

Prediction of dead oil viscosity using empirical correlation in wells of the Ecuadorian Amazon Basin

Carlos Portilla-Lazo, Master¹, María Jose Rodríguez-Reyes, Ingeniera¹, Anabel Mejillón-Yturburo, Ingeniera¹, Carlos Malavé-Carrera, Master², Manuel Huaman-Marcillo, Master², Freddy Huaman-Marcillo, Master², Marlon Soto-Mariño, Economista², Kenny Escobar-Segovia, Master²

¹Universidad Estatal Península de Santa Elena, Guayaquil – Ecuador

cportilla@upse.edu.ec, maria.rodriguezreyes8419@upse.edu.ec, anabel.mejillonyturburo@upse.edu.ec,
cmalave@upse.edu.ec, mthuaman4@hotmail.com, fhuanan@upse.edu.ec

²Escuela Superior Politécnica del Litoral, Guayaquil – Ecuador

mdsoto@espol.edu.ec, kescobar@espol.edu.ec

Abstract- *The reliable determination of dead oil viscosity directly influences transportation planning and reserve estimation within the Oriente Basin. Based on this need, the objective was to develop a mathematical simulation model to predict dead oil viscosity in wells of the Ecuadorian Amazon Basin. The study was conducted using an experimental, quantitative, and cross-sectional approach. PVT tests from ten Amazonian wells were analyzed, Pearson correlation coefficients were used to identify relevant predictor variables, and a multiple linear regression model was fitted using R software. The results were then compared with laboratory measurements. The findings show that reservoir temperature and API gravity exhibit significant inverse correlations of -0.76 and -0.86 , respectively. These variables were integrated into the proposed model, which achieved a coefficient of determination (R^2) of 0.8 and a reduction in mean error to 19.8% . In contrast, other evaluated models showed deviations of 81.6% , 40.1% , and 94.7% . In specific cases, such as the SUSHUFINDI-51 and YNNA-009 wells, the discrepancy was reduced to 6.8% , while traditional methods exceeded 500% errors under high-temperature conditions, highlighting the need to adjust predictive expressions to local contexts. Finally, it is concluded that the developed equation facilitates faster diagnostics and contributes to optimizing the design of pipelines and surface equipment.*

Keywords: *mathematical model, dead oil viscosity, temperature, API gravity, medium crude oils.*

Predicción de la viscosidad del crudo muerto mediante correlación empírica en pozos de la Cuenca Amazónica ecuatoriana

Resumen- La determinación confiable de la viscosidad del crudo muerto influye directamente en la planificación del transporte y en la estimación de reservas dentro de la Cuenca Oriente. A partir de esta necesidad, se estableció como objetivo desarrollar un modelo de simulación matemática orientado a predecir la viscosidad del petróleo muerto en pozos de la Cuenca Amazónica ecuatoriana. El estudio se llevó a cabo bajo un enfoque experimental, cuantitativo y de tipo transversal. Para ello, se analizaron ensayos PVT correspondientes a diez pozos amazónicos, se utilizaron coeficientes de correlación de Pearson para identificar variables predictoras relevantes y se ajustó un modelo de regresión lineal múltiple en el software R, cuyos resultados se compararon con mediciones de laboratorio. Los hallazgos evidencian que la temperatura del reservorio y la gravedad API presentan correlaciones inversas significativas de $-0,76$ y $-0,86$, respectivamente. Estas variables fueron integradas al modelo propuesto, el cual logró un coeficiente de determinación R^2 de $0,8$ y una reducción del error medio hasta $19,8\%$. En contraste, otros modelos evaluados mostraron desviaciones de $81,6\%$, $40,1\%$ y $94,7\%$. En casos específicos, como los pozos SUSHUFINDI-51 y YNNA-009, la discrepancia se redujo a $6,8\%$, mientras que métodos tradicionales superaron errores del 500% en condiciones de alta temperatura, lo que pone de manifiesto la necesidad de ajustar las expresiones predictivas a contextos locales. Finalmente, se concluye que la ecuación desarrollada facilita diagnósticos más ágiles y contribuye a optimizar el diseño de líneas de transporte y equipos de superficie.

Palabras clave: modelo matemático, viscosidad de petróleo muerto, temperatura, gravedad API, crudos medianos.

