figura 4, esta formación es influenciada con la facie generadora de la formación. Napo Basal que se ubica encima de la Fm. Hollín, es fácil interpretar que los acumulados de esta formación es resultado de la migración de Napo Basal (Mancilla et al., 2008).

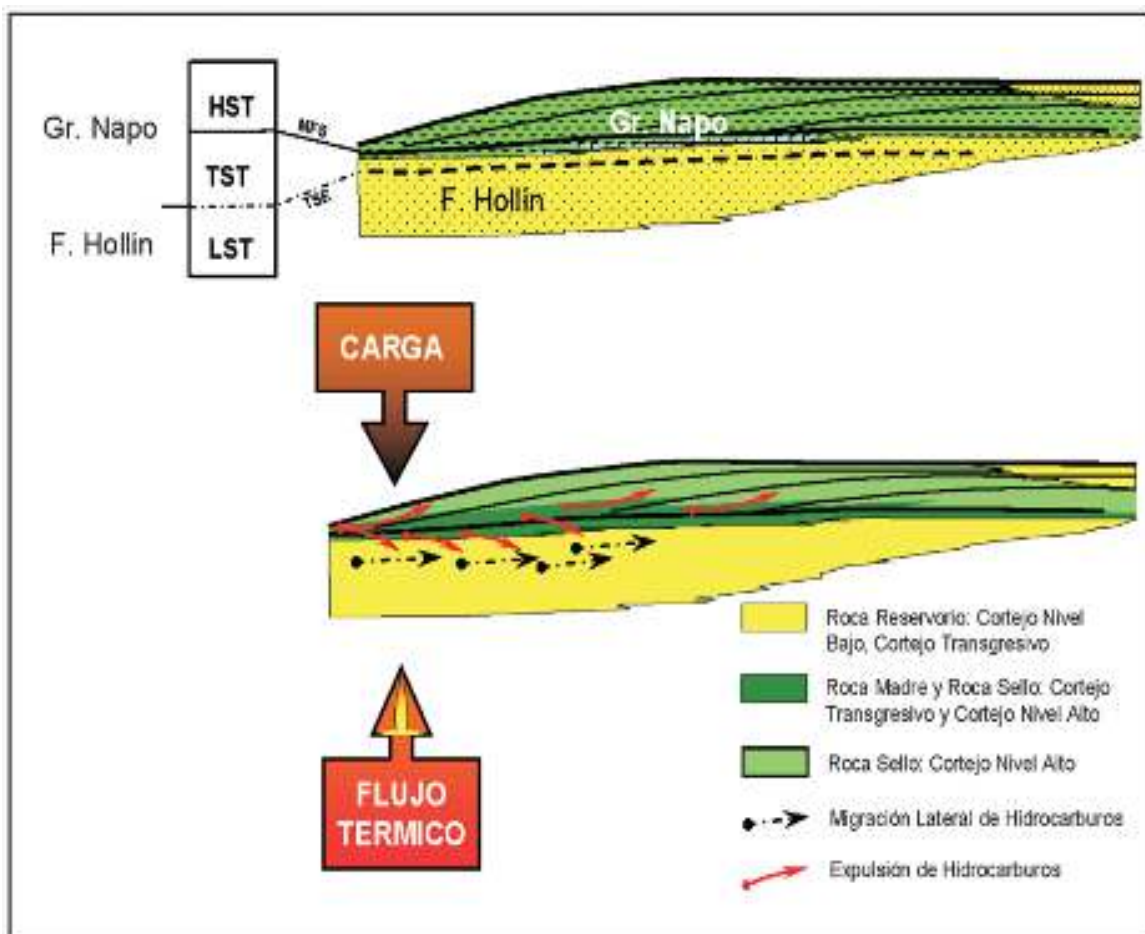


Figura 4. Modelo esquemático de la Formación Hollín (Mancilla et al. 2008).

En esta formación se han determinado dos grupos de crudos:

- El primer grupo pertenecen los petróleos del Campo Bermejo, con una gravedad API entre 28 y 35 y valores bajos de azufre de 0.5% en peso. Pero es relativamente pobre en hidrocarburos saturados.
- El segundo grupo hay varios campos como; Villano, Oglan, Moretecocha, Tiguino, Pungarayacu. Una gravedad API de 6 a 25 y concentraciones de azufre en peso mayores al 2%.

La Figura 5, muestra una mejor interpretación de la distribución de la gravedad API de esta formación.

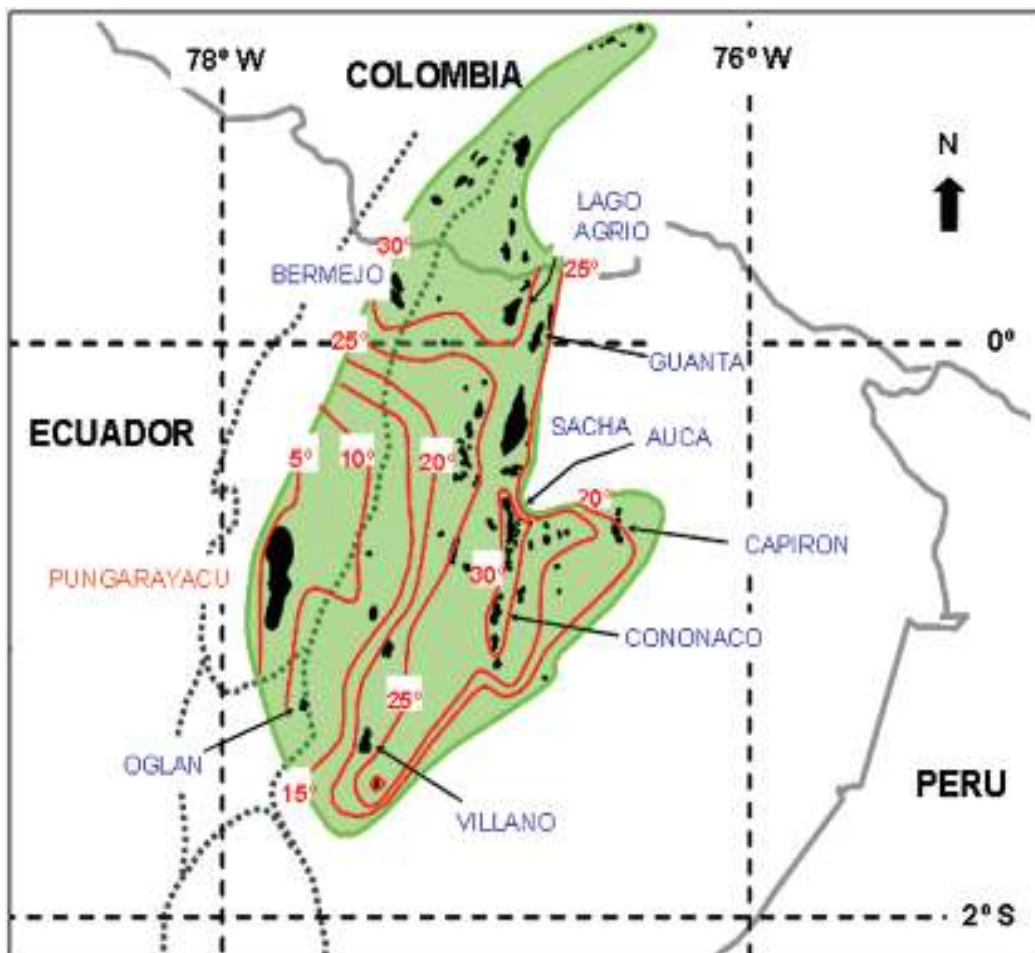


Figura 5. Distribución de la gravedad API en la Formación Hollín (Mancilla et al. 2008).

2.3.2 Grupo Napo.

Se considera grupo porque lo conforman varios cuerpos arenosos, entre ellos, tres son las areniscas principales de reservorio; Arenisca “T”, “U” y “M1”.

Las acumulaciones de hidrocarburos de esta formación se encuentran localizadas en los dominios estructurales; Corredor Central Sacha y Corredor Capirón.

Los hidrocarburos de estos reservorios poseen una amplia variación de densidad API entre 9° y 34°. Y algo peculiar es que se puede relacionar el contenido de azufre con el API, como se percibe en la Figura 6 (Mancilla et al., 2008).

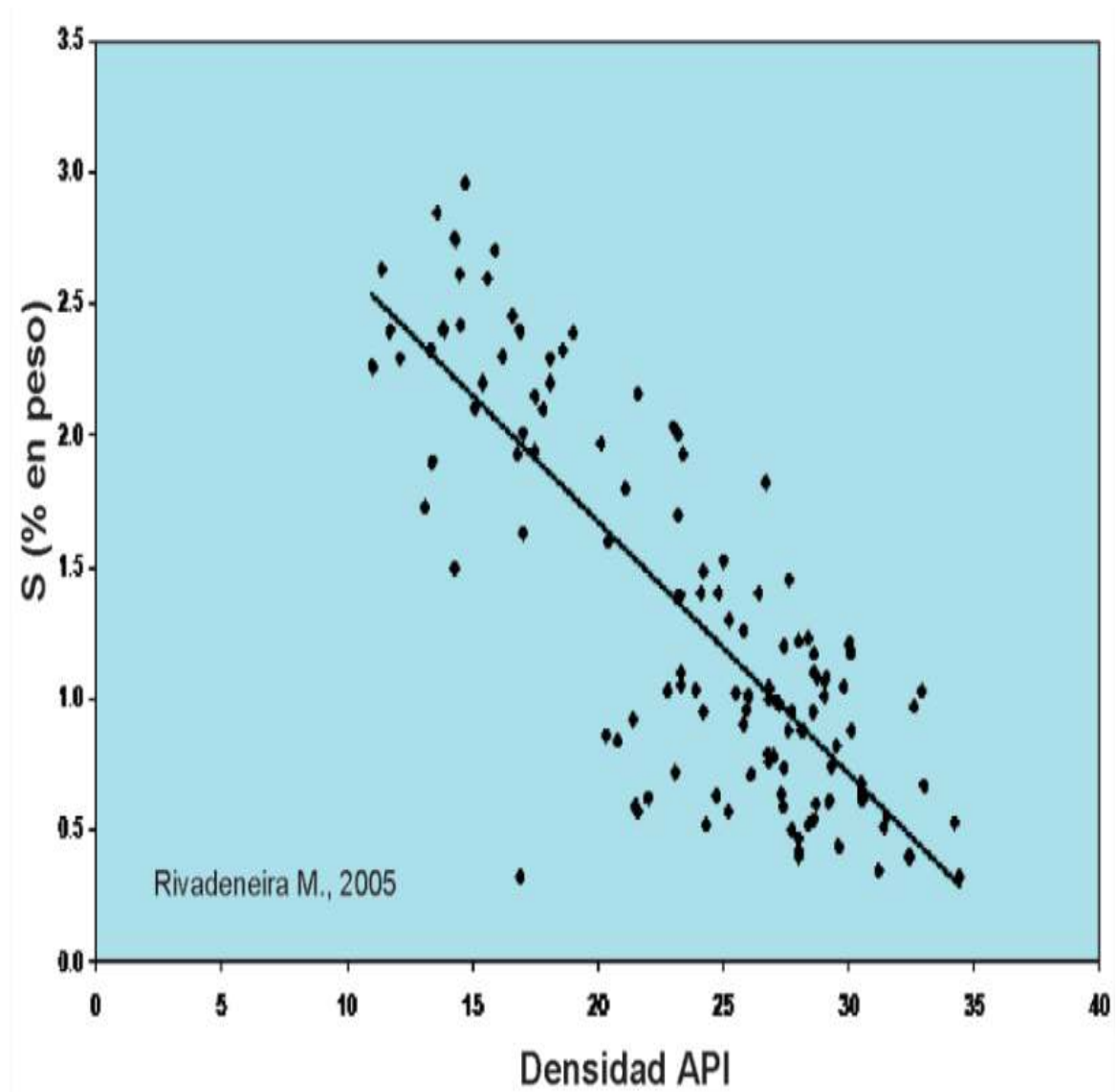


Figura 6. Diagrama contenido de azufre vs API (Mancilla et al. 2008).

De acuerdo a interpretaciones; del sur-orientado indica que, de las dos líneas principales de estructuras, el eje con orientación NNW-SSE contiene sólo crudos pesados de 9°-12° API, mientras que en el eje NNE-SSW crudos pesados y crudos más livianos de hasta 18° API (Mancilla et al., 2008).

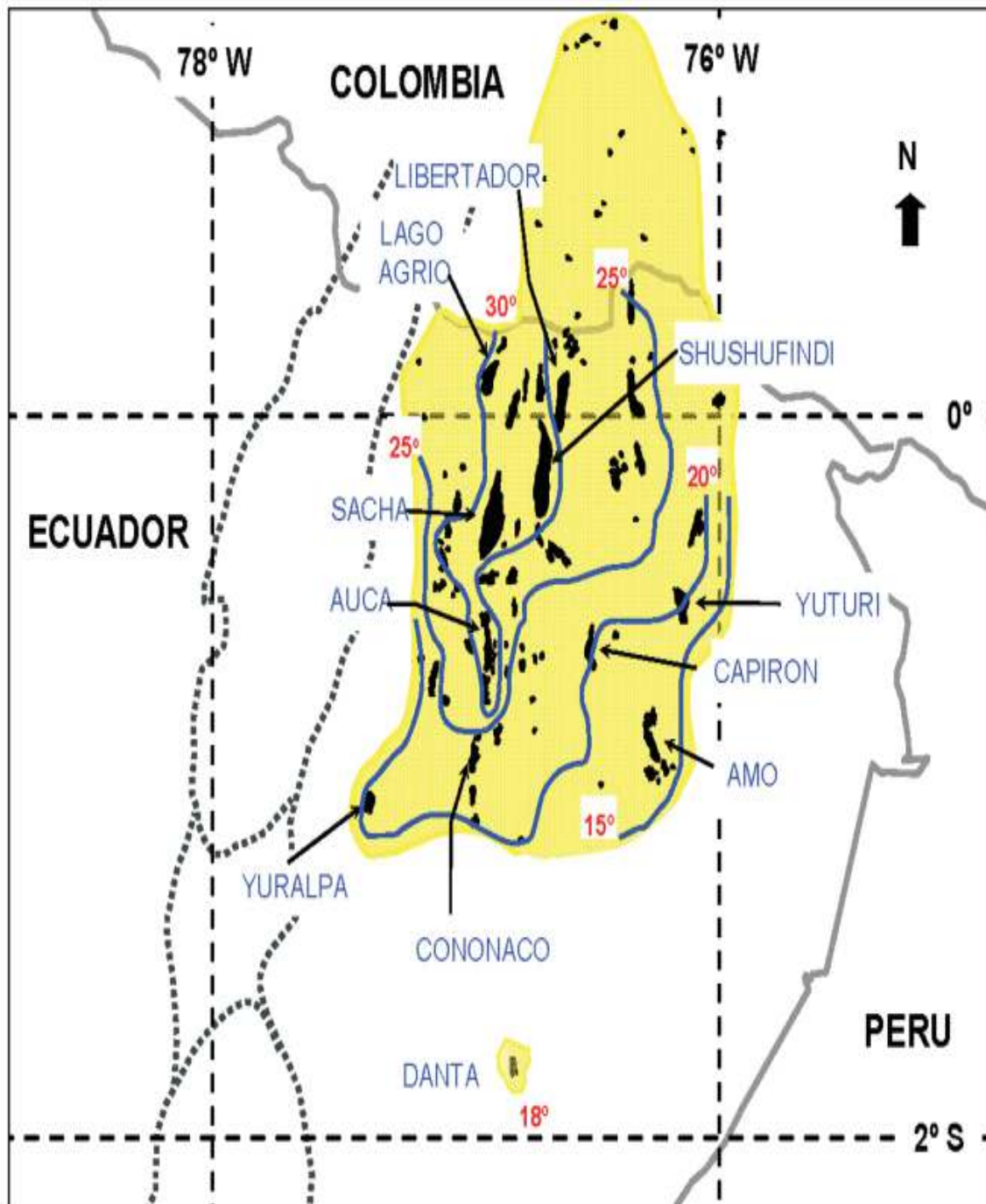


Figura 7. Distribución de la gravedad API en la Arenisca "T" (Mancilla et al. 2008).

