

Nuevo Modelo Para La Predicción De Viscosidad De Crudos Vivos Colombianos A Condiciones De Yacimiento

I. Ayala, S. Arrubla, C. Cundar, L. Sandoval, R. Osorio, Ecopetrol S.A.

- Artículo Técnico
- Tesis Pregrado
- Tesis Posgrado

Derechos de Autor 2022, ACIPET

Este artículo técnico fue preparado para presentación en el XIX Congreso Regional Colombiano de Petróleo, Gas y Energía organizado por ACIPET en Cartagena, Colombia.
Este artículo fue seleccionado para presentación por el comité técnico de ACIPET, basado en información contenida en un resumen enviado por el autor(es)

Resumen

La viscosidad es una propiedad del crudo clave en la industria Oil & Gas, por lo cual varios modelos para estimar esta propiedad han sido reportados en la literatura. Sin embargo, estos modelos no estiman adecuadamente la viscosidad de crudos colombianos. Este estudio tiene como objetivo generar una correlación de viscosidad basada en crudos colombianos, a diferentes condiciones de presión y temperatura, para una amplia gama de tipos de fluidos. Para ello, se realizaron pruebas PVT y ASSAYS de crudos provenientes de diferentes cuencas sedimentarias de Colombia, con el fin de proponer un nuevo modelo de estimación de viscosidad a partir de un enfoque estadístico. El modelo propuesto para predecir la viscosidad del crudo vivo (U_o) se compone de tres etapas, donde se maximiza la simplicidad y la precisión al mismo tiempo. Primero, se calcula la viscosidad del crudo muerto (U_{od}), que depende de la temperatura y la densidad API como parámetros. Luego, se incluye la solubilidad del gas y su efecto para obtener la viscosidad del aceite saturado (U_{ob}). Finalmente, se considera el efecto de compresibilidad para presiones mayores a la presión de burbuja (P_b) para obtener U_o . Los resultados indican que el modelo propuesto mejora la precisión de la estimación de la viscosidad de los crudos colombianos. Este modelo fue aplicado con éxito para rangos API entre 6 y 48°, rangos de temperatura 60 - 300 °F, relación gas-petróleo (GOR) entre 2 y 3830 SCF/STB, prediciendo viscosidades de crudo muerto hasta 17500 cP y para crudos vivos entre 3 y 8000 cP, con un coeficiente de determinación superior a 0.9. Cabe resaltar que la correlación propuesta predice viscosidades con alta precisión de crudos pesados y extrapesados de diferentes cuencas en Colombia, lo cual representa un reto técnico significativo.

Introducción

La viscosidad del crudo es definida como la resistencia interna que ofrece este para moverse y es una característica muy importante en la industria Oil & Gas, ya que influye en el desplazamiento de fluidos y las caídas de presión en el yacimiento, es uno de los parámetros principales en el diseño de levantamiento en pozos productivos e igualmente importante en la evaluación de reservas, entre otras. Esta es determinada generalmente por mediciones realizadas en laboratorio, pero algunas veces estas no están disponibles a una presión y temperatura a la cual es requerida. Así, varios modelos para la predicción o estimación de la viscosidad han sido publicados para diferentes tipos de crudos a distintas condiciones de trabajo, pero desafortunadamente estas no estiman correctamente la viscosidad de los crudos colombianos a diferentes condición. Una explicación podría ser debido a las diferencias composicionales en los crudos colombianos que no pueden ser capturadas en las correlaciones de viscosidad más usadas.

En 1946 Beal [1] genero distintas cartas de correlación en base a 1215 observaciones de crudos, principalmente de USA, cuyas desviaciones eran aproximadamente de 24.2 cP para U_{od} y de 2.7 cP para U_o ; Beggs y Robinson [2] desarrollaron una correlación para U_{od} graficando $\log_{10}(\text{Temp})$ vs $\log_{10}(\log_{10}(U_{od}+1))$ revelando una serie de líneas rectas, la cuales representaban un valor de API en particular, también observaron que para U_o existía una tendencia lineal entre $\log_{10}(U_{od})$ y $\log_{10}(U_o)$ para un cierto valor de GOR. En 1986 McCain [3] presento un trabajo para determinar distintas propiedades de fluidos de yacimiento y en ella declaro que era muy difícil establecer relaciones entre viscosidad y otras propiedades de los crudos debido a la poca cantidad de datos de campo disponible y por tal motivo los valores calculados de viscosidad deberían ser considerados como estimaciones de orden de magnitud; Labedi [4] genero correlaciones para crudos de Libia superiores a 35 °API; Petrosky [5] desarrollo a través de regresiones múltiples no lineales correlaciones para el golfo de México; De Guetto [6] modifico correlaciones existentes para determinar la viscosidad de heavy y extra heavy oils; Elsharkawy y Alikhan [7] obtuvieron correlaciones mucho más precisas a tasas de GOR bajas y U_{od} para crudos de Oriente Medio; Bergman [8] realizo un estudio sobre algunas correlaciones existentes en la literatura y observo que un conjunto de estimaciones de viscosidad podría tener desviaciones estándar hasta de $\pm 50\%$ para U_{od} , $\pm 15\%$ para U_o y $\pm 20\%$ para U_{ob} , las cuales depende de la relación correlación - conjunto de datos utilizado, concluyendo que ninguna correlación podría ser la mejor sobre las demás y que estas

además son muy dependientes de los rangos de los parámetros de donde han sido desarrolladas. Hemmati-Sarapardeh et al. [9] evaluaron con datos de crudos Iranianes algunas de las correlaciones en la literatura y propusieron tres modelos por medio de Least Squares Supported Vector Machine (LSSVM), el cual supera en precisión los modelos ya existentes. Hadavimoghaddam et al. [10] recopiló información sobre modelos desarrollados por medio de Machine Learning y propuso modelos por medio de symbolic regression tree.

Como lo ha señalado Bergman [8], la precisión de la predicción de los modelos de viscosidad no solo depende de los rangos de aplicación de las variables independientes sino de las características de cada uno de los crudos que están presentes en forma implícita en la regresión, que hacen casi imposible un modelo general para todos los crudos alrededor del mundo. El objetivo de este estudio es generar un modelo de viscosidad basado en crudos colombianos que mejore la precisión de cada estimación bajo diferentes condiciones de temperatura y presión para un amplio rango de tipos de fluidos, incluyendo heavy oils cuyo estimado de viscosidad es una tarea desafiante. Para este propósito, datos PVT y reportes tipo ASSAY fueron recopilados desde diferentes cuencas sedimentarias en Colombia para proponer el nuevo modelo de estimación basado en un enfoque estadístico.

