AJUSTE DE MODELOS DE VISCOSIDAD DE CRUDO VIVO PARA CRUDOS EXTRAPESADOS

MAURICIO JAVIER PERTUZ PARRA
GIAN CARLO PINO TARAZONA

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FISICOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA
2013

AJUSTE DE MODELOS DE VISCOSIDAD DE CRUDO VIVO PARA CRUDOS EXTRAPESADOS

MAURICIO JAVIER PERTUZ PARRA
GIAN CARLO PINO TARAZONA

Trabajo de Grado presentado como requisito para optar al título de Ingeniería de Petróleos

Director
Ing. JOHN ALEXANDER LEON PABON

Co Director
Ing. CARLOS ANDRES PEREZ REYES

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FISICOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA
2013

Señor Jesús mírame aquí al final de un camino e inicio de otro, gracias por la oportunidad de vivir y estar aquí para dar un paso más en mi vida, ayúdame a ser gente de bien, un luchador defensor de la verdad y la justicia.

El tiempo ha pasado, ya no soy aquel joven que llegó a la universidad con miedos, angustias y tristezas por haber dejado atrás su tierra, su familia y todos aquellos seres queridos que aportaron un grano de arena para mi formación. He madurado, aprendí cosas extraordinarias, crecí emocional, física, espiritual y personalmente…

Me siento muy orgulloso por lo alcanzado… hoy… llegué a la meta, pero no es el final del camino… Aún quedan largos senderos por recorrer; debemos seguir luchando por alcanzar la cima y realizar nuestros sueños más preciados… Paso a paso, venciendo cada uno de los obstáculos que se nos atraviesen.

Y todo gracias a ti mi Dios, porque sin ti nada tiene sentido, sin ti solamente somos seres a la deriva buscando un poco de tu sabiduría, un poco de tu luz… Un poco de tu Amor.

. Como afirmaría un ilustre siervo de Tú justicia: "Yo tengo un sueño… que un día esta nación se levantará y vivirá el verdadero significado de su credo; Mantenemos estas verdades que son evidentes: que todos los hombres son creados iguales… "

Sueño que algún día esta oración que humildemente he querido dedicarte, inspire a muchos… Que estas palabras que dedico en tu nombre lleguen alto y alimenten los corazones de aquellos que necesitan de Ti… Aquellos que se han olvidado de adorarte en lo alto y decirte…Gracias.

Nunca es tarde.

No importa lo que se haya vivido, no importa los errores que se hayan cometido, no importa las oportunidades que se hayan dejado pasar, no importa la edad, siempre estamos a tiempo para decir ¡Basta!, para oír el llamado de Dios, para sacudirnos el cieno y volar Alto…

Finalmente llegaremos a la última etapa de esta vida, recibiremos a la muerte como una vieja amiga… Y así nos marcharemos a Tú encuentro, dejando esta vida como iguales… Amén.

Mauricio

Dedico esta tesis esencialmente a Dios como energía superior que me dio la posibilidad de estar donde estoy actualmente y de enfrentarme a esta vida loca y bella que seguirá…

A mi Papá y mi Mamá quienes con su esfuerzo me dieron la posibilidad de formarme y seguir el camino académico, los adoro…

Quiero también dedicarle esta tesis de manera especial a mi abuela Esther quien siempre será el amor de mi vida; a mis hermanos Jhicet Pieriny, Pedro Iván, Linda y Valery (Todos son demasiado importantes en mi vida) y no quiero dejar de lado a mi sobrino hermoso.

A mis amigos también los quiero mencionar y darles las gracias por su apoyo y por tantos buenos momentos extraordinarios que siempre estarán en mi mente, Adrián Coronel (El enano, te quiero mucho primo y espero grandes logros de tu parte), Carlos Solano, Silvia Santos, Adrián Torres, Yaneth Martínez, Ayder Pino, Edwin Reyes, María Cristina Villalba (Mi mejor compañera y amiga)…

Gtian Carlo

AGRADECIMIENTOS

Los autores de este trabajo de grado agradecen sinceramente:

A **Nuestros padres** por brindarnos su apoyo incondicional a lo largo de toda nuestra vida, siempre enseñándonos la manera correcta en que debemos alcanzar cada una de las metas que nos propongamos en la vida.