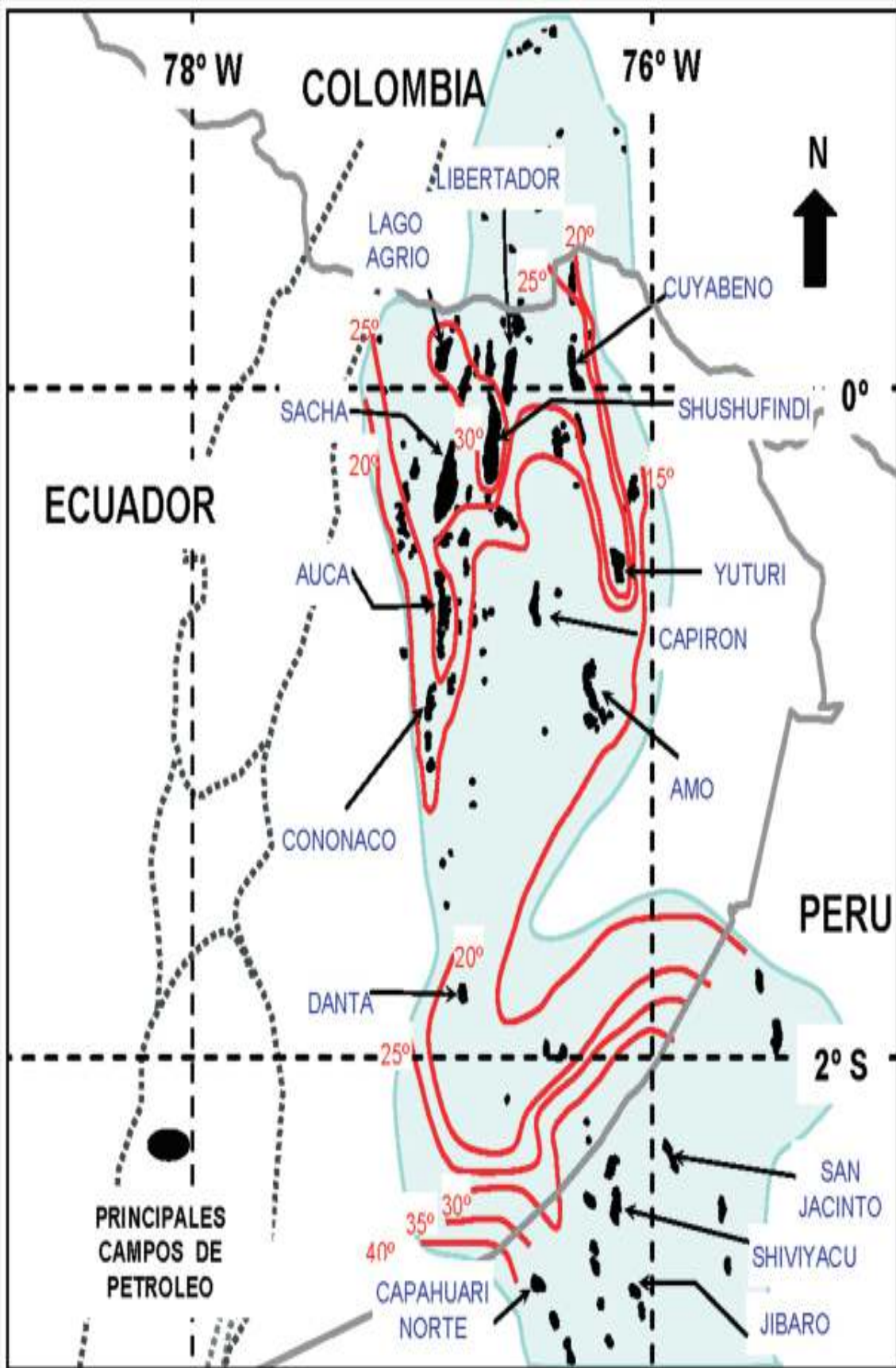


Figura 8. Distribución de la gravedad API en la Arenisca "U" (Mancilla et al. 2008).

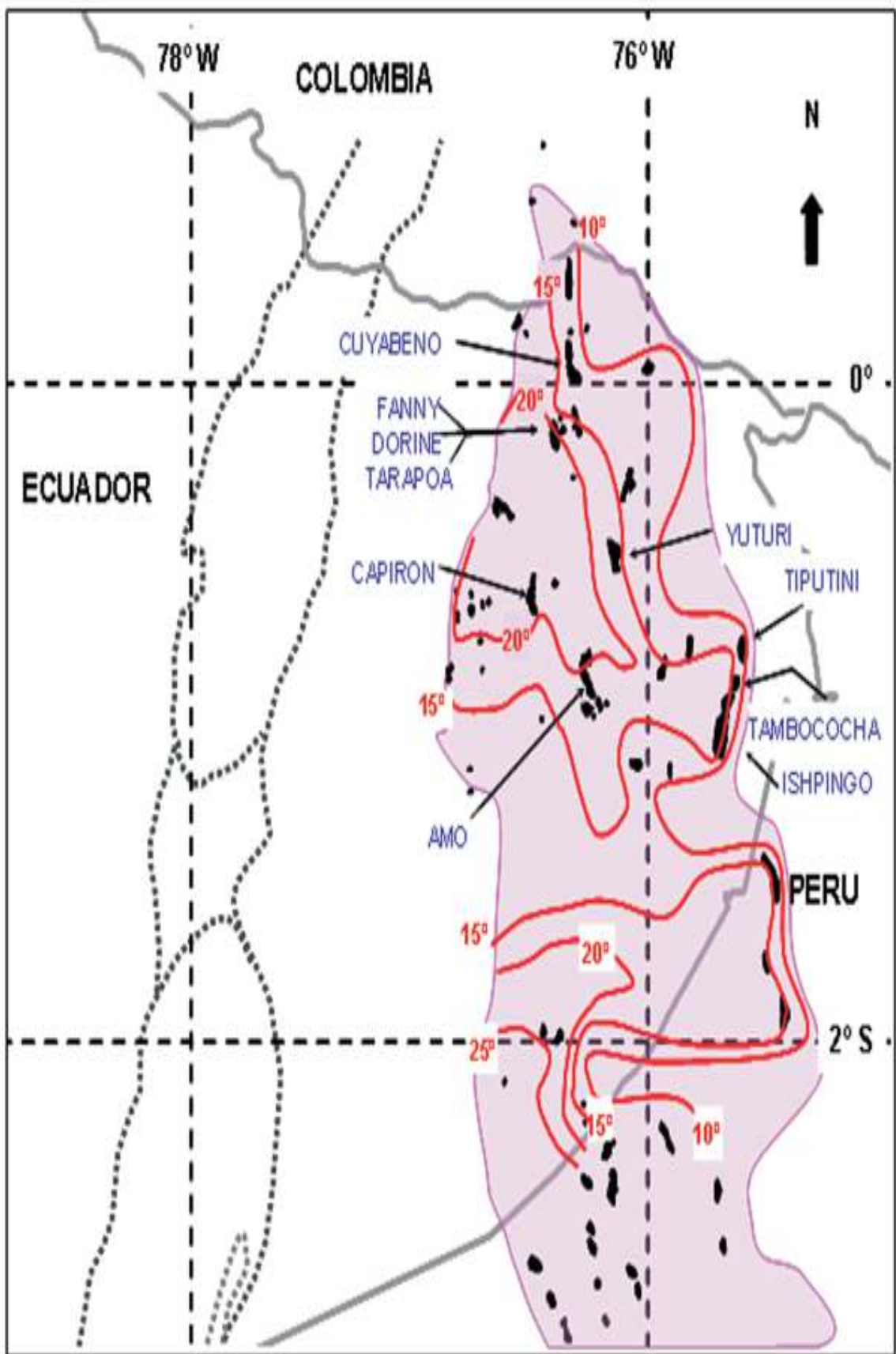


Figura 9. Distribución de la gravedad API de la Arenisca "M1" (Mancilla et al. 2008).

2.3.3 Miembro Basal Tena

Las areniscas que constituyen esta formación son erosivamente discordantes sobre la formación Napo Superior, haciendo presumiblemente ser la fuente de aprovisionamiento de petróleo. Suele hallarse trampas de tipo combinado y se encuentran en los Dominios estructurales (Mancilla et al., 2008).

El Campo Bermejo pertenece a este sistema petrolero, pero al igual que en la Formación Hollín, son muy pobres en hidrocarburos saturados.

2.4 LA VISCOSIDAD Y FLUIDOS NO NEWTONIANOS

2.4.1 Definición de viscosidad.

La mayoría de los fluidos ofrecen cierta resistencia al movimiento, y llamamos a esta resistencia "viscosidad". La viscosidad se origina cuando hay un movimiento relativo entre las capas del fluido. Más precisamente, mide la resistencia al flujo que surge debido a la fricción interna entre las capas de fluido cuando se deslizan unas sobre otras mientras fluye el fluido. La viscosidad también se puede considerar como una medida del espesor de un fluido o su resistencia a los objetos que lo atraviesan (Byjus, 2019).

Un fluido con gran viscosidad resiste el movimiento porque sus fuertes fuerzas intermoleculares le dan mucha fricción interna, resistiendo el movimiento de capas entre sí. Por el contrario, un fluido con baja viscosidad fluye fácilmente porque su composición molecular da como resultado muy poca fricción cuando está en movimiento. Los gases también exhiben viscosidad, pero es más difícil de notar en circunstancias normales (Byjus, 2019).

La viscosidad de los líquidos disminuye rápidamente con un aumento de temperatura y la viscosidad de los gases aumenta con un aumento de temperatura. Por lo tanto, al calentarse, los líquidos fluyen más fácilmente, mientras que los gases fluyen más lentamente. Además, la viscosidad no cambia a medida que cambia la cantidad de materia, por lo que es una propiedad intensiva.

En la práctica existen dos tipos de viscosidad:

- Viscosidad dinámica. – es una forma de medir la resistencia del fluido a fluir cuando se aplica una fuerza externa. La viscosidad dinámica se expresa como la relación entre el esfuerzo cortante y la deformación cortante. La unidad de medida es Pas. Por lo general, se mide en centipoise (cP). Diez poise equivalen a un pascal segundo [Pas] haciendo que el centipoise [cP] y el milipascal segundo [mPas] sean idénticos (Byjus, 2019).
- Viscosidad cinemática. - es medir el flujo resistivo de un fluido bajo el peso de la gravedad. La viscosidad cinemática se expresa como la relación entre la viscosidad dinámica del fluido y su densidad. La unidad de medida es m^2s^{-1} . Una unidad más común de viscosidad cinemática es el centímetro cuadrado por segundo [cm^2s^{-1}], que recibe el nombre de stokes [St] en honor al matemático y físico irlandés George Stokes (1819-1903). Un metro cuadrado por segundo equivale a diez mil stokes (Byjus, 2019).

Dos fluidos diferentes pueden tener la misma viscosidad dinámica pero nunca tendrán la misma viscosidad cinemática debido a la diferencia de densidad.

2.4.2 La relación entre la viscosidad y el tipo de fluido

La temperatura y la presión afectan la viscosidad de un fluido. La viscosidad de los líquidos decrece rápidamente con el aumento de temperatura. Al aumentar la presión, la viscosidad de las moléculas de líquido aumenta debido al aumento de la resistencia al flujo de líquido (Lewis, 1996).

Si la viscosidad no cambia con la presión, describimos algo como un fluido newtoniano. Y, si la viscosidad cambia a medida que cambia la tensión o la temperatura, describimos algo como un fluido no newtoniano. El agua es un ejemplo de fluido newtoniano y la pasta de dientes es un ejemplo de fluido no newtoniano (Industrial de los estados centrales [CSI], 2009).

2.5 MODELOS Y CORRELACIONES PARA ESTIMAR LA VISCOSIDAD DEL PETRÓLEO MUERTO

El acceso en tiempo real a datos precisos juega un papel muy importante en la totalidad del negocio de petróleo y gas. La viscosidad del petróleo muerto, que es petróleo crudo sin gas en solución, es un parámetro prerrequisito para evaluar la viscosidad saturada y la viscosidad insaturada. La determinación de la viscosidad es necesaria para evaluar la caída de presión resultante del flujo a través de medios porosos, tuberías. También es una propiedad necesaria para determinar la productividad de los pozos (Ikiensikimama y Ogboja 2009).