I. INTRODUCCIÓN

La viscosidad del petróleo muerto describe la resistencia interna que presenta el crudo desgasificado cuando fluye a condiciones de superficie; esta propiedad, dependiente de la gravedad del petróleo (API) y de la temperatura, sobresaliendo la caída de presión en tuberías y define la exactitud de cálculos de producción y transporte. En cuanto a Dolatyari et al. [1] vinculan la viscosidad y temperatura mediante una regresión no lineal y muestran rangos de $0,29$ - 5328 cp en crudos de distinta densidad; mientras que, un modelo XGBoost de Origbo y Mbachu [2] evaluaron 263 muestras del delta del Níger y alcanzó un desvío absoluto relativo promedio (AARD) de $0,127$.

Además, Gao et al. [3] en su estudio con 251 muestras de crudo de Alaska, Alberta y Golfo Pérsico formuló una expresión generalizada con errores inferiores al 6% . De igual manera, la predicción basada en dinámica de gota y redes alcanzaron coeficientes de determinación cercanos a la unidad sobre 3.000 registros de laboratorio, que amplía la aplicabilidad a fluidos con alto contenido de resinas [4].

Adicionalmente, Mbachu y Osamudiane [5] exploraron algoritmos de gradiente reforzado para crudos de alta viscosidad; un conjunto de 371 registros alimenta un modelo que supera correlaciones clásicas y mantiene desviaciones absolutas de 17% fuera del rango de entrenamiento. Además, sensores virtuales entrenados con más de 600 condiciones experimentales y enfoques que incorporan la razón gas-petróleo como variable composicional, reportaron errores $<2\%$, demostrando la viabilidad de integrar inteligencia artificial en instrumentación en tiempo real [6, 7].

Asimismo, el interés por la viscosidad del petróleo muerto en la Cuenca Amazónica ecuatoriana trasciende la ingeniería; la extracción ininterrumpida en los bloques 16 y 67 del Parque Nacional Yasuní acumula 24 años de impactos fisicoquímicos sobre uno de los núcleos de biodiversidad planetaria, según análisis geoquímicos de agua, suelo y biota [8]. Asimismo, Dayot J. [9] muestra que la expansión extractiva de hidrocarburos entre 1970 y 2020 configuró una territorialidad fósil donde las externalidades climáticas se trasladaron de forma progresiva a territorios indígenas.

En esta misma línea, estudios de sostenibilidad en el sector hidrocarburífero ecuatoriano han evidenciado que la producción petrolera implica un uso directo de recursos hídricos, cuantificado mediante indicadores como la huella hídrica azul, lo que refleja la presión ambiental asociada a las operaciones de extracción en el país. Este contexto refuerza la necesidad de optimizar los procesos productivos y la caracterización de propiedades del fluido, con el fin de mejorar la eficiencia operativa y reducir impactos indirectos derivados de la actividad petrolera [10].

El presente estudio se circunscribe a pozos insertos en las formaciones Hollín, Napo y Basal Tena, muestreados entre 2020 y 2025 , lapso en el que la explotación en el corredor Shushufindi-Palo Azul mantiene un promedio superior a 180 mil barriles de crudo (Mbbl) diarios; estudios en Yasuní muestran 1.107 pasivos ambientales y 3.568 focos contaminantes que persisten pese a intervenciones [8]. Paralelamente, un análisis econométrico de Cevallos et al. [11] mostró que la producción petrolera incide directamente en la variación del PIB sectorial, reforzando la relevancia del control reológico en la planificación energética nacional.

En la Cuenca Amazónica ecuatoriana, el transporte y la planificación de producción dependen de un cálculo preciso de la viscosidad del petróleo muerto, parámetro que condiciona el diseño de tuberías, la selección de equipos de superficie y la optimización de costos operativos; por consiguiente, se vuelve necesario construir una simulación

matemática basada en datos recientes de pozos amazónicos que integre variables de presión-volumen-temperatura (PVT) y características geoquímicas propias de la región, de modo que se reduzcan los márgenes de error en la estimación de viscosidad y se fortalezca la fiabilidad de modelos de producción y pronóstico de reservas.

Estudios de simulación de reservorios en campos ecuatorianos indican que la precisión en la caracterización de las propiedades del fluido es clave para la confiabilidad de los pronósticos de producción, especialmente en configuraciones avanzadas de pozos. En este contexto, parámetros reológicos como la viscosidad influyen directamente en los cálculos de movilidad, caída de presión y eficiencia de drenaje dentro de los modelos de simulación [12].

II. OBJETIVO

Diseñar un modelo de simulación matemática para la predicción de la viscosidad del petróleo muerto en pozos petroleros de la Cuenca Amazónica ecuatoriana.