A La **Universidad Industrial de Santander,** por permitir que nos formáramos como excelentes profesionales en el ámbito académico al igual que en lo social.

John León Pabón, Ingeniero de Petróleos. Director de proyecto, por confiar en nosotros y permitirnos elaborar este proyecto. Gracias por brindarnos su colaboración y recursos necesarios para la culminación de esta investigación.

Carlos Pérez Reyes, Ingeniero Químico. Co Director de proyecto, por su paciencia para enseñarnos conceptos que no teníamos claros, además de sus aportes en la redacción y estructuración del documento final.

A Todas las personas que de una manera u otra contribuyeron para que este trabajo de grado se desarrollara exitosamente. Gracias **Fanny** por recomendarnos en ese momento en que no teníamos muchas opciones para avanzar.

Especialmente queremos agradecer a **Dios**, porque todos estos logros que hemos obtenido, son posibles solo gracias a Él.

CONTENIDO

Pág.

INTRODUCCIÓN **19**

1. GENERALIDADES DE LA VISCOSIDAD Y LOS CRUDOS EXTRAPESADOS **22**

1.1 CRUDOS EXTRAPESADOS 22
1.2 VISCOSIDAD DEL PETROLEO 24
1.3 FACTORES QUE AFECTAN LA VISCOSIDAD 25
1.3.1 Efecto de la temperatura 25
1.3.2 Efecto de la Presión 26
1.3.3 Efecto del Gas en Solución 27

2. ANALISIS ESTADISTICO **29**

2.1 ANÁLISIS DE REGRESIÓN 29
2.1.1 Regresión lineal simple 30
2.1.2 Regresión lineal múltiple 31
2.1.3 Regresión no lineal 31
2.1.4 Linealización de modelos no lineales 31
2.2 OPTIMIZACIÓN DE MODELOS DE REGRESIÓN 32
2.2.1 Método de los mínimos cuadrados 33
2.3 CAPACIDAD PREDICTIVA DE UNA REGRESIÓN 34
2.3.1 Coeficiente de determinación 35
2.3.2 Error relativo 36
2.3.3 Error relativo promedio 36
2.3.4 Error absoluto promedio 37
2.3.5 Desviación estándar 37
2.4 ANÁLISIS DE CORRELACIÓN 38
2.4.1 Coeficiente de correlación lineal simple 38

3. MODELOS DE VISCOSIDAD PARA CRUDOS VIVOS **39**

3.1 MODELOS PARA CRUDOS SATURADOS 39
3.1.1 Modelo de Chew & Conally 40
3.1.2 Modelo de Beggs & Robinson 40
3.1.3 Modelo de Kartoatmodjo 41
3.1.4 Modelo de Guetto 41
3.1.5 Modelo de Petrosky & Farshad 42
3.1.6 Modelo de Elsharkawy 43
3.1.7 Modelo de Hossain 43
3.2 MODELOS PARA CRUDOS SUBSATURADOS 44
3.2.1 Modelo de Vásquez & Beggs 44
3.2.2 Modelo de Kartoatmodjo 44
3.2.3 Modelo de Petrosky & Farshad 45
3.2.4 Modelo de Guetto 45
3.2.5 Modelo de Elsharkawy 46
3.2.6 Modelo de Hossain 46
3.2.7 Modelo de Bergman & Sutton 46

4. AJUSTE DE MODELOS 48

4.1 DESCRIPCION DEL PROCESO 48
4.2 PREPARACION DE LOS DATOS 49
4.2.1 Preparación de los datos para crudos Saturados 51
4.2.2 Preparación de los datos para crudos Subsaturados 53
4.3 SELECCIÓN DE LOS MODELOS 55
4.3.1 Selección del modelo para crudo saturado 56
4.3.2 Selección del modelo para crudo subsaturado 58
4.4 AJUSTE DEL MODELO PARA CRUDO SATURADO 59
4.4.1 Modelo ajustado de Petrosky 66
4.5 AJUSTE DEL MODELO PARA CRUDO SUBSATURADO 69
4.5.1 Modelo ajustado de Guetto 79
4.5.2 Modelo propuesto 79
4.5.3 Evaluación de la capacidad predictiva de los modelos 79

5. VALIDACION DE LOS MODELOS PROPUESTOS 83

5.1 RANGOS DE VALIDEZ DE LOS MODELOS PROPUESTOS 86

6. CONCLUSIONES 88

7. RECOMENDACIONES 89

BIBLIOGRAFIA 90

ANEXOS 93

LISTA DE FIGURAS

Pág.