Las propiedades de presión-volumen-temperatura del yacimiento (PVT) son algunas de las más importantes para los ingenieros petroleros y esenciales para diferentes aspectos de los cálculos del yacimiento. La precisión de otras mediciones en la ingeniería de yacimientos también se basa principalmente en la exactitud de los datos PVT. Los datos PVT se obtienen en una situación óptima a partir de muestras representativas de fluidos recolectadas de boca de pozo, superficie o pozo. PVT informa los resultados de las pruebas PVT generalmente a la presión del yacimiento (P) y la temperatura (T). Estos incluyen el cálculo estándar de API de la gravedad del aceite del tanque, la viscosidad del aceite muerto a temperatura ambiente o diferentes, la gravedad y la composición del gas, entre otros. Para otras mediciones de ingeniería de producción, las propiedades generales de PVT de hidrocarburos incluyen presión de saturación (presión de burbuja y de punto de rocío); relación de la solución de gasóleo; relación de gasóleo vaporizado; volúmenes de formación de petróleo y gas; densidad de petróleo y gas; viscosidad del petróleo y del gas, factor Z de una o dos fases para gases; y la compresibilidad isotérmica del petróleo y el gas. La medición incorrecta de las propiedades PVT puede provocar errores graves en los resultados de los cálculos (Hadavimoghaddam et al. 2021).

En la información documental (Spivey y Pursell 1998), siempre se ha hecho hincapié sobre el efecto de la incertidumbre en los datos PVT sobre los resultados de las pruebas. De esta situación, en las últimas décadas se han desarrollado diferentes modelos para la estimación de las propiedades del yacimiento de fluidos. Esos modelos publicados tienen diferentes connotaciones; son empíricos, composicionales y basados en redes neuronales. Entre todas las propiedades PVT para la regulación del movimiento de fluidos a través de

los medios porosos, la viscosidad juega un papel importante que debe cuantificarse con precisión. Este parámetro es crucial para la evaluación de flujo de fluido poroso, eficiencia de pozo, simulación de pozo, prueba de pozo y flujo en tuberías para la producción y diseño de ductos, equipos de transporte y el diseño de operaciones y desarrollos de campo (El-hoshoudy et al. 2013).

La viscosidad del petróleo crudo depende de las propiedades físicas y termodinámicas específicas de la forma y de las características de su composición química, densidad, presión del punto de burbuja, temperatura, gravedad del petróleo, solubilidad del gas y del gas (Makinde et al. 2012; Sattarin et al. 2007), así como del fluido. forma y espesor de las moléculas (McCain 1991). Además de la densidad del fluido y el tipo de fluido (newtoniano o no newtoniano) (McCain, Spivey, y Lenn 2011), la viscosidad del fluido es función de la presión (P) y la temperatura (T).

Las correlaciones empíricas se utilizan para estimar el petróleo muerto y las viscosidades saturadas y no saturadas basadas en datos de campo, pero el resultado de estas correlaciones empíricas es típicamente insatisfactorio y aún se buscan mejoras (M. Al-Marhoun et al. 2012). Los más conocidos son los desarrollados por Beal 1946, Beggs y Robinson (1975), Glaso (1980), Kaye (1985), Al-Khafaji et al. (1987), Petrosky (1990), Egbogah y Ng (1990), Labedi (1992), Kartoatmodjo y Schmidt (1994), De Ghetto (1994), Bennison (1998), Elsharkawy y Alikhan (1999), Hossain et al. (2005), Naseri et al. (2005) y Alomair et al. (2011), Hemmati et al. (2013). Estas correlaciones y otras se resumen en la Tabla 2 para la viscosidad del petróleo muerto.

Tabla 2: Correlaciones para la viscosidad de petróleo muerto, (Hadavimoghaddam et al., 2021)

Autores	Localización de la fuente de datos	Datos de ingreso	Cantidad de muestras	Rango Temperatura, °C	Rango API	μ_{od}, cP
Beals, 1946	US	γ_{API}, T	98	36.5 – 121.1	10 – 52	0.86 – 1550
Beggs and Robinson, 1975	-	γ_{API}, T	460	21.1 – 146.1	16 - 58	-
Glaso, 1980	Mar del Norte	γ_{API}, T	38	10 – 148.8	20 – 48	0.60 – 39
Kaye, 1985	Costa afuera California	γ_{API}, T	-	61.6 – 138.8	7 – 41	-
Al-Khafaji et al., 1987	-	γ_{API}, T	-	15.5 – 148.8	15 -51	-
Petrosky, 1990	Golfo de México	γ_{API}, T	118	45.5 – 142.2	25 - 46	0.72 – 10.25
Egbogah and Ng, 1990	-	γ_{API}, T	394	15 - 80	5 - 58	-
Labedi, 1992	Libiya	γ_{API}, T	91	37.7 – 152.2	32 - 48	0.66 – 4.79
Kartoamtmodjo and Schmidit, 1994	Worldwide	γ_{API}, T	661	26.6 - 160	15 - 59	0.5 -586
Bennison, 1998	Mar del Norte	γ_{API}, T	16	3.8 – 148.8	11 -20	6.40 - 8396
Elsharkawy and Alikhan, 1999	Medio Este	γ_{API}, T	254	37.7 – 148.8	20 – 48	0.60 – 33-7
Dindoruk and Christman, 2004	Golfo de México	$\gamma_{API}, T, P_b, R_s$	95	17.4 – 40	17.4 – 40	-
Hossain et al., 2005	World wide	γ_{API}, T	184	0 – 101.6	7 – 22	12 - 451
Naseri et al., 2005	Iran	γ_{API}, T	472	40.5 – 147.7	17 - 44	0.75 – 0.54
Bergman and Sutton, 2009	World wide	γ_{API}, T	9837	--	-	1.78 - 11360
Alomair et al., 2011	Kuwait	γ_{API}, T	374/118	20 – 160	10 - 20	0.39 – 70
Hemmati et al., 2013	Iran	γ_{API}, T	1000	10 – 143.3	17 – 44	-
El-hoshoudy et al., 2013	Egipto	γ_{API}, T	1000	-	-	-

2.5.1 Correlación de Sánchez -Minero, Sánchez-Reyna, Ancheyta y Marroquín.

Este modelo determina la viscosidad del petróleo muerto en función de la temperatura y la gravedad API, para crudos con un intervalo de gravedad Api desde 12,4 hasta 43 ° (Sánchez-Minero et al. 2014). El modelo propuesto es el siguiente:

$$\mu_{od} = a e^{\left(\frac{b}{T^3}\right)} \quad (3)$$

Donde, $a = 3,9 \times 10^{-5} \text{ API}^3 - 4,0 \times 10^{-3} \text{ API}^2 + 0,1226 \text{ API} - 0,7626$

$b = 9,1638 \times 10^9 \text{ API}^{-1,3257}$

2.5.2 Correlación de Elsharkawy y Gharbi

Mediante la regresión lineal y neural desarrollaron una correlación de viscosidad de petróleo muerto de crudos de Kuwait (Elsharkawy y Alikhan, 1999). La correlación se encuentra mediante la siguiente fórmula:

$$\mu_{od} = 10^{[10,7580 - 3,9145 \log \text{API} - 1,9364 \log T]} \quad (4)$$

Donde, T es la temperatura y API es la gravedad API

2.5.3 Correlación de Glaso

Glaso utilizó 26 muestras de crudo diferentes pertenecientes al Mar del Norte para determinar una correlación de viscosidad de petróleo muerto. Para su experimento se basó en variables de API y temperatura (Glaso, 1980).

$$\mu_{od} = 3,141 \times 10^{10} * T^{-3,444} * (\log \text{API})^{[10,313 \log T - 36,447]} \quad (5)$$

Donde, T es la temperatura y API es la gravedad API

2.6 MODELOS ESTADÍSTICOS DE REGRESION

Generalmente los modelos de regresión tienen la siguiente estructura:

$$\begin{aligned} \text{respuesta} = & \text{ponderación}_1 * \text{predictor}_1 + \text{ponderación}_2 & (6) \\ & * \text{predictor}_2 + \dots + \text{ponderación}_k * \text{predictor}_k \end{aligned}$$

La variable a explicar se denomina variable dependiente o de evaluación. Los argumentos que explican la variable dependiente se conocen como las variables independientes. Los modelos de regresión se crean dependiendo del objetivo de la investigación, es decir puede ser la determinación de un modelo de predicción y un modelo explicativo (Núñez, Steyerberg, y Núñez 2011).

2.6.1 Construcción del modelo de regresión.

La construcción de un modelo de regresión se basa en la selección de las variables que se van a introducir en el modelo y el método de construcción del modelo de regresión. Existen varios métodos de selección de variables que intervienen en un modelo de regresión, entre los principales se encuentran:

Técnica de selección hacia adelante, se introducen las variables de forma secuencial en el modelo, la primera variable en introducir es la variable que tiene mayor correlación positiva o negativa con respecto a la variable dependiente. Para esto la variable debe cumplir con el criterio de entrada (Peláez, 2006)

Técnica de eliminación hacia atrás, se ingresan todas las variables en la ecuación, eliminando luego una tras otra. Se elimina primero la variable que tenga la menor correlación con respecto a la variable dependiente (Peláez, 2006).

Técnica por pasos, es aquella que combina los métodos anteriores, es decir adelante o atrás, introduciendo o eliminando variables del modelo que cumplan con un conjunto de condiciones definidas (Peláez, 2006).

2.6.2 Coeficiente de correlación.

Es una medida que cuantifica la intensidad de la relación que existen entre dos variables. Se utiliza para cualquier tipo de datos, sin embargo, es importante que por lo menos una de las variables tenga una distribución normal, para que el cálculo de los intervalos de confianza sea válido (Dagnino, 2014).

La forma gráfica de expresar el coeficiente de correlación se determina mediante la nube de puntos que representan la asociación entre variables tal como lo muestra la Figura 10.

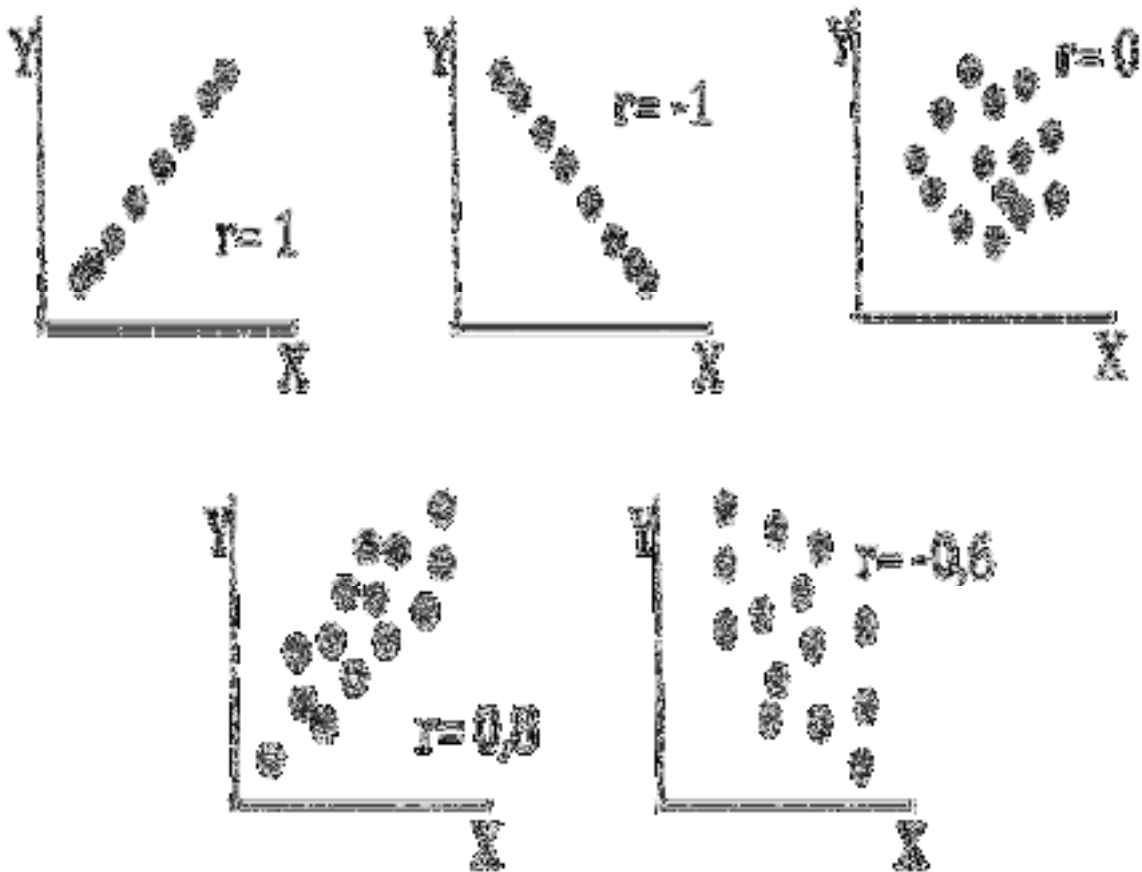


Figura 10. Representación gráfica del coeficiente de correlación, (Dagnino, 2014)

CAPITULO III: METODOLOGÍA

3.1 MUESTRA

Se analizó la información de las propiedades de fluidos de petróleo mediante pruebas PVT de laboratorio proporcionadas por la empresa BestEnergy (Anexo B). Datos de 10 pozos petroleros pertenecientes a los campos Shushufindi, Palo Azul y Parahuacu de la cuenca Oriente del Ecuador. En la tabla 3 se muestran las pruebas PVT con su respectivo requerimiento:

Tabla 3: Pruebas PVT.

Prueba PVT	Propiedad del fluido
Prueba de expansión a composición constante	Presión de saturación y viscosidad.
Prueba del separador	Relación GOR (relación gas-petróleo), gravedad API en el stock tank.
Prueba ASTM D287	Gravedad API.
Prueba ASTM D6560	% de asfaltenos.
Prueba ASTM D2196	Viscosidad dinámica a varias temperaturas de prueba.
Análisis composicional de fluidos y viscosidad del crudo	

Se obtuvo una base de datos con las siguientes características de fluido:

- Temperatura del reservorio
- Gravedad API
- Presión en el punto de burbuja, GOR, viscosidad dinámica.
- Condiciones del separador (Temperatura, GOR, API).
- Presión y viscosidad a condiciones atmosféricas

3.2 ANÁLISIS DE VARIABLES PREDICTORAS

En este apartado se encuentran las variables predictoras siguiendo las fases que muestra la Figura 11.