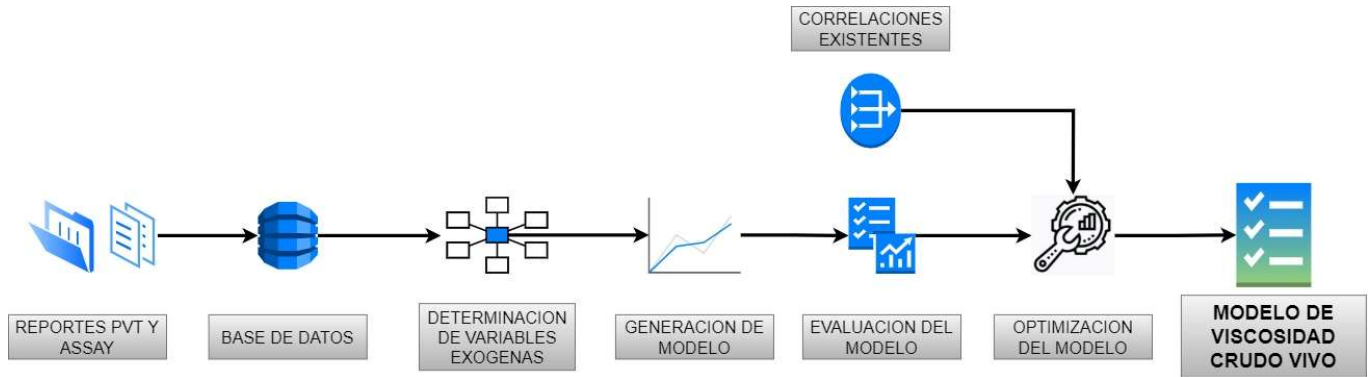


Figura 1. Metodología para el desarrollo del modelo de predicción de viscosidad de crudo vivo.

Metodología

La Figura 1 es un diagrama de la metodología realizada para la obtención del modelo de viscosidad. Primero, se construyó una base de datos con información recopilada de informes PVT y ASSAY compuestos de diversas propiedades físicas y químicas de los crudos provenientes de los diferentes campos de Colombia. Para procesar esta información una analítica de datos fue ejecutada con el fin de determinar rangos, datos atípicos, medidas de distribución y simetría, así como las posibles variables que podrían aportar algo más de información al modelo. También, posibles formas funcionales de las correlaciones de la literatura fueron consideradas para determinar cuáles encajaban mejor con los datos recopilados.

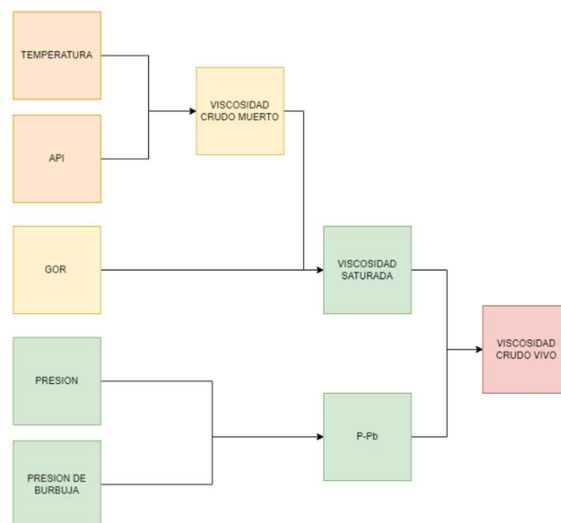


Figura 2. Diagrama de variables que intervienen en el desarrollo de los modelos de viscosidad y como sucesivamente pueden interactuar para encontrar la viscosidad de crudo vivo

El modelo propuesto para predecir viscosidad de crudo vivo está compuesto de tres etapas: primero, la viscosidad de crudo muerto (Uod) es calculada a partir de su gran dependencia de la temperatura y el API del crudo. Luego, la solubilidad del gas (GOR) y su efecto son incluidos para obtener la viscosidad de crudo saturado (Uob). Finalmente, los efectos de compresibilidad debido a presiones mayores a la presión de burbuja (Pb) es considerada para obtener la viscosidad de crudo vivo (Uo); la **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.** resume este procedimiento y muestra las variables que intervienen en cada paso de la predicción de viscosidad de crudo vivo. Una regresión lineal múltiple fue generada para cada una de las tres correlaciones. La validación de las correlaciones fue a través del ajuste de parámetros y los supuestos de los modelos de regresión lineal múltiple [11], como se puede observar en la Figura 3.

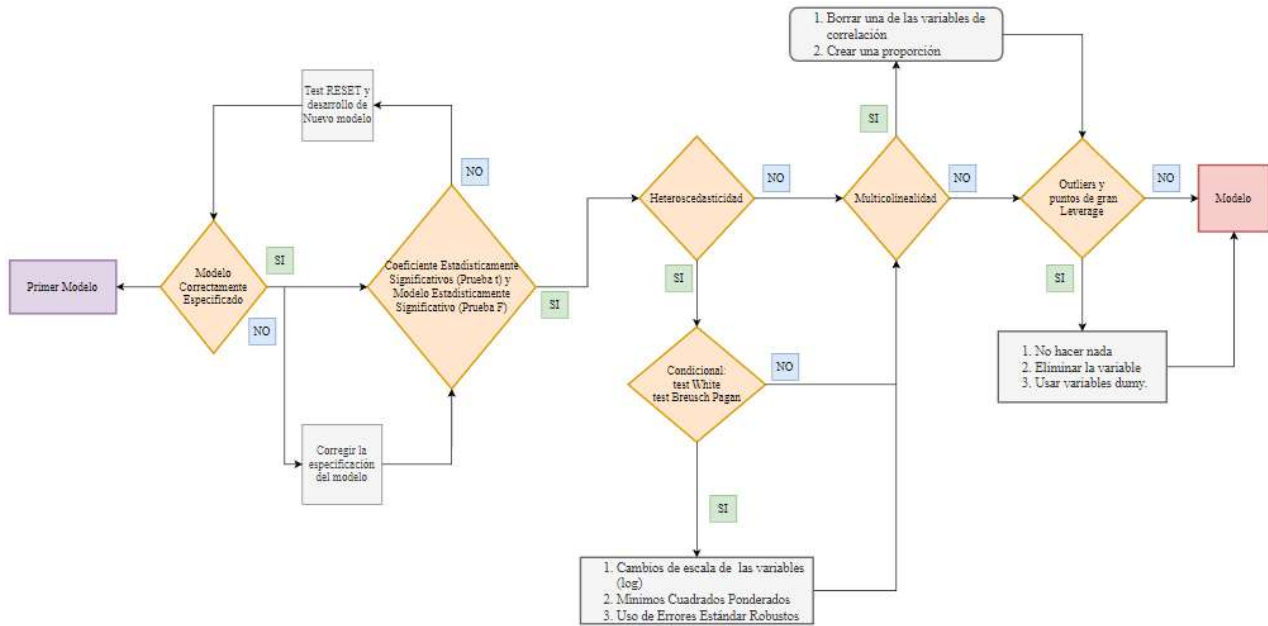


Figura 3. Esquema de evaluación del modelo de regresión.

Luego de obtener las formas funcionales, una optimización de parámetros a través de un método downhill simplex [12, 13] fue implementada de tal manera que el error de ajuste fuera minimizado mientras se buscaba por el modelo más parsimonioso, es decir, minimizando el número de parámetros del modelo y cubriendo la mayor cantidad de casos. Cada modelo es comparado contra las correspondientes correlaciones de literatura por medio de métricas de desempeño.