A. Materiales y métodos

La investigación adoptó un enfoque cuantitativo, experimental y de corte transversal; así se explicó la viscosidad del petróleo muerto a partir de propiedades PVT mediante técnicas de correlación y regresión múltiple. La construcción del modelo empleó procedimientos de selección de variables descritas en la tabla I (hacia adelante, hacia atrás y por pasos); la relación matemática final se ajustó con regresión lineal múltiple.

El uso de herramientas estadísticas multivariantes también ha sido aplicado previamente en el análisis de campos petroleros ecuatorianos, donde modelos de regresión han permitido relacionar parámetros de reservorio con el comportamiento productivo y apoyar la toma de decisiones de ingeniería en escenarios con información física limitada. Estos antecedentes evidencian la utilidad de enfoques basados en datos para modelar sistemas complejos en la ingeniería petrolera nacional, lo que respalda la aplicación de técnicas de correlación y regresión en el presente estudio [13].

B. Muestra

La población estuvo constituida por los pozos petroleros productores de la Cuenca Amazónica ecuatoriana; la muestra fue de naturaleza no probabilística, incluyó a 10 diez pozos con registros consolidados y verificables proporcionados por el laboratorio de la empresa BestEnergy, lo que garantizó suficiencia estadística para el modelo y mantuvo la variedad litológica y geográfica de la cuenca, sin recurrir a extrapolaciones fuera del dominio de los datos. Los campos de donde se extrajeron las muestras fueron de Shushufindi, Palo Azul y Parahuacu.

Las pruebas consideradas incluyeron: expansión a composición constante, separador, ASTM D287, ASTM D6560 y ASTM D2196, lo que permitió disponer de presión

de saturación, gravedad API, GOR, viscosidad dinámica y porcentaje de asfaltenos. De igual forma, en una base de datos se alinearon las siguientes características del fluido: temperatura del reservorio, gravedad API, presión en el punto de burbuja, GOR, viscosidad dinámica, condiciones del separador, presión y viscosidad a condiciones atmosféricas.

C. Selección de variables

Las variables que intervinieron en el modelo matemático se evidencian a continuación:

TABLA I.
DISTRIBUCIÓN DE VARIABLES QUE INTERVIENEN
EN EL MODELO

Variables	Nombres
Y	Viscosidad del petróleo muerto
X ₁	Temperatura del separador
X ₂	Gravedad API (separador)
X ₃	Punto de burbuja
X ₄	Relación gas-petróleo - GOR (punto de burbuja)
X ₅	Viscosidad dinámica
X ₆	Temperatura del reservorio
X ₇	GOR (separador)
X ₈	Factor de volumen de formación de petróleo - Bo (separador)
X ₉	API (pozo)
X ₁₀	Presión
X ₁₁	Viscosidad a condiciones estándar

Para desarrollar el modelo que estimó la viscosidad del petróleo muerto se recurrió al coeficiente de correlación de Pearson, procedimiento que identificó la relación lineal entre las variables; con el coeficiente resultante se valoró la intensidad del vínculo entre el parámetro dependiente y cada predictor; de acuerdo con Hernández et al. [14], los niveles de significancia se clasificaron según lo evidenciado en la tabla II.

TABLA II.
INTERPRETACIÓN DE COEFICIENTES DE
CORRELACIÓN

Valores	Interpretación
0.0<CC<0.10	Relación nula
0.10<Coeficiente<0.30	Relación débil
0.30<Coeficiente<0.50	Relación moderada
0.50<Coeficiente<1	Relación fuerte

D. Procesamiento de la información

Se integraron los datos a una matriz denominada Datosviscosidad.xls, posterior, se importó la base de datos en RStudio; luego se aplicó el análisis de correlación de Pearson para identificar la fuerza de asociación entre la viscosidad y once variables explicativas, siguiendo el criterio de significancia. Las variables que superan el umbral de correlación se incorporan al modelo mediante las técnicas de selección mencionadas.

Posteriormente se ajustó la ecuación usando regresión múltiple y se verificando su ajuste con el coeficiente de determinación (R^2) para comprobar la bondad de ajuste del modelo matemático propuesto y el estadístico AARE o error promedio absoluto calculado a partir de la propiedad aproximada menos la propiedad experimental dividido para la propiedad experimental x 100, para comparar con correlaciones; la validación cruzada se efectuó contra los datos de laboratorio, comprobando la capacidad predictiva del modelo dentro del rango de condiciones termodinámicas analizadas.

En cuanto a las variables que intervinieron en el modelo de regresión lineal se evidencian en la tabla III.