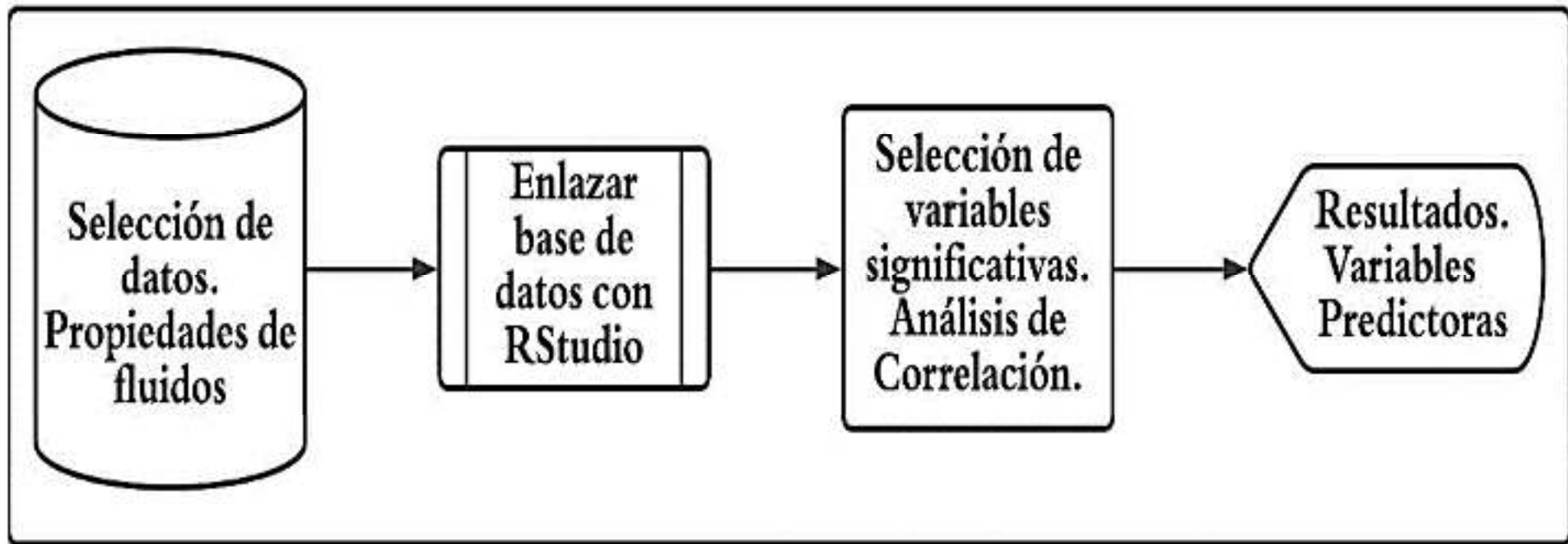


Figura 11. Fases para el análisis de variables predictoras.

3.2.1 Selección de datos.

La tabla 4 muestra la base de datos que se elaboró del análisis de propiedades de fluido según pruebas PVT, las mismas que se utilizaron para el análisis de las variables predictoras.

Tabla 4: Selección de datos de Pruebas PVT, (BestEnergy, 2020).

N°	POZO	FORMACIÓN	AÑO	T(°F) Reservorio	API Pozo	Punto de Burbuja			Condiciones del separador P(lpcm)=0			Std (atmosféricas)		
						Presión	GOR	$\mu[cp]$	T(°F)	GOR	Bo	API	$\rho[g/cc]$	$\mu[cp]$
1	SUSHUFINDI-87	U inferior	1996	220	28	1240	319	1,81	100	303	1,30422	27,3	0,8354	2,7
2	PKNA-015	U inferior	2015	200	28	900	110,4	6,43	65	4	1,002	20,3	0,876	16
3	FRONTERA 02	T inferior	1989	221	34,9	640	179	2,521	100	172	1,22309	34,5	0,7934	3,06
4	PALO AZUL-02	Hollín superior	2000	228	27,5	1170	379	1,338	100	336	1,29043	28	0,8291	2,548
5	SHUSHUFINDI-51	Basal Tena	1998	185	25	870	187	3,956	100	196	1,1796	24	0,8652	6,571
6	SONIA-01	M-1	2001	188	23	400	88	7,208	100	96	1,12412	22,7	0,8696	10,312
7	PARAHUACU-07	T inferior	1998	199	34,2	1050	366	0,75	100	370	1,36461	34,2	0,8074	3,64
8	PALO AZUL 2	Hollín inferior	2000	233	27,2	1241	399	1,29	90,1	272	1,196	31,6	0,875	3,4
9	PATA 6	Basal Tena	2006	210	19,7	745	127	9,438	60	5	1	20,7	0,883	33,214
10	YNNA 009	U inferior	2015	214	19,6	922	184,9	7,24	65	3	1,002	20	0,933	16,3

3.2.2 Enlace base de datos y lenguaje de programación RStudio.

Se utilizó el lenguaje de programación R Studio, para el respectivo análisis estadístico computarizado. RStudio es un lenguaje de programación estadística de código abierto. (Meyer, 2019)

Se procedió a subir la información de la base de datos con el nombre Datosviscosidad.xls, tal como lo muestra la Figura 12 para realizar el respectivo enlace y simular las corridas para la selección de las variables significativas.

3.2.3 Selección de variables significativas.

En esta fase se realizó el análisis estadístico con las diferentes variables significativas potenciales para estimar la viscosidad de petróleo muerto en crudos medianos, basado en un análisis de correlación que determina la relación más significativa entre la viscosidad del petróleo muerto (variable dependiente) y las propiedades PVT (variables independientes). La Tabla 5, muestra la distribución de variables que intervienen en el modelo matemático propuesto.

Tabla 5: Distribución de variables que intervienen en el modelo.

Variables	Nombres
Y	Viscosidad del petróleo muerto
X ₁	Temperatura del separador
X ₂	API (separador)
X ₃	Punto de burbuja
X ₄	GOR (punto de purbuja)
X ₅	Viscosidad dinámica
X ₆	Temperatura del reservorio
X ₇	GOR (separador)

X ₈	Bo separador
X ₉	API (pozo)
X ₁₀	Presión
X ₁₁	Viscosidad a condiciones estándar

File/URL: C:/Users/Downloads/Datosviscosidad.xlsx

Data Preview:

N	POZO	FORMACIÓN	AÑO	Reserv	Apipozo	Pbur	GORbur	viscod	Tsepara	GORsepara	Bosepara
(double)	(character)	(character)	(double)	(double)	(double)	(double)	(double)	(double)	(character)	(character)	(double)
1	SUSHUMINDI-07	U inferior	1996	220	28.0	1243	319.0	1.810	100	338	1.1042
2	PAZA-015	U inferior	2015	200	36.0	900	110.4	6.630	65	4	1.002
3	FRONTERA-02	T inferior	1999	221	34.9	640	179.0	2.521	100	172	1.2230
4	GUANTA-15	Hell'n inferior	1998	252	28.7	990	308.0	0.960	100	287	1.2625
5	PAZO AZUL-02	Hell'n superior	2000	228	27.5	1170	379.0	1.330	100	336	1.2904
6	SHUSHUMINDI-51	Basal Tena	1998	185	25.0	870	187.0	3.958	100	198	1.1798

Import Options:

Name: Datosviscosidad Max Rows: [] First Row as Names

Sheet: Default Skip: 0 Open Data Viewer

Range: A1:D10 NA: []

Code Preview:

```
library(readxl)
Datosviscosidad <- read_excel("C:/users/downloads/datosviscosidad.xlsx")
view(Datosviscosidad)
```

Reading Excel files using readxl

Figura 12. Enlace base de datos Datosviscosidad.xls al lenguaje de programación RStudio.

Para la elaboración del modelo matemático que predice la viscosidad del petróleo muerto, se efectuó un análisis de correlación de Pearson, con la finalidad de establecer la relación lineal que tienen cada una de las variables de la Tabla 5.

El coeficiente de correlación determina la fuerza de relación que existe entre las variables independientes y dependiente (Lalinde et al. 2018). En el desarrollo de la investigación se utilizó el coeficiente de correlación para determinar los niveles de significancia entre las variables que intervienen en el modelo matemático, tal como lo muestra la Tabla 6.

Tabla 6: Interpretación de coeficientes de correlación según Cohen, (Lalinde et al. 2018).

Valores	Interpretación
$0.0 < CC < 0.10$	Relación nula
$0.10 < \text{Coeficiente} < 0.30$	Relación débil
$0.30 < \text{Coeficiente} < 0.50$	Relación moderada
$0.50 < \text{Coeficiente} < 1$	Relación fuerte

3.3 ANÁLISIS DE PREDICCIÓN. MODELO DE REGRESIÓN MÚLTIPLE

El análisis de regresión múltiple es un modelo estadístico que se ajusta a un modelo de predicción de una variable dependiente a partir de dos o más variables. Si el modelo se ajusta bien entonces el coeficiente de correlación será moderado o alto (Rodríguez, Navas, y Gómez 2012).

Este tipo de modelos determina que una variable dependiente tenga relación o este correlacionada con más de una variable independiente. Tiene la siguiente estructura funcional:

$$y_j = b_0 + b_1x_{1j} + b_2x_{2j} + \dots + b_kx_{kj} + u_j \quad (7)$$

Tabla 7: Variables que intervienen en un modelo de regresión lineal, (Montero, 2016).

Variables	Descripción
Y	Variable endógena
X	VARIABLES EXÓGENAS
U	Residuos
B	Coefficiente estimado entre X y Y

3.4 COMPROBACIÓN DEL MODELO MATEMÁTICO

Se utilizó el coeficiente de determinación (R cuadrado) para comprobar la bondad de ajuste del modelo matemático propuesto. R cuadrado es un indicador de la bondad de ajuste recomendado para comparar modelos con diferentes números de argumentos (Guerra, Cabrera, y Fernández, 2003)

3.5 COMPARACIÓN DEL MODELO MATEMÁTICO VS. MODELOS MATEMÁTICOS EXISTENTES

Se eligieron tres modelos matemáticos para comparar el modelo matemático propuesto. Se utilizó el %AARE (error promedio absoluto), que es un indicador de aproximación de valores reales. Así pues, el porcentaje de error menor representa la aproximación más cercana a los valores experimentales distinto del porcentaje de error mayor que se

interpreta como aproximaciones lejanas a datos de pruebas de laboratorio (Al-Zahaby y Sayyoush 2012)

$$\%AARE = \frac{\text{propiedad aproximada} - \text{propiedad experimental}}{\text{propiedad experimental}} \times 100 \quad (8)$$

Donde AARE es el porcentaje promedio de error absoluto.

CAPITULO IV: ANÁLISIS Y DISCUSIÓN DE RESULTADOS

4.1 VARIABLES SIGNIFICATIVAS DEL MODELO MATEMÁTICO PROPUESTO

Se realizó un análisis de correlación con todas las variables explicativas de la Tabla 5, basado en el análisis de la información de las pruebas reales de laboratorio (datos iniciales reportados en la Tabla 4). Se presentan resultados de correlaciones fuertes entre las variables temperatura y gravedad API, -0,76 y -0,86 respectivamente, estas relaciones explican la variabilidad fuerte para predecir la viscosidad del petróleo muerto en crudos medianos, por tanto, las variables temperatura y gravedad API se convierten en variables predictoras, tal como lo muestra la Tabla 7.

Además, la matriz de correlaciones presenta relación nula entre la temperatura del separador con respecto a temperatura del reservorio (0,07), distinto de la relación débil que existe entre la temperatura del reservorio y presión en el punto de burbuja (0,11). En cuanto a la variabilidad que existe entre la gravedad API del separador y la temperatura del separador se reporta una relación débil (0,22) de manera similar se refleja la relación débil que existe entre la presión de burbuja y la gravedad API del separador.

Finalmente, se encuentran variabilidad moderada entre la relación GOR del punto burbuja y las siguientes variables: gravedad API del separador (0,45), temperatura del reservorio (0,49) y presión atmosférica (-0,42). La figura 13 muestra la variabilidad que existen entre las diferentes variables explicativas que intervienen en la viscosidad del petróleo muerto.

Tabla 8: Matriz de correlación de las variables explicativas de la viscosidad del petróleo muerto.

	X ₁	X ₂	X ₃	X ₄	X ₅	X ₆	X ₇	X ₈	X ₉	X ₁₀	X ₁₁
X ₁	1,00	0,22	0,57	0,62	-0,49	0,07	0,37	0,28	0,44	-0,25	-0,28
X ₂	0,22	1,00	0,22	0,45	-0,77	0,61	0,65	0,73	0,86	-0,88	-0,70
X ₃	0,57	0,22	1,00	0,85	-0,63	0,11	0,60	0,46	0,32	-0,11	-0,40
X ₄	0,62	0,45	0,85	1,00	-0,86	0,49	0,88	0,77	0,68	-0,42	-0,65
X ₅	-0,49	-0,77	-0,63	-0,86	1,00	-0,76	-0,94	-0,91	-0,86	0,73	0,90
X ₆	0,07	0,61	0,11	0,49	-0,76	1,00	0,81	0,87	0,70	-0,73	-0,87
X ₇	0,37	0,65	0,60	0,88	-0,94	0,81	1,00	0,97	0,80	-0,72	-0,81
X ₈	0,28	0,73	0,46	0,77	-0,91	0,87	0,97	1,00	0,83	-0,81	-0,83
X ₉	0,44	0,86	0,32	0,68	-0,86	0,70	0,80	0,83	1,00	-0,81	-0,73
X ₁₀	-0,25	-0,88	-0,11	-0,42	0,73	-0,73	-0,72	-0,81	-0,81	1,00	0,62
X ₁₁	-0,28	-0,70	-0,40	-0,65	0,90	-0,87	-0,81	-0,83	-0,73	0,62	1,00