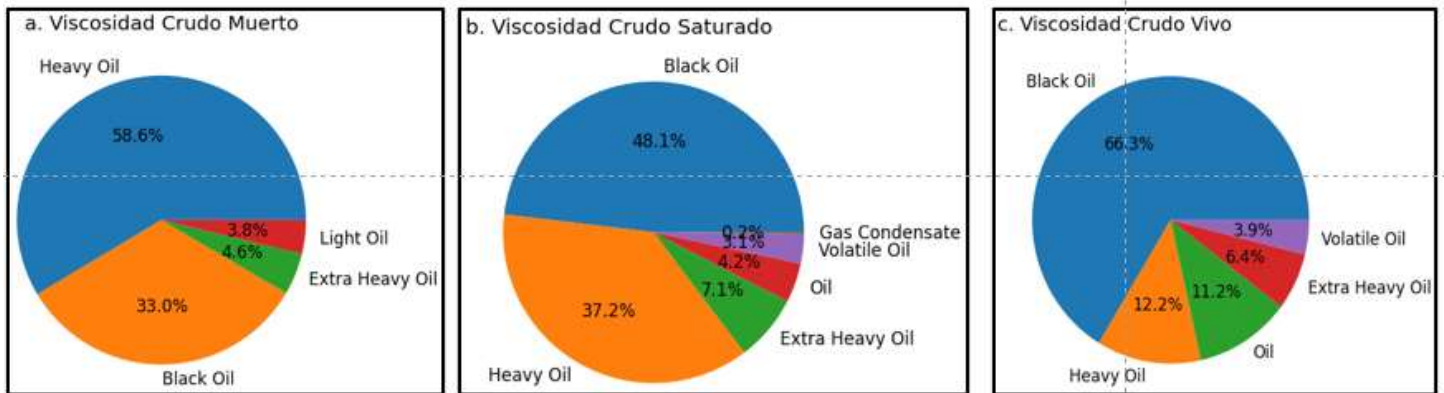


Figura 4. Tipo de fluidos para cada etapa de desarrollo del modelo. Heavy oil dominan el dataset de Uod, pero black oil son predominantes en los otros modelos. Muestras en las que no se pudo determinar el tipo de fluido son etiquetadas como ‘Oil’.

Datos

Como se ha comentado anteriormente, los datos son recopilados de reportes de laboratorio provenientes de los crudos de las distintas cuencas de Colombia. La **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.** muestra los porcentajes de los tipos de fluidos que abarcan cada desarrollo del modelo; esto es importante ya que el fluido predominante puede aportar más información al modelo y puede incluso sobreponer sus características sobre los otros tipos de fluidos. La Tabla 1 es una recopilación de los estadísticos básicos que se

pueden encontrar en cualquier estudios de análisis de datos. En este conjunto de datos se pueden observar el amplio rango de cada uno de las variables de entrada, y en especialmente en las variables de predicción, evidenciado en las altos valores de su desviaciones estándar.

Estadístico	Viscosidad Crudo Muerto (cP)			Viscosidad Crudo Saturado (cP)			Viscosidad Crudo Vivo (cP)			
	Viscosidad (cP)	Temperatura (°F)	API	Viscosidad (cP)	Viscosidad Crudo Muerto (cP)	GOR (SCF/STB)	Viscosidad (cP)	Presión (psia)	Presión de Saturación (psia)	Viscosidad Crudo Saturado (cP)
Numero de datos	3112	3112	3112	155	155	155	1757	1757	1757	1757
median	1905,15	130,84	18,40	241,43	421,11	311,60	148,60	3267,72	1411,06	94,29
Mediana	133,16	122,00	14,70	15,17	18,20	110,98	10,20	2915,00	1000,00	4,07
Desviación estándar	7814,66	37,11	7,67	992,36	1874,85	608,58	612,00	2548,48	1440,94	437,24
min	0,78	40,00	6,50	0,10	0,46	2,00	0,10	65,70	35,70	0,10
25%	29,47	104,00	12,40	2,42	3,97	39,70	2,38	1515,00	451,00	1,31
50%	133,16	122,00	14,70	15,17	18,20	110,98	10,20	2915,00	1000,00	4,07
75%	980,87	148,49	23,30	98,50	105,62	283,10	74,45	4017,75	1759,00	18,30
Max	163849,69	250,00	46,40	11113,00	23964,00	3829,70	13773,00	15185,00	7702,10	4059,00
Curtosis	206,93	0,19	0,00	65,88	92,00	18,05	197,46	5,94	5,62	59,63
Simetría	12,31	1,03	0,90	7,59	8,69	3,99	12,10	2,12	2,15	7,49
Rango	163848,91	210,00	39,90	11112,90	23963,54	3827,70	13772,90	15119,30	7666,40	4058,90

Tabla 1. Estadísticos básicos para el desarrollo del modelo de predicción de viscosidad, en ellas se pueden observar las variables predictoras de cada etapa.

Resultados

Viscosidad Crudo Muerto. La viscosidad de crudo muerto (U_{od}) es simplemente la viscosidad a presión atmosférica. Principalmente, las correlaciones de U_{od} están en función de dos parámetros: API y temperatura siendo suficientes para obtener una buena predicción, también cabe resaltar que el ingreso de nuevos parámetros no genera grandes cambios en el resultado de la predicción. Se puede observar en la Figura 5. Comportamiento de la viscosidad contra la temperatura y el API. el comportamiento de la viscosidad contra la temperatura y el API; el aumento de la viscosidad con la disminución del API a partir de 15° y a temperaturas más bajas se vuelve exponencial siendo ésta la zona en donde las predicciones pueden tener errores con grandes ordenes de magnitud, influyendo negativamente en las métricas de regresión.

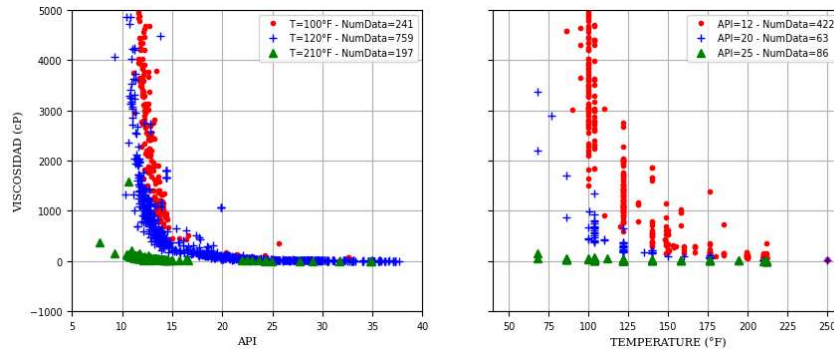


Figura 5. Comportamiento de la viscosidad contra la temperatura y el API.