TABLA III.
VARIABLES PARA EL MODELO DE REGRESIÓN
LINEAL

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

E. Selección de datos

En este caso, la tabla II presenta la base de datos generada a partir del estudio de las propiedades del fluido mediante pruebas PVT; esta información respaldó el examen de las variables predictoras.

TABLA IV.
SELECCIÓN DE DATOS DE PRUEBAS PVT

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

III. RESULTADOS Y DISCUSIÓN

Los registros experimentales obtenidos en los 10 pozos seleccionados permiten observar la variación conjunta de la viscosidad del petróleo muerto con la gravedad API, la temperatura y la relación gas-petróleo. En la tabla V se evidencia el análisis de correlación de Pearson sobre las variables indicadas en la Tabla I, construido a partir de los registros de laboratorio de la Tabla IV, aquí se revelan coeficientes de $-0,76$ para la temperatura y $-0,86$ para la gravedad API; esa asociación inversa justifica su selección como predictores primarios de la viscosidad del petróleo

muerto en crudos de densidad intermedia y queda señalada en la Tabla III.

Además, la matriz muestra independencia en la temperatura del separador y la del yacimiento (0,07) y apenas una ligazón débil entre esta última y la presión en el punto de burbuja (0,11); se aprecia igualmente una relación tenue entre la gravedad API del separador frente a la temperatura del separador (0,22) así como frente a la presión de burbuja; por otra parte, la relación GOR en el punto de burbuja mantiene vínculos moderados con la gravedad API del separador (0,45), la temperatura del reservorio (0,49) y la presión atmosférica ($-0,42$); la Figura 1 y 2 ilustra la dispersión observada entre los pares de variables.

TABLA V.

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

Dados los vínculos identificados entre la temperatura de yacimiento y la gravedad API del pozo frente a la viscosidad del petróleo muerto, se implementó en R una regresión lineal múltiple; el procedimiento obtuvo los parámetros requeridos para estructurar la función de pronóstico. La Tabla VI presenta los valores estimados junto con sus errores estándar; estos parámetros sustentan la ecuación predictiva siguiente:

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

Donde μ_{od} es la viscosidad del petróleo muerto. Además, X_6 es la temperatura del reservorio y X_9 es la gravedad del pozo. El coeficiente de determinación alcanza 0,8; tal magnitud indica que el modelo explica cerca de 80% de la variación de la viscosidad a partir de la temperatura y la gravedad API, de modo que se corrobora la cercanía entre las predicciones y los registros experimentales.

TABLA VI.

COEFICIENTES DE ESTIMACIÓN DE LAS VARIABLES PREDICTORAS QUE INTERVIENEN EN EL MODELO MATEMÁTICO PARA ESTIMAR LA VISCOSIDAD DEL PETRÓLEO MUERTO EN CRUDOS MEDIANOS.

Variables	Coefficientes 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

En cuanto al análisis correlacional, se emplearon registros de laboratorio de 10 pozos ubicados en los sectores de Shushufindi, Palo Azul, Yuralpa y Parahuacu; cruzando las variables viscosidad con los valores calculados mediante las correlaciones de Sánchez et al. [15], Elsharkawy y Alikhan [16], así como Glaso [17], y con la ecuación construida en esta investigación; la métrica se expresa mediante el porcentaje de error promedio; la dispersión de

cada aproximación permite identificar las condiciones termodinámicas en que cada propuesta pierde precisión.

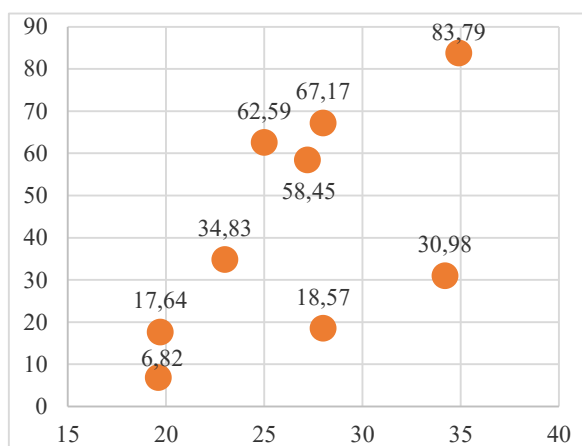
En el pozo SUSHUFINDI-87 la prueba experimental fijó 1,81 cP; la correlación de Sánchez et al. [15] redujo ese valor a 0,40 cP con 77,9% de error, Glaso [17] ascendió a 13,24 cP y rebasó 630%, mientras la ecuación local entregó 3,03 cP y se situó en 67,2% de diferencia; en contraste, el pozo PKNA-015 presentó 7,63 cP según el modelo propuesto con 18,6% de error, desmarcándose de Sánchez et al. [15] con 93,8% y de Glaso [17] cuyo desajuste superó los 2.200%, panorama que confirmó la sensibilidad de cada ecuación frente a cambios de densidad y gas liberado.