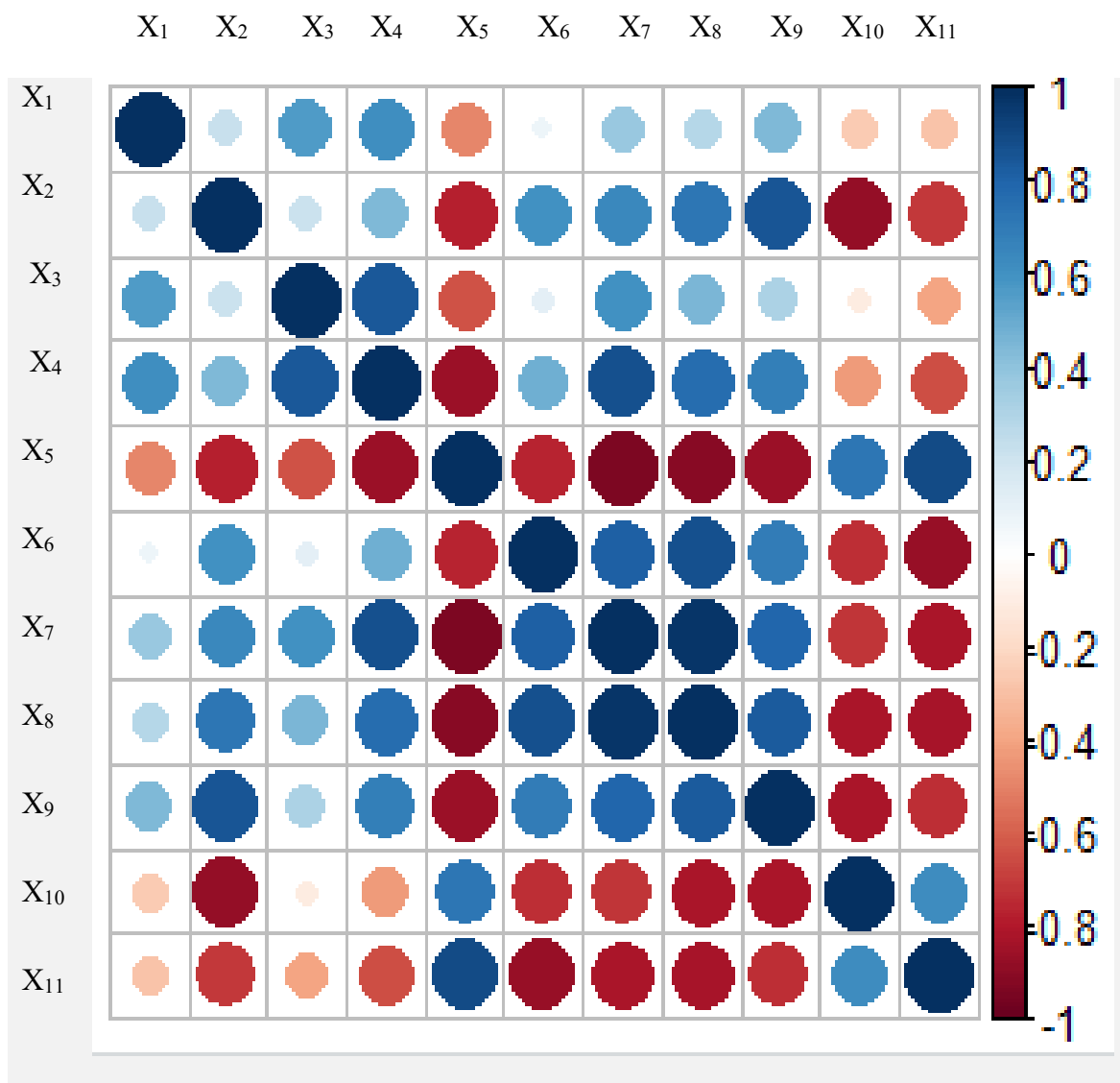


Figura 13. Representación gráfica de la matriz de correlaciones de las variables explicativas que intervienen en la viscosidad del petróleo muerto.

4.2 MODELO MATEMÁTICO PROPUESTO PARA ESTIMAR LA VISCOSIDAD DEL PETRÓLEO MUERTO EN CRUDOS MEDIANOS

Debido a la relación que existe entre las variables predictoras (temperatura del reservorio y gravedad API del pozo) y la variable dependiente (viscosidad del petróleo muerto), se realizó el modelo de regresión lineal múltiple en el lenguaje de programación R con la finalidad de establecer los coeficientes de estimación que formulen la ecuación de predicción.

La Tabla 9 muestra los coeficientes de estimación de las variables predictoras con su respectivo error estándar, el mismo que determina la mejor elección de las variables explicativas. Estos coeficientes de estimación formulan la siguiente ecuación:

$$\mu_{od}=18,82001- 0,05871 * X_6- 0,36349 * X_9 \quad (9)$$

Donde μ_{od} es la viscosidad del petróleo muerto.

X_6 es la temperatura del reservorio.

X_9 es la gravedad del pozo.

El coeficiente de determinación tiene un valor de 0,8; se refiere a que la bondad de ajuste del modelo matemático propuesto se acerca a 1, es decir que la variabilidad de la viscosidad se explica mediante un 80% con respecto a la variabilidad de la temperatura y la gravedad API. Por tanto, este coeficiente verifica la proximidad que existe entre los resultados del modelo matemático y los valores experimentales.

Tabla 9: Coeficientes de estimación de las variables predictoras que intervienen en el modelo matemático para estimar la viscosidad del petróleo muerto en crudos medianos.

Variab les	Coeficientes de estimación	Error Estándar
Intercepto	18,82001	2,86451
X_6	-0,05871	0,04230
X_9	-0,36349	0,13064
R cuadrado: 0,8		

4.3 DISCUSIÓN DE RESULTADOS

Se analizaron diferentes modelos matemáticos que estiman la viscosidad del petróleo muerto, dando lugar al análisis específico de correlaciones cuyas variables explicativas sean iguales a las variables predictoras del modelo matemático propuesto (en este caso temperatura y gravedad API). Estas correlaciones son modelos o ecuaciones matemáticas que explican las diferentes propiedades PVT de diferentes campos petroleros, como es el caso de la cuenca Oriente del Ecuador. Se realizaron los respectivos cálculos entre los diferentes modelos matemáticos, encontrando su respectivo porcentaje de error promedio (ver Anexo A).

Los campos petroleros considerados son los siguientes:

- Shushufindi
- Palo Azul
- Yuralpa
- Parahuacu

Se utilizaron los datos de las pruebas de laboratorio de diferentes campos petroleros de la cuenca Oriente, de tal forma que se obtuvieron datos iniciales para proceder a realizar los cálculos y la respectiva comparación entre las correlaciones existentes (Sánchez-Minero et al., Elsharkawy y Gharbi, Glaso) y el modelo matemático propuesto. Los resultados se discuten a continuación:

Comparación de datos experimentales vs. modelos matemáticos existentes y propuesto para el pozo SUSHUFINDI-87

La prueba experimental para este pozo reporta 1,81 cp la viscosidad del petróleo muerto mientras que el modelo de Sánchez-Minero determina un valor de 0,40 cp con un porcentaje de error del 77,90%, distinto del modelo de Elsharkawy y Gharbi que presenta un valor más cercano de 1,26 cp con porcentaje de error del 30,39%; el modelo de Glaso se aleja del valor experimental con 13,24 cp que corresponde a 631,49% de error. De modo que el modelo propuesto refleja un valor de 3,03 con porcentaje de error 67,17% (ver Anexo A).

Comparación de datos experimentales vs. modelos matemáticos existentes y propuesto del pozo PKNA-015

El modelo propuesto en este trabajo de investigación presenta un valor de viscosidad de petróleo muerto de 7,63 cp cuyo porcentaje de error es de 18,58% para este pozo de petróleo, valores cercanos a las pruebas experimentales, comparado con el valor de 0,40 cp con un error de 93,78% (Modelo Sánchez-Minero), 2,13 cp con porcentaje de error de 66,87% (Elsharkawy y Gharbi), distinto de los valores alejados que presenta el modelo de Glaso con un valor de 153,65 cp correspondiente al 2289,58%.

Comparación de datos experimentales vs. modelos matemáticos existentes y propuesto del pozo FRONTERA 02

En este pozo de petróleo, el valor de la viscosidad de petróleo muerto según el modelo de Sánchez-Minero es de 0,31 cp con porcentaje de 87,70%, valores lejanos a la prueba de laboratorio, mientras que el modelo de Glaso muestra un valor de 4,49 cp con 78,10% de error, diferente del modelo de Elsharkawy y Gharbi con un valor de 0,87 cp que representa el 65,49% de error, valores cercanos a la prueba experimental. En cambio, el modelo propuesto refleja un valor de 0,41 cp con 83,79% de error.

Comparación de datos experimentales vs. modelos matemáticos existentes y propuesto del pozo SUSHUFINDI – 51

Para este pozo la aproximación más lejana la determina el modelo de Glaso con un valor de 24,83 cp que corresponde al 527,65%, comparado con la correlación de Sánchez-Minero que reporta un valor de 0,41 cp equivalente al 89,64% de error con respecto a la prueba experimental, tanto como el valor de 1,48 cp con porcentaje de error del 62,59% (modelo Elsharkawy y Gharbi), mientras que el modelo propuesto establece la aproximación más cercana a las pruebas experimentales con un valor de 4,23 cp con porcentaje de error del 6,81%.

Comparación de datos experimentales vs. modelos matemáticos existentes y propuesto del pozo SONIA – 01

El modelo matemático propuesto reporta la aproximación más cercana a la prueba PVT de laboratorio (7,21 cp), con un valor de 4,70 cp y 34,83% de error, distinto de la aproximación lejana de la correlación de Glaso (32,84 cp, 355,60% de error) y Sánchez-Minero (0,42 cp, 94,17%).

Comparación de datos experimentales vs. modelos matemáticos existentes y propuesto del pozo PARAHUACU – 07

La aproximación más cercana la refleja Elsharkawy y Gharbi con un valor de 0,88 cp que corresponde al 17,33% de error, mientras que Sánchez-Minero presenta 58,67% de error, Glaso (522,67%) y el modelo matemático propuesto reporta un porcentaje de error del 30,98%.

Comparación de datos experimentales vs. modelos matemáticos existentes y propuesto del pozo PALO AZUL 2

En este caso, los valores más cercanos a la viscosidad del petróleo muerto los presenta la correlación de Elsharkawy y Gharbi con un porcentaje de error del 14,73%, distinto del valor más lejano de la correlación de Glaso que tiene un 513,18% de error de cara al 58,45% de aproximación que posee el modelo propuesto en este trabajo de investigación.

Comparación de datos experimentales vs. modelos matemáticos existentes y propuesto del pozo PATA 6

El modelo matemático propuesto se ajusta más a las pruebas experimentales con un porcentaje de error del 17,64%, en comparación con el ajuste lejano de la correlación de Glaso con 1633,10% de error. Por el contrario, Sánchez-Minero y Elsharkawy y Gharbi muestran ajustes considerables.

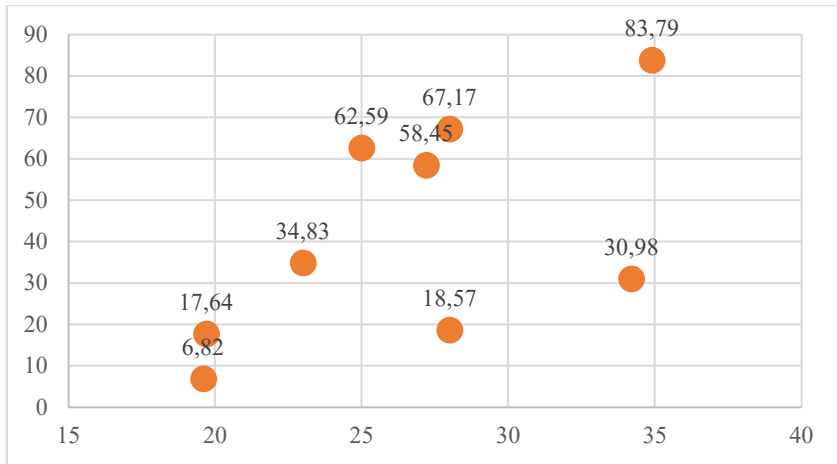
Comparación de datos experimentales vs. modelos matemáticos existentes y propuesto del pozo YNNA 009

La aproximación cercana la posee el modelo propuesto en este estudio (6,82% error), mientras que los modelos de Sánchez-Minero y Elsharkawy y Gharbi inciden en aproximaciones viables, 94,48% y 70,30% respectivamente.

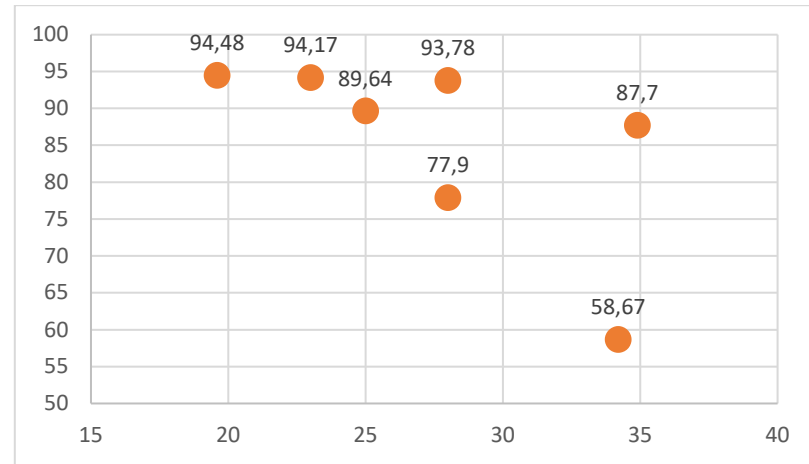
Para una mejor interpretación, se generaron gráficas que ponderan cuanto se alejan los valores calculados de los reales. El análisis con respecto a la variable API (Figura 14), muestra que el cálculo de la viscosidad del petróleo muerto tiene paridad entre el modelo propuesto y el de Elsharkawy y Gharbi, porque el primero presenta 5 valores calculados menores al 50% de error y el segundo 4 valores bajo la misma premisa. Los 2 modelos restantes (b y d) presentan errores mucho más fuertes. La tendencia antes descrita se replica con respecto a la temperatura (Figura 15), pero de acuerdo al modelo propuesto indica un menor error entre 195 a 215 °F.

Algunas correlaciones como la de (Glaso, 1980) suelen presentar desviaciones considerables cuando la temperatura se aproxima a valores elevados (Hadavimoghaddam et al., 2021), esta puede ser una razón del porque el error supera el 100% para casi todas las muestras.

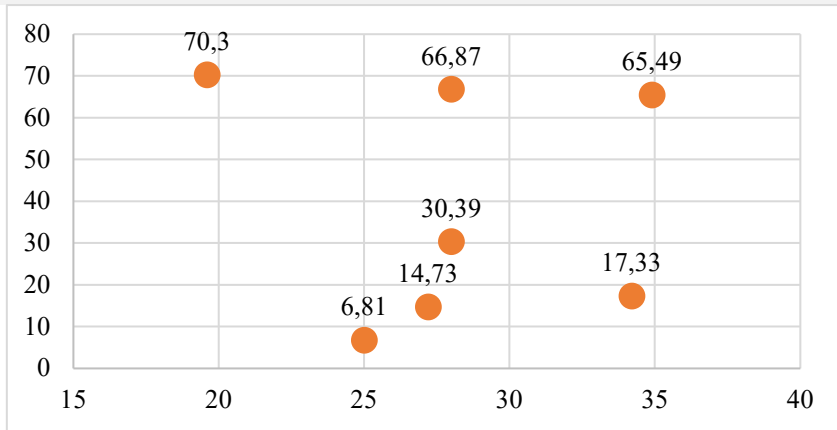
El modelo propuesto puede ser optimizado con la sectorización de la cuenca Oriente y la recopilación de más datos de pozos. Sin embargo, este modelo para estimar la viscosidad del petróleo muerto de la Cuenca Oriente, proyecta una línea favorable que puede aún reducir el error presentado porque las Figura 14 y 15 indican algunos valores menores al 50% de error, situación que no sería favorable si todo supera ese porcentaje. Se enfatiza que la mayoría de correlaciones están basadas en datos reales tomados del mismo campo, pero es difícil aproximarse. La recomendación general es desarrollar una correlación propia de cada área de estudio muy aparte de las correlaciones habituales porque esto construye un mejor perfil PVT.