Un total de 8 correlaciones provenientes de la literatura fueron evaluadas con los datos de los crudos del país y las predicciones obtenidas no fueron aceptables. Estas correlaciones están definidas en distintos rangos de aplicación de API y temperatura muy específicos dependiendo de la naturaleza del fluido con que se desarrolló, con el resultado que un pequeño conjunto de datos de los crudos colombianos pueda ser evaluado con estas; muchas de estas son regresiones lineales, por lo que un ligero cambio en sus parámetros podría mejorar las condiciones de predicción. El desempeño de las correlaciones de la literatura se puede ser observado en la Figura 6, en donde el numero de datos y el coeficiente de correlación pueden ser observados.

Teniendo claro que el API y la temperatura son las variables mas influyentes, se ajusto un modelo lineal simple con estas dos características como entradas y en base al procedimiento descrito en la Figura 3, se fueron realizando los ajustes pertinentes para obtener un modelo que cumpla con los supuestos de los modelos de regresión lineal múltiple. Se obtuvo un modelo preliminar que fue optimizado produciendo por ultimo la ecuación (1):

$$U_{od} = 10^{16.4498 - 0.0579Temp - 3.3385 \times 10^{-6}API \times Temp - 9.9751 \log_{10}API + 0.0348Temp \times \log_{10}API} \dots \dots \dots (1)$$

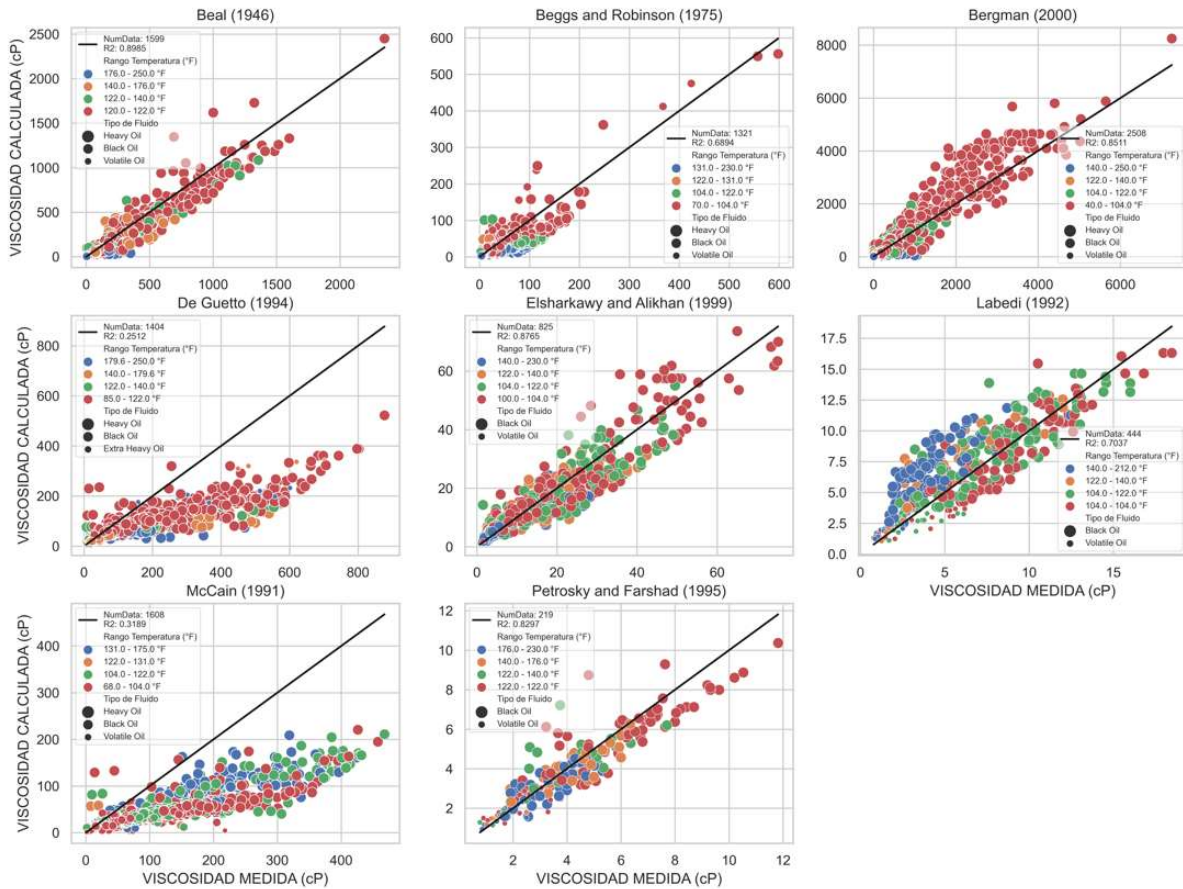


Figura 6. Desempeño de las correlaciones de U_{od} de la literatura con los datos de crudos colombianos.

La Figura 7 muestra el desempeño de la correlación, se puede observar que el modelo es capaz de predecir viscosidades mayores a 75000 cP. La Tabla 2 es un comparativo de la nueva correlación de U_{od} y las correlaciones de literatura, en ella se indica el rango de aplicación y las métricas de desempeño; el modelo generado para viscosidad de crudo muerto se desempeña en rangos mucho mayores a los de las correlaciones de la literatura. La viscosidad de crudo muerto es el primer eslabón para determinar los cambios de la viscosidad respecto a la presión.

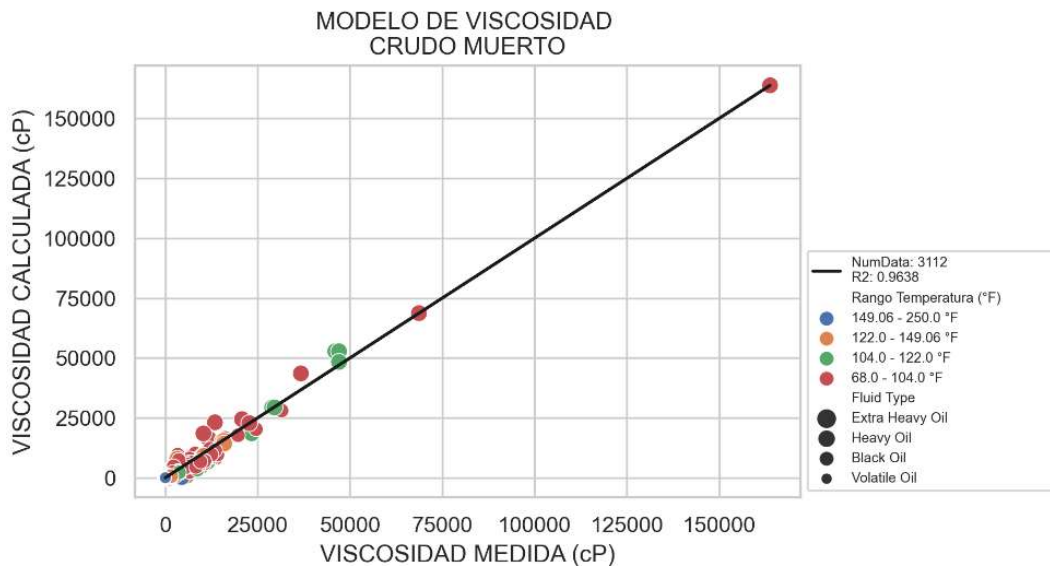


Figura 7. Desempeño del modelo generado para la viscosidad de crudo muerto.