Por otra parte, el pozo Frontera-02 exhibió la complejidad de crudos medianos con baja temperatura; la correlación de Sánchez et al. [15] arrojó 0,31 cP y se apartó 87,7%, mientras que Glaso [17] alcanzó 4,49 cP con 78,1% de error; asimismo, Elsharkawy y Alikhan [16] mejora hasta 0,87 cP y redujo la discrepancia a 65,5%, el modelo de este estudio generó 0,41 cP y marcó 83,8%; por su parte, el pozo SUSHUFINDI-51 entregó la situación inversa, dado que la

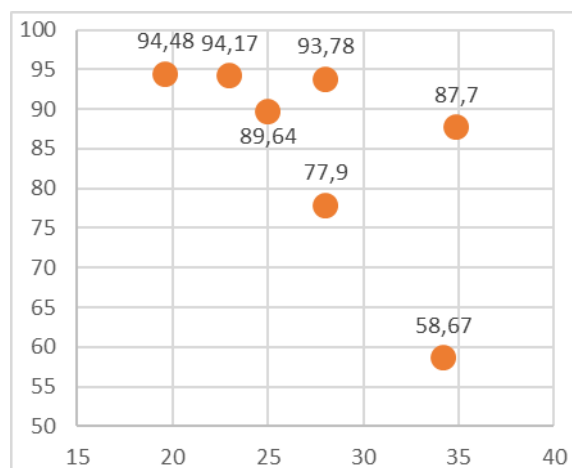
ecuación local produjo 4,23 cP con 6,8% de error y representó el ajuste más preciso, hecho que contrastó con los 24,83 cP de Glaso [17] y su desviación superior a 500%.

En tanto, en el pozo SONIA-01 la viscosidad de referencia fue 7,21 cP; aquí la correlación de Glaso [17] se disparó a 32,84 cP y multiplicó por más de 300 el error; mientras tanto, Sánchez et al. [15] descendió a 0,42 cP y rozó los 94%; por su parte, la fórmula desarrollada aquí alcanzó 4,70 cP y mantuvo 34,8% de diferencia. Un comportamiento más equilibrado se registró en el pozo Parahuacu-07, donde Elsharkawy y Alikhan [16] consiguieron 0,88 cP con 17,3%, el modelo local se ubicó en 30,98% y Glaso [17] volvió a superar 500%, situación que evidenció la influencia del carácter parafínico de ese crudo.

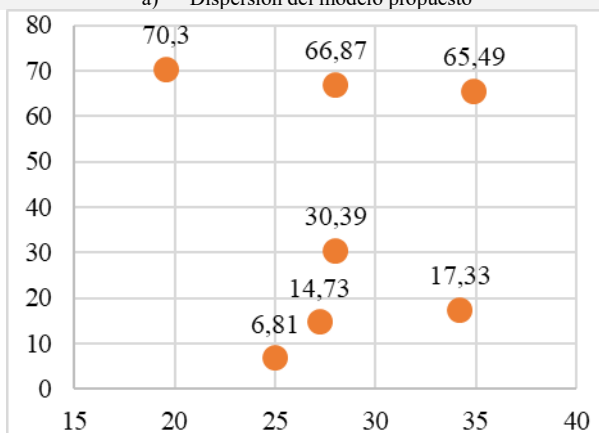
Para el pozo Palo Azul-2 el crudo mostró viscosidad medida de entorno medio; Elsharkawy y Alikhan [16] acertaron con 14,7% de error, en tanto que la propuesta de este trabajo se mantuvo en 58,5% y Glaso [17] rebasó 513%.