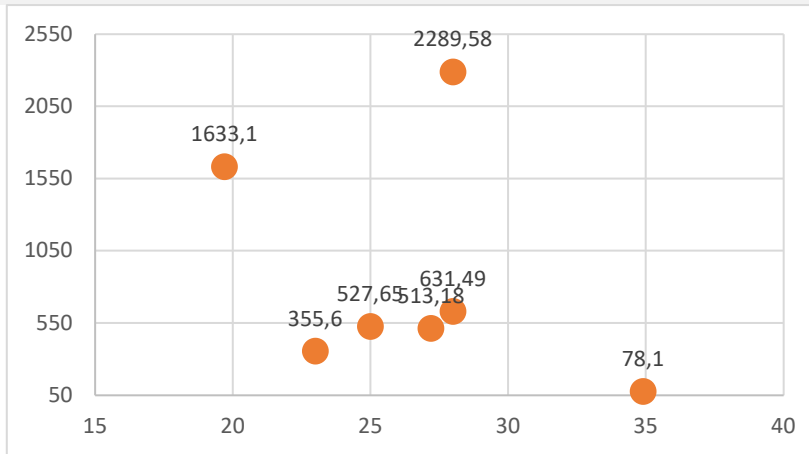
a) Dispersión del modelo propuesto



b) Dispersión del modelo Sánchez-Minero

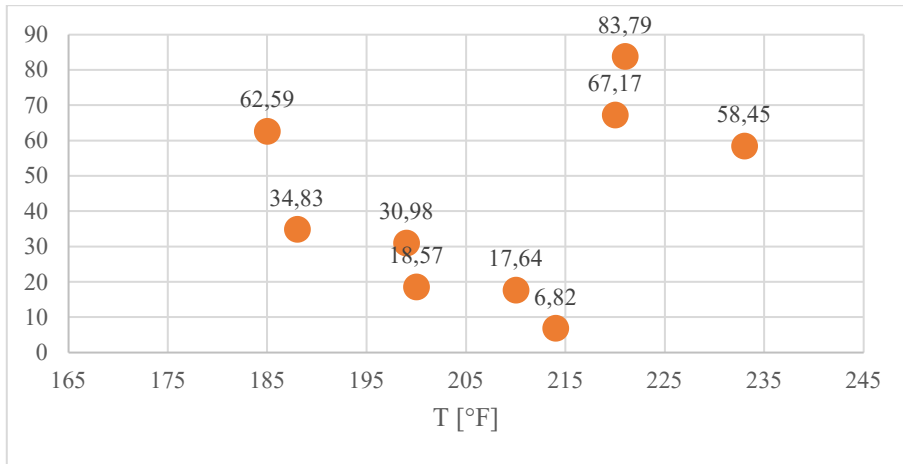


c) Dispersión del modelo Elsharkawy y Gharbi

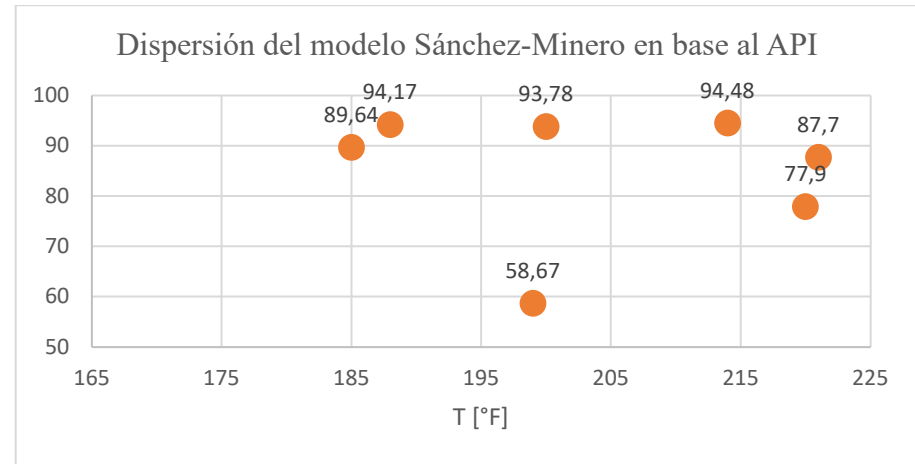


d) Dispersión del modelo Glaso

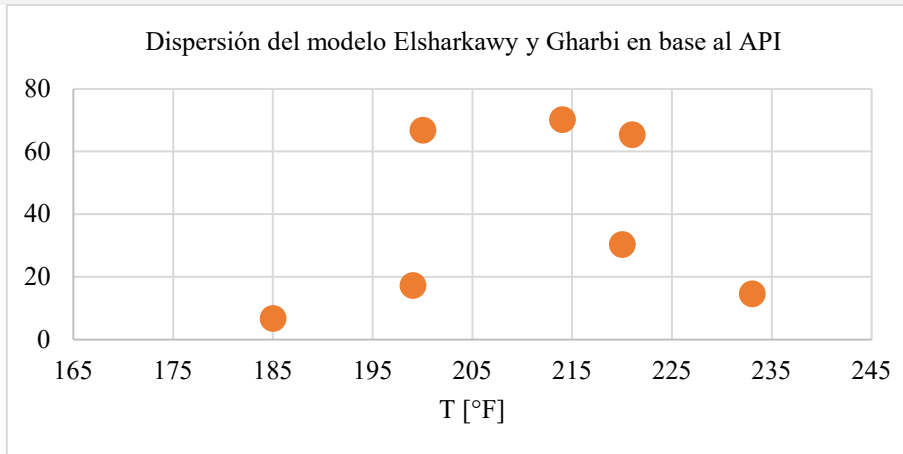
Figura 14. Dispersión de las correlaciones en base a la gravedad API.



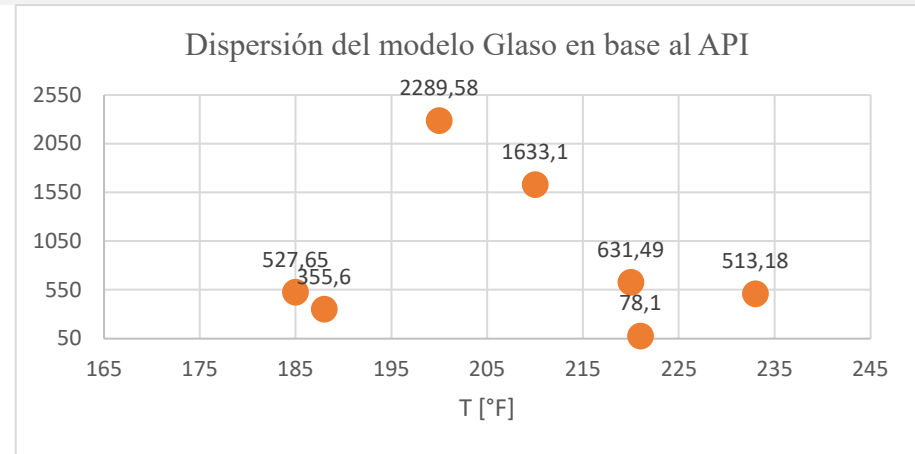
a) Dispersión del modelo propuesto



b) Dispersión del modelo Sánchez-Minero



c) Dispersión del modelo Elsharkawy y Gharbi



d) Dispersión del modelo Glaso

Figura 15. Dispersión de las correlaciones en base a la temperatura.

CAPITULO V: CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

5.1 CONCLUSIONES

El modelo matemático propuesto en este estudio predice la viscosidad de petróleo muerto para crudos medianos de la cuenca Oriente del Ecuador, con un 80% de aproximación de cara a los valores experimentales de las pruebas PVT de laboratorio.

Los valores de la viscosidad del petróleo muerto encontrados en los pozos de la cuenca Oriente presentan aproximaciones cercanas a las pruebas experimentales (19.8% de error) frente a las aproximaciones lejanas de los modelos matemáticos existentes Sánchez-Minero (81,6%), Elsharkawy y Gharbi (40,1%) y Glaso (94,7%).

El modelo propuesto indica una relación con la gravedad API y la temperatura, esta circunstancia valida la estructura del mismo con respecto a la diversidad de correlaciones para petróleo muerto (Tabla 2), donde los coeficientes de correlación (Tabla 9) indican la correspondencia entre la viscosidad y las variables antes mencionadas.

El marco de estudio de las correlaciones existentes se sustenta en los datos tomados de los pozos de determinados campos, esos modelos suelen ser compatibles (el error 0% es difícil de alcanzar) con áreas cercanas, formaciones provenientes de la misma cuenca o con reservorios muy similares en características petrofísicas y químicas. Sin embargo, modelar un propio perfil en este caso la viscosidad del petróleo para determinado campo, siempre es importante y evalúa las condiciones in situ, que deben ser resueltas para una correcta aplicación.

El objetivo de modelar correlaciones es disminuir el número de pruebas de laboratorio (poseen cierto costo elevado) y el tiempo de respuesta para determinar cierto parámetro.

Para la viscosidad del petróleo muerto, no sólo es eso si no que se agrega la importancia de conocer la medida de esa variable porque está involucrada en determinadas operaciones de campo como lo son: el diseño de líneas de transporte de petróleo-crudo que tiene relación a que equipos se va a emplear y las condiciones de operación, con esta variable también se puede estimar el estado del campo si el reservorio es maduro o depletado.

5.2 RECOMENDACIONES

Considerar la variabilidad de la relación GOR con respecto a la estimación de viscosidad de petróleo muerto para futuros estudios, comparando los resultados con modelos matemáticos existentes que consideren la mencionada propiedad.

Se recomienda la aplicación del modelo propuesto a los diferentes bloques de campos petroleros de la cuenca Oriente, de tal manera que se compruebe el modelo propuesto bajo las diferentes propiedades de fluido que poseen dichos campos, dando lugar a una mayor predicción de viscosidad de petróleo muerto.

La calidad y robustez de cualquier correlación proviene de la cantidad adecuada de puntos de información y la sectorización de los mismos. La Cuenca Oriente varía algunos parámetros importantes de acuerdo a la ubicación; sea zona norte, central o sur (Mancilla et al., 2008). Esta situación hace necesario considerar un modelo global que tenga presente solucionar esta disparidad que ocurre en una misma cuenca-reservorio, la misma que podría ser mejor analizada si se incrementa la cantidad de puntos de data tomada teniendo en cuenta un cierto número por cada sector explicado.

El porcentaje de asfaltenos no se pudo evaluar para esta base de datos, debido a la indisponibilidad de la misma. Sin embargo, esta juega un papel importante en el ajuste de cualquier modelo de determinado lugar, porque tiene relación a la composición química de los petróleos crudos. Esta podría ser una razón más que explicaría la disparidad de la viscosidad del petróleo muerto en la Cuenca Oriente. Es necesario para un futuro ajuste de este modelo, que se incluya esta variable.

Una de las aplicaciones en determinar la viscosidad del petróleo muerto es estimar la viscosidad a condiciones de yacimiento (saturado y subsaturado) mediante un ajuste, entonces una vez que el modelo inicial consiga un correcto matching, puede estudiarse para lograr un modelo de petróleo vivo que es parte de las pruebas PVT y necesario para estudios de recuperación de petróleo.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- Adeeyo, Yisa A. 2017. *SPE-189142-MS Artificial Neural Network Modelling of Viscosity at Bubblepoint Pressure and Dead Oil Viscosity of Nigerian Crude Oil*.
- Ali Al-Amoudi, Luai, Hadhramout University, and Badr Salem Ba geri. 2019. *SPE-194741-MS Development of Artificial Intelligence Models for Prediction of Crude Oil Viscosity*.
- Al-Marhoun, M. A., S. Nizamuddin, A. A. Abdul Raheem, S. Shujath Ali, and A. A. Muhammadain. 2012. "Prediction of Crude Oil Viscosity Curve Using Artificial Intelligence Techniques." *Journal of Petroleum Science and Engineering* 86–87:111–17. doi: 10.1016/j.petrol.2012.03.029.
- Al-Marhoun, Muhammad, Syed Nizamuddin, A. A. Raheem, Syed Ali, and Abdulrahim Muhammadain. 2012. "Prediction of Crude Oil Viscosity Curve Using Artificial Intelligence Techniques." *Journal of Petroleum Science and Engineering* s 86–87:111–117. doi: 10.1016/j.petrol.2012.03.029.
- Al-Zahaby, Ahmed, and Mohamed H. Sayyoub. 2012. *SPE 150650 Guidelines for Selecting Appropriate PVT Correlations for Black Oils*.
- Anon. 1980. *Generalized Pressure~ V Olume-Temperature Correlations*.
- Anon. 2019. *SPE-198770-MS Mathematical Modelling of Oil Viscosity at Bubble Point Pressure and Dead Oil Viscosity of Nigerian Crude Yisa Adeeyo, EROTON Exploration and Production Company Limited*.
- Anon. n.d. "54e63a1a778ff_15_correlacion-2-2014_edit."
- Anon. n.d. "ASTM D1298 - 12b (2017) Standard Test Method for Density, Relative Density, or API Gravity of Crude Petroleum and Liquid Petroleum Products by Hydrometer Method." Retrieved October 14, 2021b (<https://www.astm.org/Standards/D1298.htm>).
- ASTM. (2017). ASTM D1298 - 12b(2017) Standard Test Method for Density, Relative Density, or API Gravity of Crude Petroleum and Liquid Petroleum Products by

Hydrometer Method. In ASTM D1298 - 12b.
<https://www.astm.org/Standards/D1298.htm>

Hajizadeh, Yasin. "Viscosity prediction of crude oils with genetic algorithms." Paper presented at the Latin American & Caribbean Petroleum Engineering Conference, Buenos Aires, Argentina, April 2007. doi: <https://doi.org/10.2118/106763-MS>

Peláez, I. M. (2016). Modelos de regresión: lineal simple y regresión logística. *Revista Seden*, 14, 195-214.

Baby, Patrice, Marco Rivadeneira, Celso Davila, Milton Galarraga, Jaime Rosero, Jorge Vega, and Roberto Barragan. 1997. "Estilo Tectónico y Etapas de Deformación de La Parte Norte de La Cuenca Oriente Ecuatoriana [PAPER IN SPANISH] Tectonic Style and Deformation Stages of the Northern Part of the Eastern Ecuadorian Basin."