Correlacion	Numero de Datos	Rango Temperatura(°F)	Rango API	R ²	MAE	MSE
Beal (1946)	1599	115 - 250	10 - 53	0,898	42,921	6484,088
Beggs and Robinson (1975)	1321	70 - 295	16 - 58	0,689	15,944	670,328
Bergman (2000)	2508	40 - 400	12 - 60	0,851	118,137	85489,677
De Guetto (1994)	1404	81 - 342	6 - 23	0,251	83,986	16590,620
Elsharkawy and Alikhan (1999)	825	100 - 300	20 - 48	0,876	3,324	23,428
Labedi (1992)	444	104 - 221	26 - 46	0,704	1,555	3,847
McCain (1991)	1608	60 - 175	5 - 58	0,319	51,875	7050,679
Petrosky and Farshad (1995)	219	114 - 288	25.4 - 46	0,830	0,649	0,774
Este trabajo (2020)	3223	60 - 300	6 - 48	0,964	306,115	638004,050

Tabla 2. Rangos de aplicación y métricas de desempeño para las correlaciones de viscosidad de crudo muerto, donde MAE es el Error absoluto medio y MSE es error cuadrático medio.

Viscosidad crudo saturado. El modelo por desarrollar a continuación es la viscosidad a presión de burbuja (U_{ob}). En este punto se debe tener en cuenta que el fluido se encuentra en dos fases, líquido y gas, y los aportes de este último son representados por el GOR. El dataset está compuesto de 491 datos, pero a diferencia del modelo anterior el dataset es más heterogéneo, ya que las correlaciones de la literatura tienen diversas variables explicativas y al igual que para U_{od} , se intentó encontrar nuevas variables que pudieran aportar a la explicación física de U_{ob} . Esto generó una disminución en la utilización de los datos por cada correlación debido al poco emparejamiento exitoso de las variables de entrada, que en los mejores casos se podría contar con el 35% de los datos (155 datos). En este caso el tipo de fluido del dataset es mucho más variado estando entre black oil y crudos pesados como se puede observar en la Figura 4; **Error! No se encuentra el origen de la referencia.** Los valores de viscosidad están concentrados en valores menores a 139 cP, y tienen una distribución asimétrica positiva; cabe resaltar que U_{ob} es un punto de inflexión y mínimo absoluto de la variación de viscosidad con presión.

Distintas correlaciones de literatura fueron evaluadas con los datos de los crudos colombianos, pero a diferencias de U_{od} , las correlaciones son bastante aceptables en la mayoría de los casos. La Figura 8 muestra el desempeño de cada una en rangos de sus variables de entrada. La metodología propuesta es implementada de nuevo, y en esta caso U_{od} es la variable que tiene una relación más fuerte con la viscosidad de crudo saturado; la ecuación (2) es generada en función de U_{od} y el GOR.

$$U_{ob}=1.009U_{od}-0.3348U_{od}\times\log_{10}GOR \dots\dots\dots(2)$$

Se puede observar que la ecuación (2) es un ajuste de U_{od} en donde a medida que exista una mayor cantidad de gas U_{ob} disminuye. Una optimización fue realizada para ajustar los parámetros. En la Tabla 3 se puede observar el rendimiento de las correlaciones y los rangos de aplicación en GOR y U_{od} ; La Figura 9 es un gráfico de dispersión donde se puede ver con más detalle el rendimiento y del modelo.

Correlacion	Numero de Datos	Rango Viscosidad Crudo Muerto	Rango GOR	R ²	MAE	MSE
Beggs and Robinson (1975)	119		20 - 2070	0,951	11,436	2430,000
Bergman (2000)	155			0,921	29,692	13675,238
De Guetto (1994)	72	7,7 - 1386,9	17,21 - 640,25	-4,455	36,344	29826,171
Elsharkawy and Alikhan (1999)	83	0,6 - 33,7	10,0 - 3600,0	0,888	0,916	3,299
Labedi (1992)	19	0,66 - 4,79		0,376	0,283	0,182
McCain (1991)	155			0,943	26,544	9850,472
Petrosky and Farshad (1995)	54	0,725 - 11,69	21 - 1885	0,945	0,278	0,177
Este trabajo (2021)	155	0,4556 - 23964	2 - 3829,7	0,979	23,227	3631,765

Tabla 3. Rangos de aplicación y métricas de desempeño para las correlaciones de viscosidad de crudo Saturado.