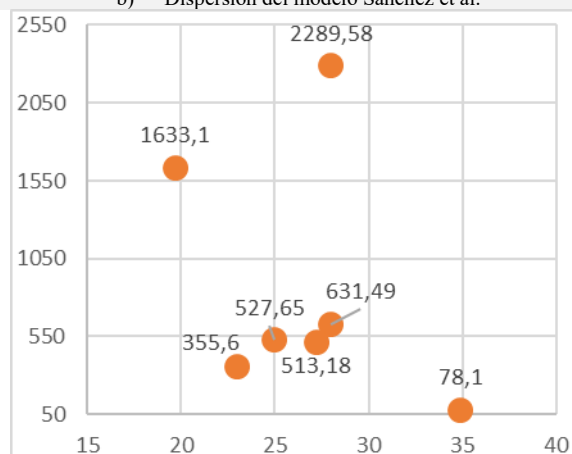
a) Dispersión del modelo propuesto



b) Dispersión del modelo Sánchez et al.



c) Dispersión del modelo Elsharkawy y Alikhan



d) Dispersión del modelo Glaso

Fig. 1 Dispersión de las correlaciones con base en la gravedad API

En el pozo Pata-6 se exhibió una tendencia opuesta, donde la ecuación local recortó la diferencia a 17,6%, Sánchez et al. [15], así como Elsharkawy y Alikhan [16] presentaron márgenes moderados, y Glaso [17] alcanzó 1.633%, dato que refuerza la evidencia de mayor sensibilidad térmica en esa ecuación.

Para finalizar, la metodología en el pozo YNNA-009 alcanzó el desempeño más alto con apenas 6,8% de error, frente a los 94,5% y 70,3% de Sánchez et al. [15] con Elsharkawy y Alikhan [16] respectivamente; el examen

global reveló que el desajuste de las correlaciones tradicionales creció conforme la temperatura superó los 210 °F, dominio en que el modelo de Glaso [17] evidenció su mayor fragilidad, mientras la ecuación local y la de Elsharkawy y Alikhan [16] sostuvieron márgenes de incertidumbre inferiores en 5 de los 8 pozos, registro que confirmó la utilidad de ecuaciones calibradas sobre datos amazónicos.