Bergsagel Møller, Jørgen, Knut Kristian Meisingset, Ibnu Hafidz Arief, and Statoil Asa. 2018. *SPE-191296-MS An Improved Correlation Approach to Predict Viscosity of Crude Oil Systems on the NCS*.

Byjus. (2019). Viscosity - Definition, Meaning, Types, Formula, Unit, Example. <https://byjus.com/physics/viscosity/>

CSI. (2009). Newtonian and Non-Newtonian Fluids: The Importance in Processing. Central States Industrial. <https://www.csidesigns.com/blog/articles/newtonian-and-non-newtonian-fluids>

Do Carmo, Wesley P., Marcelo K. Lenzi, Ervin K. Lenzi, Montserrat Fortuny, and Alexandre F. Santos. 2019. "A Fractional Model to Relative Viscosity Prediction of Water-in-Crude Oil Emulsions." *Journal of Petroleum Science and Engineering* 172:493–501. doi: 10.1016/j.petrol.2018.09.076.

El-hoshoudy, A., A. B. Farag, Omnia Ali, M. H. EL-Batanoney, S. Dessouky, and Miloud Ramzi. 2013. "New Correlations for Prediction of Viscosity and Density of Egyptian Oil Reservoirs." *Fuel* 112:277–282. doi: 10.1016/j.fuel.2013.05.045.

Elsharkawy, A. M., and A. A. Alikhan. n.d. *Models for Predicting the Viscosity of Middle East Crude Oils*.

- Glaso, O. (1980). Generalized Pressure-Volume-Temperature Correlations. *Journal of Petroleum Technology*, 32(05), 785–795. <https://doi.org/10.2118/8016-pa>
- Guerra, Caridad W., A. Cabrera, and Lucía Fernández. 2003. *Criterios Para La Selección de Modelos Estadísticos En La Investigación Científica*. Vol. 37.
- Hadavimoghaddam, Fahimeh, Mehdi Ostadhassan, Ehsan Heidaryan, Mohammad Ali Sadri, Inna Chapanova, Evgeny Popov, Alexey Cheremisin, and Saeed Rafieepour. 2021. “Prediction of Dead Oil Viscosity: Machine Learning vs. Classical Correlations.” *Energies* 14(4):930. doi: 10.3390/en14040930.
- Ikiensikimama, Sunday Sunday, and Olu Ogboja. 2009. “Evaluation of Empirically Derived Oil Viscosity Correlations for the Niger Delta Crude.” *Journal of Petroleum Science and Engineering* 69(3–4):214–18. doi: 10.1016/j.petrol.2009.09.005.
- Khamehchi, Ehsan, Mohammad Reza Mahdiani, Mohammad Amin Amooie, and Abdolhossein Hemmati-Sarapardeh. 2020. “Modeling Viscosity of Light and Intermediate Dead Oil Systems Using Advanced Computational Frameworks and Artificial Neural Networks.” *Journal of Petroleum Science and Engineering* 193. doi: 10.1016/j.petrol.2020.107388.
- Lalinde, Hernández, Juan Diego, Espinosa Castro, Chacón Rangel, José Gerardo, Toloza Sierra, Cristian Andrés, Arenas Torrado, Marilly Karina, Carrillo Sierra, Sandra Milena, Bermúdez Pirela, and Valmore José. 2018. “Sobre El Uso Adecuado Del Coeficiente de Correlación de Pearson: Definición, Propiedades y Suposiciones.”
- Lewis, M. J. (1996). Viscosity. *Physical Properties of Foods and Food Processing Systems*, 108–136. <https://doi.org/10.1533/9781845698423.108>
- Magoon, Leslie B., and Edward A. Beaumont. 2003. “Petroleum Systems.” 3–34.
- Makinde, Favour, C. Ako, Oyinkepreye Orodu, and I. Asuquo. 2012. “Prediction of Crude Oil Viscosity Using Feed-Forward Back-Propagation Neural Network (FFBPNN).” *Petroleum and Coal* 54.
- Mancheno, Myriam, Servio Astudillo, Pablo Arévalo, Inés Malo, Tania Naranjo, and Johana Espinoza. 2016. “Aprovechamiento Energético de Residuos Plásticos

- Obteniendo Combustibles Líquidos, Por Medio Del Proceso de Pirólisis.” *La Granja* 23(1). doi: 10.17163/lgr.n23.2016.06.
- Mancilla, Oscar, Luis Albariño, Viviana Meissinger, Marco Rivadeneira, and Simone Sciamanna. 2008. “Sistemas Petroleros De La Cuenca Oriente. Ecuador.” *VII Congress of Exploration and Development of Hydrocarbons* 287–311. doi: 10.3997/2214-4609-pdb.266.13.
- McCain, W. D. 1991. “Reservoir-Fluid Property Correlations-State of the Art (Includes Associated Papers 23583 and 23594).” *SPE Reservoir Engineering* 6(02):266–72. doi: 10.2118/18571-pa.
- McCain, William D., John Paul Spivey, and Christopher P. Lenn. 2011. “Petroleum Reservoir Fluid Property Correlations.” 219.
- Meyer, Aurelien G. 2019. “Measuring Simplified Pore-Throat Angularity Using Automated Mathematical Morphology.” *SPE Journal* 24(1):243–53. doi: 10.2118/194193-PA.
- Núñez, Eduardo, Ewout W. Steyerberg, and Julio Núñez. 2011. “Estrategias Para La Elaboración de Modelos Estadísticos de Regresión.” *Revista Espanola de Cardiologia* 64(6):501–7. doi: 10.1016/j.recesp.2011.01.019.
- Oilfieldteam.com. 2018. “Petróleo Muerto.” *Oilfieldteam.Com*. Retrieved October 16, 2021 (<https://oilfieldteam.com/en/a/learning/dead-crude-030418>).
- Oloso, Munirudeen A., Amar Khoukhi, Abdulazeez Abdulraheem, and Moustafa Elshafei. 2009. *SPE/EAGE Reservoir Characterization and Simulation Conference*.
- Petro-online.com. (2015). What is API Gravity? Petro Online. <https://www.petro-online.com/news/fuel-for-thought/13/breaking-news/what-is-api-gravity/33309>
- PetroWiki. (2015, June 4). Oil fluid characteristics. https://petrowiki.spe.org/Oil_fluid_characteristics

- Ramos-Pallares, F., H. Lin, H. W. Yarranton, and S. D. Taylor. 2017. "Prediction of the Liquid Viscosity of Characterized Crude Oils by Use of the Generalized Walther Model." *SPE Journal* 22(5):1487–1505. doi: 10.2118/186093-pa.
- Rivadeneira, Marco, Patrice Baby, Cynthia Dávila, and Frédéric Christophoul. 1999. "Los Principales Campos de Petroproduccion: Estilo Tectonico, Etapas de Deformacion y Caracteristicas Geologicas."
- Rodríguez, S.; G Navas, and; A Gómez. 2012. *SPE 152681 Estimation Coalbed Methane Content from Elemental Analysis for "Los Cuervos" Formation's High Volatile Bituminous C Coals Applying Nonparametric Regression Techniques*.
- Sánchez-Minero, Felipe, Gabriela Sánchez-Reyna, Jorge Ancheyta, and Gustavo Marroquin. 2014. "Comparison of Correlations Based on API Gravity for Predicting Viscosity of Crude Oils." Pp. 193–99 in *Fuel*. Vol. 138. Elsevier Ltd.
- Sattarin, Manzar, Hassan Modarresi, Mahmoud Bayata, and Mohammad Teymori. 2007. "New Viscosity Correlations for Dead Crude Oils." *Petroleum & Coal* 49:33–39.
- Spivey, J. P., and D. A. Pursell. 1998. "Errors in Input Data and the Effect on Well-Test Interpretation Results." 1–12. doi: 10.2118/39773-ms.
- Whitson, C. H. (1983). CHARACTERIZING HYDROCARBON PLUS FRACTIONS. *Society of Petroleum Engineers Journal*, 23(4), 683–694. <https://doi.org/10.2118/12233-PA>

ANEXO A

Tabla 10: Comparativa de datos experimentales vs. modelo de Sánchez Minero et al.

Nº	Pozos	PVT Laboratorio	Modelo Sánchez Minero et al, 2014	% Error
1	SUSHUFINDI-87	1,81	0,40	77,90
2	PKNA-015	6,43	0,40	93,78
3	FRONTERA 02	2,52	0,31	87,70
4	PALO AZUL-02	1,34	0,39	70,85
5	SHUSHUFINDI-51	3,96	0,41	89,64
6	SONIA-01	7,21	0,42	94,17
7	PARAHUACU-07	0,75	0,31	58,67
8	PALO AZUL 2	1,29	0,35	72,87
9	PATA 6	9,44	0,41	95,66
10	YNNA 009	7,24	0,40	94,48

Tabla 11: Comparativa de datos experimentales vs. modelo de Elsharkawy y Gharbi.

N°	Pozos	PVT	Modelo Elsharkawy y	%
		Laboratorio	Gharbi,1999	Error
1	SUSHUFINDI-87	1,81	1,26	30,39
2	PKNA-015	6,43	2,13	66,87
3	FRONTERA 02	2,52	0,87	65,49
4	PALO AZUL-02	1,34	1,22	8,82
5	SHUSHUFINDI-51	3,96	1,48	62,59
6	SONIA-01	7,21	1,58	78,08
7	PARAHUACU-07	0,75	0,88	17,33
8	PALO AZUL 2	1,29	1,10	14,73
9	PATA 6	9,44	2,16	77,11
10	YNNA 009	7,24	2,15	70,30

Tabla 12: Comparativa de datos experimentales vs. modelo de Glaso.

Nº	Pozos	PVT Laboratorio	Glaso, 1980	% Error
1	SUSHUFINDI-87	1,81	13,24	631,49
2	PKNA-015	6,43	153,65	2289,58
3	FRONTERA 02	2,52	4,49	78,10
4	PALO AZUL-02	1,34	11,74	777,43
5	SHUSHUFINDI-51	3,96	24,83	527,65
6	SONIA-01	7,21	32,84	355,60
7	PARAHUACU-07	0,75	4,67	522,67
8	PALO AZUL 2	1,29	7,91	513,18
9	PATA 6	9,44	163,57	1633,10
10	YNNA 009	7,24	167,78	2217,40

Tabla 13: Comparativa de datos experimentales vs. modelo propuesto.

N°	Pozos	PVT Laboratorio	Modelo Propuesto	% Error
1	SUSHUFINDI-87	1,81	3,03	67,17
2	PKNA-015	6,43	7,63	18,58
3	FRONTERA 02	2,52	0,41	83,79
4	PALO AZUL-02	1,34	2,77	107,12
5	SHUSHUFINDI-51	3,96	4,23	6,81
6	SONIA-01	7,21	4,70	34,83
7	PARAHUACU-07	0,75	0,52	30,98
8	PALO AZUL 2	1,29	2,04	58,45
9	PATA 6	9,44	7,77	17,64
10	YNNA 009	7,24	7,73	6,82

ANEXO B

Pruebas PVT de pozos del campo Shushufindi



COMPANIA PETROPRODUCCION
 POZO SHUSHUFINDI-87

Trabajo N° 10
 Pagina N° 1 de 16

CARACTERISTICAS DE LA FORMACION

Nombre de la Formación	<u>N.R.</u>
Presión original	<u>N.R.</u> lpcm, a <u>N.R.</u> pies
Rata de Producción Original	<u>N.R.</u> barril/día
GOR Original	<u>N.R.</u> pc/barril
Presencia de una Copa de gas	SI <u>NO</u> <input checked="" type="checkbox"/>

CARACTERISTICAS DEL POZO

Intervalo Producción	De <u>9076</u> pies, hasta <u>9109</u> pies
Temperatura del Yacimiento	<u>220</u> °F, a <u>N.R.</u> pies
Ultima Presión del Yacimiento	<u>N.R.</u> lpcm, a <u>N.R.</u> pies
Estado del Pozo	<u>Fluyeando PDS</u>
Fecha	<u>Julio-98</u>
Rata de Producción	<u>232</u> barril/día
Porcentaje de agua	<u>10</u> %
GOR Últimamente	<u>N.R.</u> pc/barril
%PI del Petróleo	<u>28.0</u> °API
Gravedad del gas (Aire=1,000)	<u>N.R.</u> Adm

CONDICIONES DURANTE EL MUESTREO

Muestras Tomadas	De <u>Fondo</u> a <u>8800</u> pies
Fecha	<u>Agosto-1998</u>
Estado del Pozo	<u>Fluyeando PDS</u>
Presión en el cabezal	<u>25</u> lpcm
Presión del Separador	<u>N.R.</u> lpcm
Temperatura del Separador	<u>N.R.</u> °F
GOR durante el Muestreo	<u>N.R.</u> pc/barril
Muestras tomadas por	<u>Laboratorio Yacimientos</u>

OBSERVACIONES

NR = No reportado.

Figura 16. Características de la formación y pozo Shushufindi-87, (BestEnergy Services S.A.).



COMPANIA PETROPRODUCCION
 Pozo SHUSHUFINFI-87

Trabajo No. 10
 Pagina No. 2 de 16

DATOS VOLUMETRICOS

Presión de Saturación a 220 °F, lpcm 1240 lpcm

Expansión Térmica del Petróleo Saturado

De 78 °F, hasta 220 °F, a 5000 lpcm, % °F 0.0376098
 Volúmen a 220 °F, y 5000 lpcm 1.0534
 Volúmen a 78 °F, y 5000 lpcm

Petróleo Saturado a 1240 lpcm 220 °F
 G O Res Solución 319
 Factor Volumétrico 1.3080
 Densidad: (lbs/ bbl) 259.9733
 (gr/cc) 0.7417
 Volúmen Específico (cc/lb) 0.0216
 Viscosidad (cp) 1.81

Petróleo Residual
 Gravedad a 60 °F °API 27.3
 Densidad a 220 °F, gr/cc 0.8354
 Viscosidad a 220 °F, cp 2.70

OBSERVACIONES

Figura 17. Datos volumétricos del pozo Shushufinfi-87, (BestEnergy Services S.A).