Figura 1: Clasificación de los crudos pesados 23

Figura 2: Efecto de la temperatura en la viscosidad 26

Figura 3: Viscosidad del petróleo en función de la presión 27

Figura 4: Efecto de la presión y el gas en solución en la viscosidad 28

Figura 5: Recta optima obtenida por el método de mínimos cuadrados 34

Figura 6: Comparación del error absoluto promedio en los modelos de viscosidad de crudos saturados 57

Figura 7: Comparación del error absoluto promedio en los modelos de viscosidad de crudos subsaturados 59

Figura 8: Comportamiento óptimo del término “A” 63

Figura 9: Comportamiento óptimo del término “B” 63

Figura 10: Curva de regresión para el término “A” 64

Figura 11: Curva de regresión para el análisis del término “B” 65

Figura 12: Comportamiento general del modelo de Petrosky Modificado 66

Figura 13: Análisis comparativo del modelo de Petrosky Modificado 67

Figura 14: Estimación de la viscosidad de aceite saturado con los mejores modelos 68

Figura 15: Comportamiento óptimo del término “X” 74

Figura 16: Comportamiento óptimo del término “Y” 74

Figura 17: Comportamiento óptimo del término “Z” 75

Figura 18: Curva de regresión para el análisis del término “X” 75

Figura 19: Curva de regresión para el análisis del término “Y” 76

Figura 20: Curva de regresión para el análisis del término “Z” 77

Figura 21: Curva de regresión para el término “X” con la nueva función 78

Figura 22: Comportamiento general de los nuevo modelos 80

Figura 23: Análisis comparativo final para modelos de viscosidad de crudo subsaturado. 81

Figura 24: Estimación de la viscosidad de aceite subsaturado con los mejores modelos 81

Figura 25: Análisis comparativo para la validación del modelo de crudo saturado 84

Figura 26: Estimación de la viscosidad de crudo saturado en el proceso de validación 84

Figura 27: Análisis comparativo para la validación de los modelos de crudo subsaturado 85

Figura 28: Estimación de la viscosidad de crudo subsaturado en el proceso de validación 85

LISTA DE TABLAS

Pág.

Tabla 1: Proceso de discretizacion para los datos de crudo saturado 52

Tabla 2: Base de datos discretizada para el análisis de crudos saturados 53

Tabla 3: Proceso de discretizacion para los datos de crudo subsaturado 54

Tabla 4: Base de datos discretizada para el análisis de crudos subsaturados 55

Tabla 5: Viscosidad de aceite saturado calculada con diferentes modelos 56

Tabla 6: Viscosidad de aceite subsaturado calculada con diferentes modelos 58

Tabla 7: Resultados de la optimización del modelo de Petrosky con la herramienta Solver 61

Tabla 8: Informe del análisis de regresión para el término “A” 64

Tabla 9: Informe del análisis de regresión para el término “B” 65

Tabla 10: Análisis estadístico para el modelo ajustado de Petrosky 67

Tabla 11: Valores óptimos de las pendientes m y Mμ 70

Tabla 12: Optimización de los coeficientes del modelo de Guetto con la herramienta Solver 72

Tabla 13: Valores óptimos para los términos X, Y, Z del modelo de Guetto 73

Tabla 14: Informe del análisis de regresión para el término “X” 76

Tabla 15: Informe del análisis de regresión para el término “Y” 76

Tabla 16: Informe del análisis de regresión para el término “Z” 77

Tabla 17: Informe del análisis de regresión para el término “X” con la nueva funcion 78

Tabla 18: Análisis estadístico para los nuevos modelos 80

Tabla 19: Resumen de los modelos propuestos 83

Tabla 20: Rangos de validez para los modelos propuestos 86

LISTA DE ANEXOS

Pág.