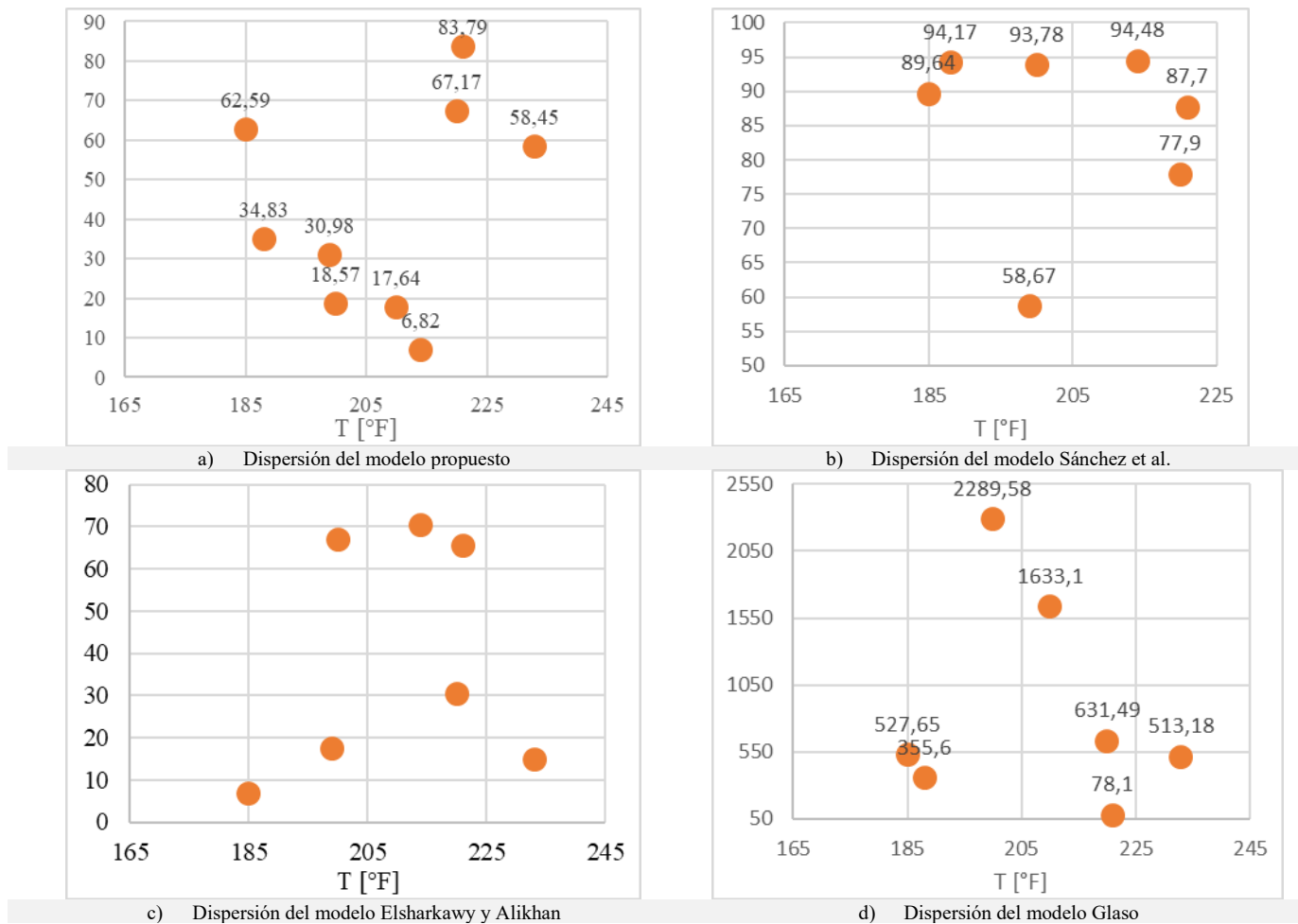


Figura 2. Dispersión de las correlaciones en base a la temperatura

IV. CONCLUSIONES

El modelo matemático formulado para la Cuenca Oriente reproduce la viscosidad del petróleo muerto con un ajuste cercano al ochenta por ciento frente a las mediciones PVT; su error medio alcanzó 19,8%, cifra que contrasta con las desviaciones acumuladas de los precedentes revisados; la

ecuación confirma la dependencia inversa entre viscosidad, gravedad API y temperatura, relación cuantificada por los coeficientes obtenidos durante la regresión lineal múltiple, de modo que consolida la pertinencia de ajustar correlaciones a partir de datos locales cuando se trabaja con crudos medianos.

Además, la experiencia evidencia que las correlaciones concebidas con información procedente de campos específicos ofrecen una caracterización más ajustada que aquellas derivadas de yacimientos con propiedades disímiles; disponer de una expresión propia disminuye la frecuencia de pruebas de laboratorio, optimiza tiempos de respuesta y preserva recursos operativos. Asimismo, conocer con mayor precisión la viscosidad a condiciones de superficie favorece el dimensionamiento de tuberías, la selección de equipos y la estimación del grado de madurez de los reservorios, factores que inciden en la planificación integral de la producción.

Dado que la razón gas-petróleo evidencia variabilidad a lo largo de la Cuenca Oriente, se plantea integrar dicha magnitud en los ajustes futuros, ampliar la base de datos con registros homogéneos representativos de los sectores norte, centro y sur, adicionar la fracción de asfaltenos para capturar la influencia composicional sobre la viscosidad y someter la ecuación obtenida a validación en cada bloque operativo, de modo que se ratifique su desempeño al confrontar propiedades PVT propias de cada campo; una vez fortalecida la información, la correlación puede evolucionar hacia estimaciones a condiciones de yacimiento y alimentar modelos de flujo vivo que agilicen el dimensionamiento de líneas y la planificación de estrategias de recuperación.

Como una limitación del estudio se puede revisar que el análisis comparativo incluyó inicialmente las correlaciones propuestas por Glaso, Elsharkawy y Alikhan, así como Sanchez, debido a que estos modelos son frecuentemente citados en estudios de predicción de propiedades de fluidos petroleros y representan diferentes enfoques empíricos para estimar la viscosidad del crudo bajo distintas condiciones de yacimiento. La intención fue evaluar el modelo propuesto frente a correlaciones desarrolladas a partir de diferentes conjuntos de datos y entornos composicionales, con el fin de analizar su comportamiento predictivo general.

Sin embargo, es importante reconocer que algunas correlaciones clásicas, particularmente el modelo de Glaso, fueron originalmente desarrolladas utilizando predominantemente crudos livianos parafinicos del Mar del Norte. En consecuencia, su aplicación directa a crudos medianos y asfálticos de la Amazonía ecuatoriana puede generar desviaciones sustanciales debido a diferencias composicionales, incluyendo mayores contenidos de resinas y asfaltenos. Por esta razón, el presente estudio incorporó adicionalmente las correlaciones estándar de la industria para viscosidad de crudo muerto de Beggs y Robinson, así como Beal, las cuales son ampliamente reconocidas para sistemas de crudos medianos y proporcionan un punto de referencia más representativo para evaluar la robustez y aplicabilidad práctica del modelo propuesto.