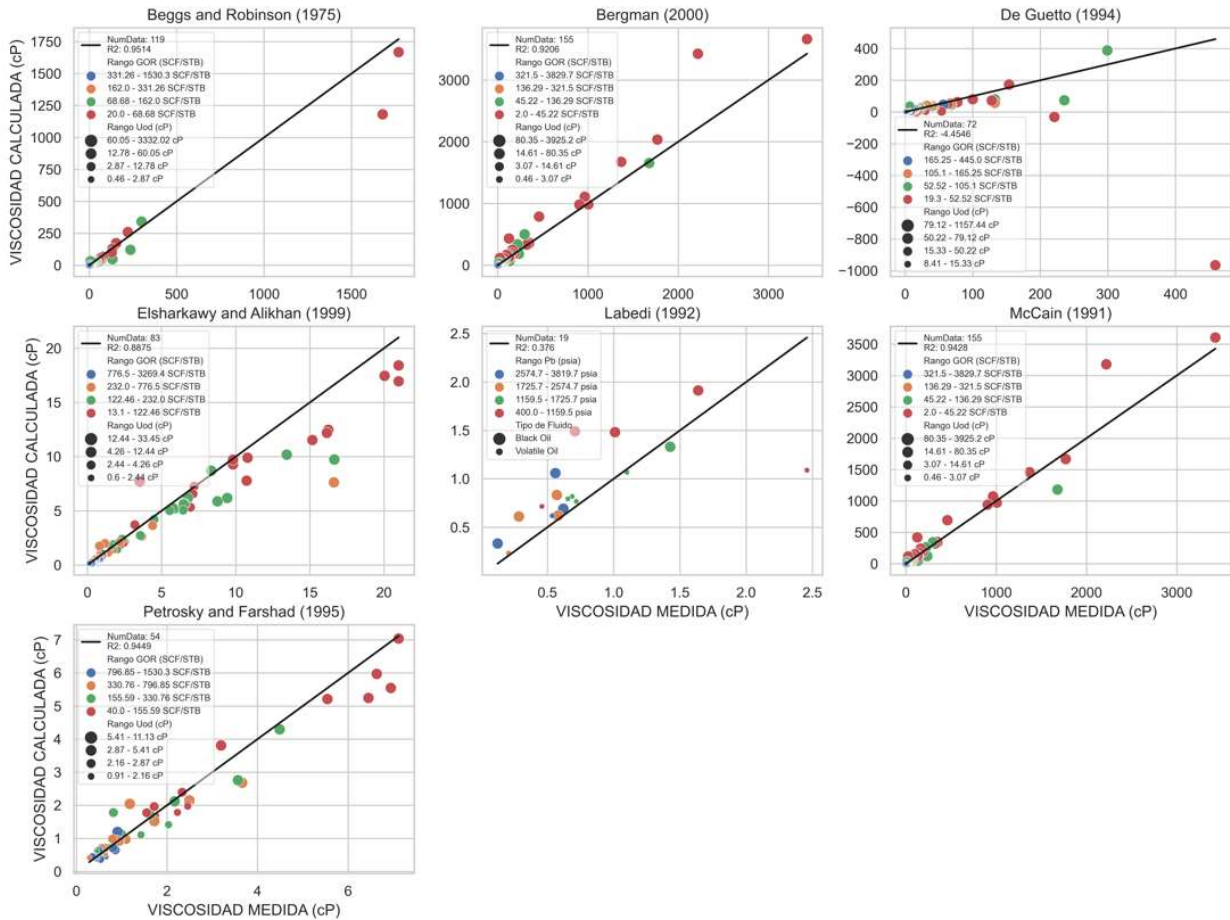


Figura 8. Desempeño de las correlaciones de U_{ob} de la literatura con los datos de crudos colombianos. Note que las variables de entrada para la mayoría de las correlaciones es U_{od} y el GOR, excepto para Labedi, que tiene en cuenta el API, y Pb.

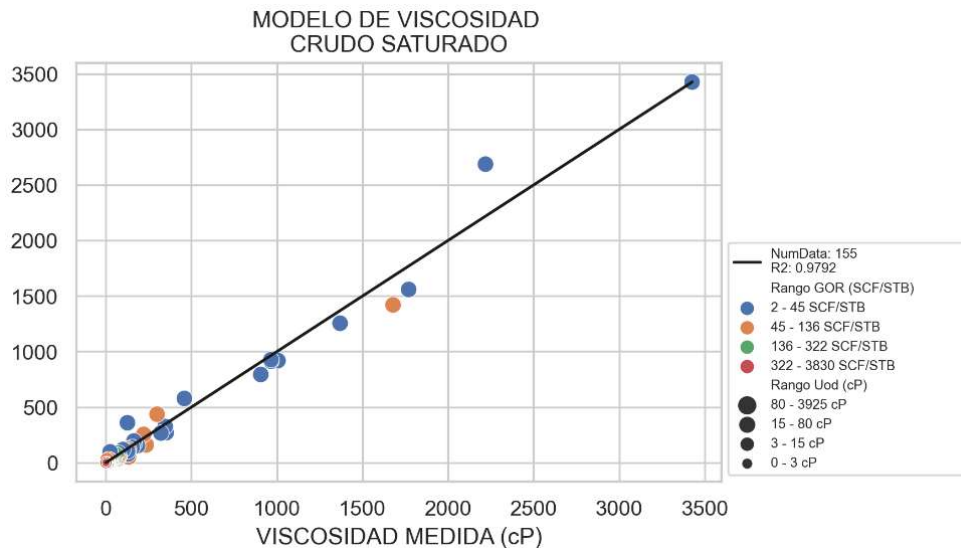


Figura 9. Desempeño del modelo generado para la viscosidad de crudo saturado.

Viscosidad Crudo Vivo. El modelo de crudo vivo (U_o) es simplemente la última parte de la curva de viscosidad contra presión y probablemente sea la correlación más útil por lo que significa este valor para las operaciones en yacimientos. Simplemente está definida como la viscosidad a presiones mayores de P_b y de nuevo está contenida en un fluido a una solo fase. La correlación es simplemente

una corrección de U_{ob} por una relación entre la presión deseada y P_b . La mayoría del tipo de fluido del dataset es black oil ($20^\circ < API < 45^\circ$ y $GOR < 1750$ SCF/STB), y curiosamente, se puede ver transiciones entre el tipo de fluido en el desarrollo de los tres modelos: desde los más pesado para U_{od} a crudos medianos/ligeros para U_o .

Hay una relación casi lineal con respecto a U_{ob} y exponencial respecto a una relación (de proporción o diferencial) de Presión y P_b . Las distribuciones de las variables son mucho menos concentradas en rangos angostos e igual que en los modelos anteriores existen valores altísimos de viscosidad que no pueden ser eliminados ya que hacen parte del fenómeno. Las correlaciones de la literatura fueron evaluadas y como se puede ver en la Figura 10 varias de estas generan predicciones bastante buenas a diferencia de las generadas con los modelos anteriores, a medida que los aportes de gas pueden ser registrados directa o implícitamente, los modelo de viscosidad ganan en precisión. El modelo obtenido con la metodología propuesta, en función de U_{ob} y un diferencial de presión, es el siguiente:

$$U_o = 0.8659U_{ob} - 0.00402(P - P_b) + 0.000492U_{ob} \times (P - P_b) - 0.4722 \dots \dots \dots (3)$$

La Figura 11 Tabla 4 muestra con mayor detalle el rendimiento de la ecuación (3) con los valores del dataset. La Tabla 4 Tabla 4 muestra los rangos de aplicación de la correlación y las métricas de rendimiento para las correlaciones de la literatura y la generada en este estudio.