PETROPRODUCCION
FILIAL DE PETROECUADOR



COMPAÑIA PETROPRODUCCION
POZO SHUSHUFINFI-87

Trabajo N° 10
Página N° 3 de 26

RELACIONES DE PRESION Y VOLUMEN

a 220 °F

PRESION (i psia)	VOLUMEN RELATIVO (V/Vsat)	FUNCION "γ" (P sat - P) P (V/Vsat - 1)	COMPRESIBILIDAD DEL PETROLEO SATURADO V/V _{lpc} x 10 ³
5000	0.96386		
4750			8.126
4500	0.96386		
4250	0.96386		
4000	0.96386		
3750	0.96386		
3500	0.96386		
3250	0.96386		
3000	0.96386		
2750	0.96386		
2500	0.96386		
2250	0.96386		
2000	0.96386		
1750	0.96386		
1500	0.96386		
1500	0.99608		
1405			9.701
1310	0.99796		
1275			10.101
PS 1240	1.00000		
810	1.18898	2.75902	
700	1.29410	2.56907	
610	1.41817	2.41165	
550	1.53289	2.30909	
500	1.64774	2.21962	
460	1.76253	2.15485	
430	1.87741	2.09593	

/ sat = VOLUMEN DE PETROLEO SATURADO A 1240 psia Y 220 °F

/ = VOLUMEN A LA PRESION Y TEMPERATURA INDICADA.

Figura 18. Relación de presión y volumen del pozo Shushufinfi-87, (BestEnergy Services S.A).

COMPANIA PETROPRODUCCION
POZO S USHUFINDI-87

Trabajo N° 10
Pagina N° 4 de 16

LIBERACION DIFERENCIAL
a 220 °F

PRESION (lpcn)	GOR [*] en solucion	FVF ^{**} del Petroleo (Bo)	DENSIDAD del Petroleo (gm/cc)
5000		1.2607	5000 0.7695
4500		1.2654	0.7667
4000		1.2722	4000 0.7626
3500		1.2774	0.7595
3000		1.2829	3000 0.7562
2500		1.2882	0.7531
2000		1.2954	2000 0.7489
1500		1.3029	0.7446
1310		1.3053	1310 0.7432
PS 1240	319 306	1.3080	0.7417
1000	290 277	1.2975	0.7310
800	253 240	1.2467	0.7603
600	211 198	1.2208	0.7701
400	160 147	1.1903	0.7820
200	98 85	1.1616	0.7950
0	0 0	1.0661	0.8354

* Pies Cubicos de Gas a 14.7 lpcn y 60 °F por barril de Petróleo Residual a 14.7 lpcn y 60 °F

** Volumen del Petróleo a la Presión y Temperatura indicada por Volumen del Petróleo Residual a 14.7 lpcn y 60 °F.

Figura 19. Prueba de liberación diferencial pozo Shushufinfi-87, (BestEnergy Services S.A).



COMPANIA PETROPRODUCCION
 POZO SHUSHUFINFI-87

Trabajo N° 10
 Pagina N° 6 de 16

PRUEBAS DE SEPARADOR

CONDICIONES DEL SEPARADOR		S O R *		F V F ** (FACTOR VOLUMETRIC)	GRAVEDAD DEL PETROLEO * API @ 60 *	GRAVEDAD DEL GAS (API @ 60)	
PRESION (lb/cm ²)	TEMPERATURA (°F)	de SEPARADOR	TOTAL			SEP.	S.T.
50	100	264	316	1.0002	27.4	1.0211	1.0723
25	100	282	329	1.31760	27.5	1.0790	1.7802
0	100	303	303	1.30422	27.3	1.1612	

Relacion del Petroleo y Gas en pies cúbicos de Gas a 60 °F y 14.7 lpsa por Barril Fiscal

Barriles de Petroleo Saturado a 1240 lbpm y 220 °F por Barril Fiscal.

Figura 20. Prueba de separador del pozo Shushufinfi-87, (BestEnergy Services S.A).



PETROPRODUCCION
FILIAL DE PETROBRAS



COMPANIA PETROPRODUCCION
POZO SHUSHUFINFI-87

TRABAJO, N.º 10
PAGINA N.º 10 de 16

DATOS DE VISCOSIDAD

a 220 °F

PRESION (L p m)	VISCOSIDAD DEL PETROLEO (cps)	VISCOSIDAD DEL GAS (cps)	RELACION VISCOSIDAD PETROLEO/GAS
5000	2.66		
4500	2.54		
4000	2.44		
3500	2.32		
3000	2.20		
2500	2.08		
2000	1.96		
1500	1.84		
1000	1.72	0.0003	5128
500	1.60	0.0003	5333
200	1.48	0.0003	5600
100	1.36	0.0003	5833
50	1.24	0.0003	6133
25	1.12	0.0003	6400
10	1.00	0.0003	6667

Figura 22. Datos de viscosidad del pozo Shushufinfi-87, (BestEnergy Services S.A).



COMPAÑIA PETROBRAS
 POZO FRONTERA 02 "B"

Trabajo N° 004
 Pagina N° 1 de 16

CARACTERISTICAS DE LA FORMACION

Nombre de la Formación KADU "T"
 Presión original 3500 lpc m, a 5000 pies
 Rata de Producción Original 1200 barril/día
 GOR Original 3.5 pc/barril
 Presencia de una Capa de gas SI NO X

CARACTERISTICAS DEL POZO

Intervalo Producción De 9152 pies, hasta 9184 pies
 Temperatura del Yacimiento 221 °F, a 9100 pies
 Ultima Presión del Yacimiento 3500 lpc m, a 9100 pies
 Estado del Pozo ELCERRADO
 Fecha 14-X-89
 Rata de Producción 1200 barril/día
 Porcentaje de agua 0.0 %
 GOR Ultimamente 3.5 pcn/barril
 %PI del Petróleo 34.9 %API
 Gravedad del gas (Aire=1,000) 3.5 Adim

CONDICIONES DURANTE EL MUESTREO

Muestras Tomadas De 9100 a 9152 pies
 Fecha 14 - X - 89
 Estado del Pozo CERRADO
 Presión en el cabezal 275 lpc m.
 Presión del Separador N.P. lpc m.
 Temperatura del Separador N.P. °F
 GOR durante el Muestreo N.P. pcn/barril
 Muestras tomadas por J.A. E.B. A.B.

OBSERVACIONES

Figura 23. Características de la formación del pozo Frontera 02, (BestEnergy Services S.A).



COMPANIA PETROELECTRICA
 POZO FRONTERA - 02 "T"

Trabajo N° EC4
 Pagina N° 6 de 16

PRUEBAS DE SEPARADOR

CONDICIONES DEL SEPARADOR		G O R *		F V F ** (FACTOR VOLUMETRICO)	GRAVEDAD DEL PETROLEO °API a 60°	GRAVEDAD DEL GAS (Z = 1.000)	
PRESSION (psia)	TEMPERATURA (°F)	del SEPARADOR	TOTAL			S.G.P.	S.T.
50	100	142	162	1.21444	34.7	1.246	1.733
25	130	147	162	1.21874	34.6	1.254	1.832
0	100	172	172	1.22509	34.5	1.436	-----

Relacion del Petroleo y Gas en pies cubicos de Gas a 60 °F y 14.7 psia por Barril Fiscaal

Figura 24. Pruebas del separador del pozo Frontera 02, (BestEnergy Services S.A).



COMPANIA PEFECENADOR
 POZO FRONTERA 02 "B"

TRABAJO N° 004
 PAGINA N° 7 de 16

ANALISIS DE COMPOSICION
 DE LA PRUEBA DE SEPARADOR A 50 PSI.

COMPONENTES	% MOLAR	G. P. M.
Dioxido de carbon	8.075	
Nitrogeno	3.242	
Metano	37.337	
Etano	9.616	
Propano	21.469	5.520
Iso Butano	3.574	1.156
Normal Butano	9.354	2.955
Iso Pentano	2.527	0.922
Normal Pentano	3.191	1.153
Hexanos	0.604	0.248
Heptanos (+)	<u>1.071</u>	<u>0.495</u>
Total	100.00	12.826
Valor Calorifico Bruto (BTU/pes de gas seco)	1226	
Gravedad del Gas (Aire = 1000)	1.246	
Peso Molecular	36.076	
Presión Seudocrítica (lpcd)	527	
Temperatura Seudocrítica (°R)	528	

OBSERVACIONES

SH₂ 30

Figura 25. Análisis de composición del pozo Frontera 02, (BestEnergy Services S.A).

CEPE
 SUBGERENCIA DE PRODUCCION
 DIVISION DE YACIMIENTOS
 DEPARTAMENTO DE FISICA DE YACIMIENTOS
 LABORATORIO



COMPANIA PRIMORVALSA
 POZO FRONTERA 02

TRABAJO N.º 004
 PAGINA N.º 10 de 16

DATOS DE VISCOSIDAD

p. 221 de

PRESION (Lpsm)	VISCOSIDAD DEL PETROLEO (cps)	VISCOSIDAD DEL GAS (cps)	RELACION VISCOSIDAD PETROLEO/GAS
5000	3.286		
4500	3.159		
4000	3.058		
3500	2.964		
3000	2.875		
2500	2.796		
2000	2.717		
1500	2.643		
1000	2.569		
800	2.542		
<u>600</u>	<u>2.521</u>		
500	2.539	0.0127	199.98
300	2.600	0.0118	220.34
150	2.670	0.0109	244.95
0	3.060	-----	-----

Figura 26. Datos de viscosidad del pozo Frontera 02, (BestEnergy Services S.A).

COMPañIA City Investing Company L.
POZO Sonia - 01

Trabajo No. 1
Página No. 2 de 31

CARACTERISTICAS DE LA FORMACION

Nombre de la Formación Zona : * M - 1*

Presión Inicial	2207	psi, a	7886.9'
Rata de Producción Original	NR		barril/día
GOR Original	NR		pc/barril
Presencia de una Capa de gas		NO	

CARACTERISTICAS DEL POZO

Intervalos Producción	De NR	pies, hasta NR	pies
	De	pies, hasta	pies
	De	pies, hasta	pies
	De	pies, hasta	pies
Temperatura del Yacimiento	188	° F, a NR	pies
Presión de Fondo Fluyente	NR	lpcm, a	pies
Estado del Pozo	Cerrado		
Fecha	31-Octubre-2001		
Rata de Producción	NR		barril/día
Porcentaje de agua	NR		%
GOR Ultimamente	NR		pcn/barril
° API del Petróleo	NR		° API
Gravedad del gas (Aire=1.000)	N.R.		Adim.

CONDICIONES DURANTE EL MUESTREO

Muestras Tomadas	De Fondo	a 7886.9	pies
Fecha	NR		
Estado del Pozo	Cerrado		
Presión del Cabezal	NR		lpcm.
Presión del Separador	N.R.		lpcm.
Temperatura del Separador	N.R.		° F
GOR durante el muestreo	N.R.		pcn/barril
Muestras tomadas por	OIL PHASE		

OBSERVACIONES

N.R. = NO REPORTADAS

Figura 27. Características de la formación del pozo Sonia-01, (BestEnergy Services S.A).

COMPañIA City Investing Company L.
POZO Sonia - 01

Trabajo No. 1
Página No. 3 de 31

DATOS VOLUMETRICOS

Presión de Saturación a 188 °F 400 lpcm

Expansión Térmica del Petróleo Saturado

De 88 °F, hasta 188 °F, a 5000 lpcm. % °F	0.0280269
Volumen a 188 °F, y 5000 lpcm	1.0336
Volumen a 68 °F, y 5000 lpcm	

Petróleo Saturado a 400 lpcm y 188 °F		
GOR en Solución	88	(pc/bbl)
Factor Volumétrico	1.1213	by/bn
Densidad	293.202	(lbs/bbl)
	0.8365	(gr/cc)
Volumen Especifico	0.01915	(pc/lb)
Viscosidad	7.208	(cp)

Petróleo Residual

Gravedad a 60° F ° API	23.0	° API
Densidad 188 °F	0.8696	gr/cc
Viscosidad a 188 °F	10.312	cp

Figura 28. Datos volumétricos del pozo Sonia-01, (BestEnergy Services S.A).

COMPAÑIA City Investing Company L.
POZO Sonia - 01

Trabajo No. 1
Página No. 5 de 31

LIBERACION DIFERENCIAL
a 188 °F

PRESION (lpcm)	GOR* en solución	FVF ** del Petróleo (Bo)	DENSIDAD del Petróleo (gr/cc)
5000		1.088	0.8619
4500		1.091	0.8595
4000		1.094	0.8570
3500		1.098	0.8553
3000		1.101	0.8519
2500		1.104	0.8493
2000		1.108	0.8464
1500		1.112	0.8435
1000		1.116	0.8406
720		1.118	0.8390
510		1.119	0.8379
PB 400	88	1.121	0.8365
300	75	1.105	0.8401
200	58	1.085	0.8475
100	38	1.065	0.8550
0	0	1.053	0.8696

* Pies Cúbicos de Gas a 14.7lpca y 60 ° F por barril de Petróleo Residual a 14.7 lpca y 60 ° F

** Volúmen del Petróleo a la Presión y Temperatura indicada por Volúmen del Petróleo Residual a 14.7 lpca y 60 ° F.

Figura 29. Prueba de liberación diferencial del pozo Sonia-01, (BestEnergy Services S.A).

COMPAÑIA City Investing Company L.
POZO Sonia - 01

Trabajo No. 1
Página No. 7 de 31

PRUEBAS DE SEPARADOR

Condiciones del separador		GOR*		FVF*	GRAVEDAD	GRAVEDAD
Presión (lpcn)	Temperatura (°F)	del Separador	Total	(Factor volumétrico)	del Petróleo °API a 60°F	del Gas (Aire=1.000)
100	100	50	65	1.11220	23.0	0.927 1.113
50	100	55	73	1.11606	22.9	0.967 1.301
25	100	65	89	1.12334	22.8	1.111 1.331
0	100	96	96	1.12412	22.7	1.189

Relación del Petróleo y Gas en pies cúbicos de Gas a 60° F y 14.7 lpcn por Barril Fiscal
Barriles de Petróleo Saturado a 400 lpcn y 188 °F por Barril Fiscal.

Figura 30. Pruebas de separador del pozo Sonia-01, (BestEnergy Services S.A).

COMPAÑIA City Investing Company L.
POZO Sonia - 01

Trabajo No. 1
Página No. 19 de 31

DATOS DE VISCOSIDAD
a 188 °F

PRESION (l pcm)	VISCOSIDAD DEL PETROLEO (cps)	VISCOSIDAD DEL GAS (cps)	RELACION VISCOSIDAD PETROLEO/GAS
5000	12.085		
4500	11.509		
4000	10.993		
3500	10.458		
3000	9.904		
2500	9.407		
2000	8.887		
1500	8.352		
1000	7.851		
720	7.528		
510	7.305		
PB 400	7.208		
300	7.472	0.0125	598
200	7.958	0.0122	652
100	9.055	0.0116	781
0	10.312	—	—

Figura 31. Datos de viscosidad del pozo Sonia-01, (BestEnergy Services S.A).