A. Financiamiento

Los autores expresan autofinanciamiento para realizar esta obra de investigación.

B. Conflicto de intereses

Los autores declaran no tener conflicto de intereses.

- [1] A. Dolatyari, M. Ahmady y A. Kazemi, «A novel mathematical model for modeling viscosity and temperature relationship for dead oils,» *Scientific Reports*, vol. 14(22836), 2024.
- [2] O. Origbo y I. Mbachu, «Modelling Dead Oil Viscosity Using Extreme Gradient Boosting Machine Learning for Niger Delta Region,» *Journal of Scientific and Engineering Research*, vol. 11, nº 2, 2024.
- [3] X. Gao, T. Jiang y Y. Li, «A Generalized Model for Estimating the Viscosity of Crude Oil,» *Processes*, vol. 13, nº 5, 2025.
- [4] Z. Qin, F. Wang, S. Tang y S. Liang, «A Machine Learning Approach to Predict Fluid Viscosity Based on Droplet Dynamics Features,» *Applied Sciences*, vol. 14, nº 9, 2024.
- [5] I. I. Mbachu y Osamudiane, «Prediction of Solution Gas - Oil Ratio using Extreme Gradient Boosting Machine Learning Protocol for Niger Delta Region,» *Journal of Scientific and Engineering Research*, vol. 11, nº 4, 2024.
- [6] N. Gascoin y P. Valade, «Virtualized Viscosity Sensor for Onboard Energy Management,» *Energies*, vol. 17, nº 15, 2024.
- [7] K. P. Ahmady, P. Kharazi y M. R. Khorsand, «Enhanced intelligent approach for determination of crude oil viscosity at reservoir conditions,» *Scientific Reports*, vol. 13, 2023.
- [8] C. Eugenio, J. Montoya-Torres, O. Akizu-Gardoki, L. Urkidi y C. Larrea, «Environmental impacts of oil extraction in blocks 16 and 67 of the Yasuni Reserve in the Amazonian Forest: Combined qualitative and Life-Cycle Assessment,» *Science of The Total Environment*, vol. 950, 2024.
- [9] J. Dayot, «Oil conflict and compromises in the Ecuadorian Amazon: the relationships between oil and indigenous people in historical perspective,» *Alternautas*, vol. 10, nº 1, 2023.
- [10] E. Castillo-Bravo, A. Burbano-Gómez, K. Escobar-Segovia, D. Arcenales-Bastidas y J. Lliguizaca-Dávila, «Blue water footprint of the oil sector in Ecuador,» *Proceedings of the LACCEI international Multi-conference for Engineering, Education and Technology*, 2022.
- [11] M. G. Cevallos-Mina, R. M. Lara-Tambaco, C. H. Reyes-Vera, E. F. Mosquera-Quíñonez y J. L. Castillo-Gómez, «The Effects of Oil Price on Energy Production and the Ecuadorian Economy,» *International Journal of Energy Economics and Policy*, vol. 14, nº 3, 2024.
- [12] R. E. Bone, F. C. Aguilar y K. E. Segovia, «New challenges in construction and production prediction using multilateral well to develop Ecuadorian oilfield in environmental sensitive areas,» de *SPE Trinidad and Tobago Section Energy Resources Conference*, 2016.
- [13] K. Escobar Segovia, R. Erazo Bone, F. Chuchuca Aguilar y Y. Murillo, «Análisis Multivariable Para la Selección de Las Mejores Zonas Productivas de la Formación Santo Tomás, Sección 68, Campo Gustavo Galindo Velasco,» *Fuentes: El Reventón Energético*, 2016.
- [14] J. D. Hernández Lalinde, F. Espinosa Castro, J. E. Rodríguez, J. G. Chacón Rangel, C. A. Toloza Sierra y M. K. Arenas Torrado, «Sobre el uso adecuado del coeficiente de correlación de Pearson: definición, propiedades y suposiciones,» *Archivos Venezolanos de Farmacología y Terapéutica*, vol. 37, nº 5, 2018.
- [15] F. Sánchez-Minero, G. Sánchez-Reyna, J. Ancheyta y G. Marroquin, «Comparison of correlations based on API gravity for predicting viscosity of crude oils,» vol. 138, 2014.
- [16] A. Elsharkawy y A. Alikhan, «Models for predicting the viscosity of Middle East crude oils,» *Fuel*, vol. 78, nº 8, 1999.

- [17] O. Glaso, «Generalized Pressure-Volume-Temperature Correlations,» *Journal of Petroleum Technology*, vol. 32, n° 5, 1980.