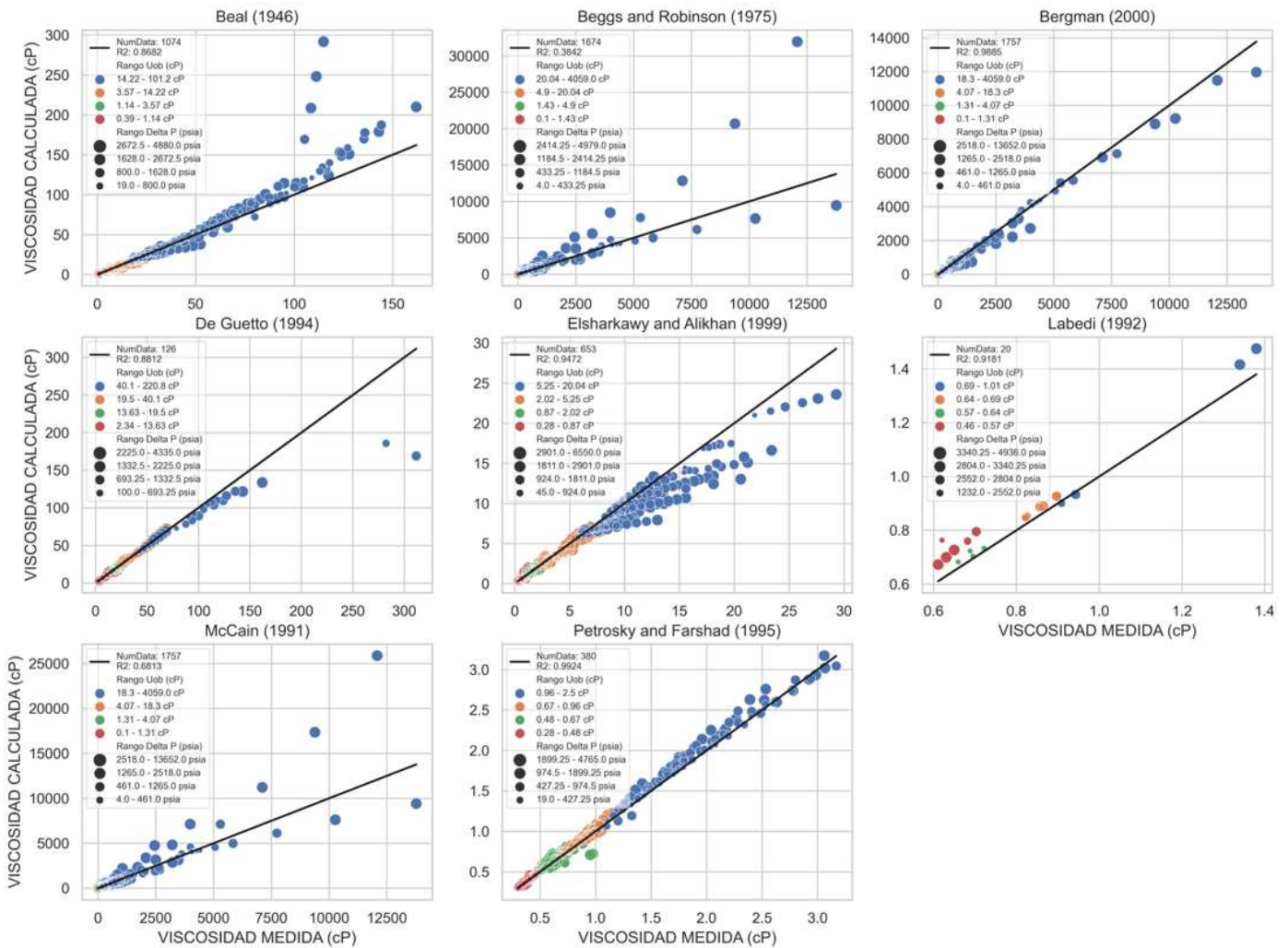


Figura 10. Desempeño de las correlaciones de U_o de la literatura con los datos de crudos colombianos. En esta caso las correlaciones no tienen un mal desempeño en los rangos de aplicación, que en la mayoría de los casos son de un orden de magnitud pequeño.

Correlacion	Numero de Datos	Pb	Uob	P	R^2	MAE	MSE
Beal (1946)	1074	125 - 4120	0,38 - 127	1500 - 5500	0,868	1,754	77,9108
Beggs and Robinson (1975)	1674	35,7 - 4999,0	0,098 - 4059,0	0 - 5250	0,384	48,844	378745,44
Bergman (2000)	1757	35,7 - 4999,0	0,098 - 4059,0	109,0 - 15185,0	0,989	12,609	6769,4132
De Guetto (1994)	126	208,86 - 4021,96	2,1 - 295,9	1038,49 - 7411,54	0,881	3,967	256,2631
Elsharkawy and Alikhan (1999)	653	100 - 3700	0,05 - 20,89	1287 - 10000	0,947	0,527	1,3087
Labedi (1992)	20	60 - 6358	0,13 - 3	4236 - 6015	0,918	0,048	0,0036
McCain (1991)	1757	35,7 - 4999,0	0,098 - 4059,0	109,0 - 15185,0	0,681	37,639	187562,86
Petrosky and Farshad (1995)	380	1574 - 9552	0,211 - 3,546	1600 - 10250	0,992	0,035	0,003
Este trabajo (2021)	1753	35,7 - 4999,0	0,098 - 4059,0	109,0 - 15185,0	0,991	11,908	2798,479

Tabla 4. Rangos de aplicación y métricas de desempeño para las correlaciones de viscosidad de crudo vivo.

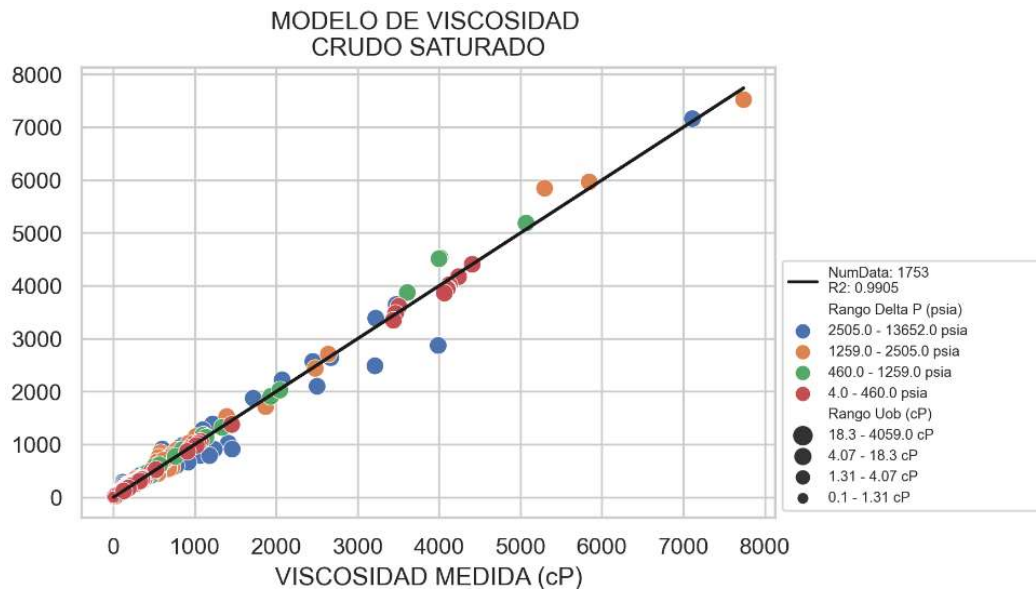


Figura 11. Desempeño del modelo generado para la viscosidad de crudo vivo.

Discusión

La Figura 12 resume el trabajo realizado desde 2019, en donde con un enfoque más “econométrico” se ha tratado de llegar a unos modelos tanto física como estadísticamente funcionales, más parsimoniosos, menos flexibles y más explicativos. La viscosidad ha sido una propiedad difícil de predecir y otros estudios buscan desde otros enfoques una mejor comprensión de las variables que determinan su comportamiento. En este trabajo se ha buscado a través de los datos tomados por laboratorios y netamente a través de la estadística buscar igualmente esas variables que mejor delimiten la predicción de la viscosidad, de una forma mucho más simple y general. Varios fueron los retos que ha generado el desarrollo de estos modelos, desde la integración de los datos provenientes de distintos reportes, pasando por la distribución de la viscosidad y sus cambios exponenciales en pocos grados API o de temperatura hasta la disponibilidad de dataset “completos”, pero siempre con pragmatismo se han tratado de superar estos obstáculos para obtener un buen resultado.

Tres correlaciones funcionales, que hacen parte de un solo modelo, han sido desarrolladas en este trabajo. Queda la búsqueda de más información para integrar una mejor correlación de U_{od} a través de nuevas variables como lo son el contenido residual de carbono, azufre y vanadio, insolubles y resinas - asfaltenos, y superar algunos problemas de heterocedasticidad en algunos rangos (probablemente se deban a esos cambios abruptos que pueden ser miles de cP en un corto intervalo).

La obtención de información de crudos de otras regiones del mundo, podrían mejorar los modelos existentes con una ligera optimización de parámetros ya que se podría lograrse una mayor fiabilidad y representatividad de estos modelos, pero seguramente mas correlaciones de viscosidad respecto a crudos específicos seguirán apareciendo en la literatura, con modelos mucho más flexibles, pero con problemas de varianza y de interpretación.

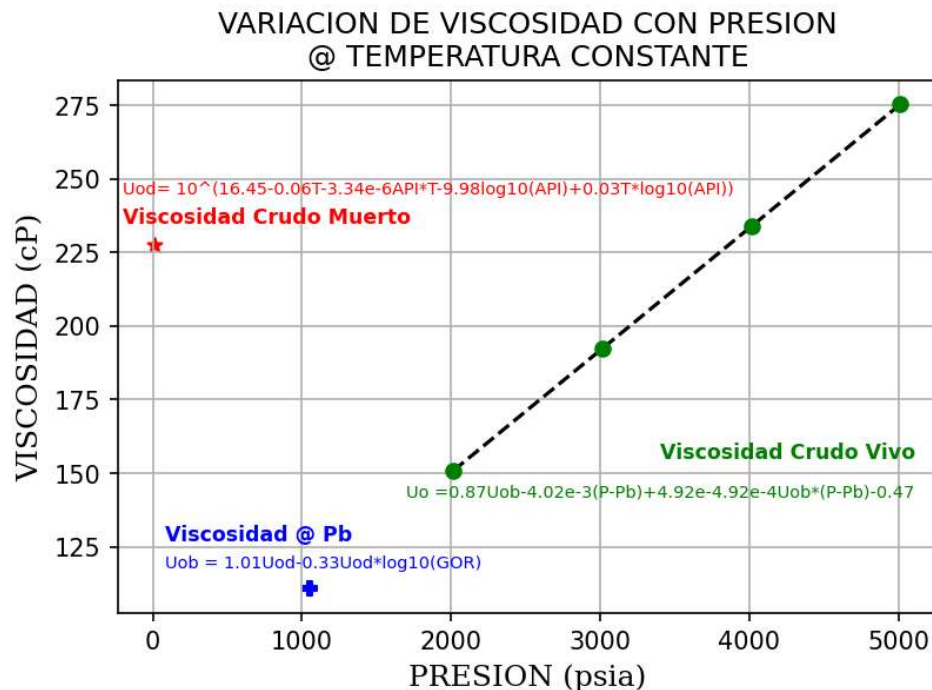


Figura 12. Obtención del modelo de viscosidad crudo vivo para los crudos colombianos. Este cuenta con tres correlaciones ajustadas a las características de los crudos existentes en el país.

Conclusiones

El propósito de este trabajo fue generar un modelo de viscosidad para crudos colombianos donde la simplicidad y la precisión fueran maximizadas al mismo tiempo. Los resultados indican que el modelo propuesto mejora la precisión de los estimados de viscosidad para los crudos colombianos. Este modelo es aplicado satisfactoriamente para rangos de API entre 6 y 48°, rangos de temperatura de 60 a 300 °F, 2 a 3830 scf/stb de GOR, generando predicciones de viscosidad de crudo muerto superiores a 17500 cP y para crudos vivos entre 3 y 8000 cP con un coeficiente de determinación superior a 0.9. Vale la pena señalar que el modelo propuesto predice viscosidad a gran precisión de heavy y extra-heavy oils de diferentes cuencas en Colombia, los cuales son composicionalmente muy diferentes. Finalmente, la metodología propuesta puede ser extendida a estimaciones de viscosidades de otras partes del mundo.

Referencias

1. C. Beal, "The Viscosity of Air, Water, Natural Gas, Crude Oil and Its Associated Gases at Oil Field Temperatures and Pressures," *Transactions of the AIME*, vol. 165, no. 01, pp. 94–115, Jun. 1946, doi: 10.2118/946094-G.
2. H. D. Beggs and J. R. Robinson, "Estimating the Viscosity of Crude Oil Systems," *Journal of Petroleum Technology*, vol. 27, no. 09, pp. 1140–1141, Jun. 1975, doi: 10.2118/5434-PA.
3. Jr. McCain W. D., "Reservoir-Fluid Property Correlations—State of the Art," *SPE Reservoir Engineering*, vol. 6, no. 02, pp. 266–272, Jun. 1991, doi: 10.2118/18571-PA.
4. R. Labedi, "Improved correlations for predicting the viscosity of light crudes," *Journal of Petroleum Science and Engineering*, vol. 8, no. 3, pp. 221–234, 1992, doi: [https://doi.org/10.1016/0920-4105\(92\)90035-Y](https://doi.org/10.1016/0920-4105(92)90035-Y).
5. Jr. Petrosky G.E. and F. F. Farshad, "Viscosity Correlations for Gulf of Mexico Crude Oils," Jun. 1995, vol. All Days. doi: 10.2118/29468-MS.
6. G. de Ghetto, F. Paone, and M. Villa, "Pressure-Volume-Temperature Correlations for Heavy and Extra Heavy Oils," Jun. 1995, vol. All Days. doi: 10.2118/30316-MS.
7. M. Elsharkawy and A. A. Alikhan, "Models for predicting the viscosity of Middle East crude oils," *Fuel*, vol. 78, no. 8, pp. 891–903, 1999.
8. D. F. Bergman, "Don't Forget Viscosity," in *Petroleum Technology Transfer Council 2nd Annual Reservoir Engineering Symposium, Lafayette, Louisiana, USA*, 2004, vol. 28.
9. Hemmati-Sarapardeh, A. Shokrollahi, A. Tatar, F. Gharagheizi, A. H. Mohammadi, and A. Naseri, "Reservoir oil viscosity determination using a rigorous approach," *Fuel*, vol. 116, pp. 39–48, 2014.
10. F. Hadavimoghaddam *et al.*, "Prediction of dead oil viscosity: Machine learning vs. classical correlations," *Energies (Basel)*, vol. 14, no. 4, p. 930, 2021.
11. T. C. Nokeri, "Multivariate Consumption Study Applying Regression," in *Econometrics and Data Science: Apply Data Science Techniques to Model Complex Problems and Implement Solutions for Economic Problems*, Berkeley, CA: Apress, 2022, pp. 45–82. doi: 10.1007/978-1-4842-7434-7_3.
12. M. Wright, "Direct search methods: Once scorned, now respectable," in *Numerical analysis*, D. F. Griffiths and G. A. Watson, Eds. Addison-Wesley, 1996, pp. 191–208.

13. J. A. Nelder and R. Mead, "A Simplex Method for Function Minimization," *The Computer Journal*, vol. 7, no. 4, pp. 308–313, Jun. 1965, doi: 10.1093/comjnl/7.4.308.