Anexo A. Informacion complementaria para el ajuste de los modelos de viscosidad de crudo vivo 94

Anexo B. Rangos definidos para modelos de viscosidad de crudo vivo 102

Anexo C. Informacion complementaria para la validacion de los modelos propuestos 103

RESUMEN

TITULO: AJUSTE DE MODELOS DE VISCOSIDAD DE CRUDO VIVO PARA CRUDOS EXTRAPESADOS*

AUTORES: **MAURICIO JAVIER PERTUZ PARRA**
GIAN CARLO PINO TARAZONA**

PALABRAS CLAVE: Crudo extrapesado, Viscosidad, Crudo saturado, Crudo subsaturado, Análisis de regresión, Ajuste de curvas, Pruebas PVT, Correlaciones de viscosidad.

La optimización de la producción de un yacimiento es influenciada en gran medida por las propiedades físicas de los fluidos presentes en el yacimiento. La viscosidad es uno de los parámetros fundamentales en el cálculo de la caída de presión del flujo de fluidos a través de la tubería o el medio poroso; también tiene una gran relevancia en la interpretación de pruebas de producción, en el transporte de los hidrocarburos y en análisis de problemas que puedan presentarse en el pozo. Normalmente, estas propiedades se determinan a partir de pruebas en laboratorio. No obstante, estos datos experimentales no siempre están disponibles y se hace necesario recurrir al uso de correlaciones empíricas.

La variedad de modelos para estimar la viscosidad de los diferentes tipos de crudos es bastante grande, pero en lo que respecta a los crudos extrapesados las investigaciones son pocas. Esta situación ha producido que se calcule la viscosidad para este tipo de crudo extrapolando los modelos creados para crudos vivos convencionales, lo cual no es aconsejable debido a que se estiman valores de viscosidad con porcentajes de error altos.

Con el fin de solventar esta situación se han creado dos bases de datos a partir de reportes PVT de crudos extrapesados, para evaluar la precisión de los modelos de viscosidad de crudo vivo existentes en la literatura. Posteriormente, mediante el uso de técnicas de regresión y análisis estadístico, se realizó el ajuste de los modelos que tuvieron una mejor aproximación a los valores de los reportes PVT. Obteniéndose de esta manera tres nuevas alternativas (Un modelo para crudo saturado y dos para crudo subsaturado) que permiten estimar de forma más precisa la viscosidad de los crudos extrapesados.

---

* Trabajo de Grado

** Facultad de Ciencias Físico-Químicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director. Ingeniero John Alexander León Pabón. Codirector. Ingeniero Carlos Andrés Pérez Reyes.

ABSTRACT

TITLE: ADJUSTMENT OF LIVE OIL VISCOSITY MODELS FOR EXTRA HEAVY OILS*

AUTORS: MAURICIO JAVIER PERTUZ PARRA
GIAN CARLO PINO TARAZONA**

KEYWORDS: Extra heavy oil, Viscosity, Gas saturated oil, Undersaturated oil, Regression analysis, Curve fitting, PVT Test, Viscosity models.

Optimizing production of a reservoir is influenced largely by the physical properties of the fluids in the reservoir. Viscosity is one of the key parameters in the estimation of the pressure drop of fluid flow through the pipe or the porous medium, but also has a great importance in the production test interpretation, transportation of hydrocarbons and analyzing problems that may arise in the well. Normally, these properties are determined from laboratory tests. However, experimental data is not always available and it is necessary to use empirical correlations.

The variety of models to estimate the oil viscosity is quite large, but when it comes to extra heavy oils investigations are few. This has produced the viscosity is calculated for these oils, extrapolating the models created for conventional live oils, which is not recommended because the viscosity values are estimated with high error rates.

In order to resolve this situation have created two databases from extra heavy oil PVT reports to assess the accuracy of the live oil viscosity models present in the literature. Subsequently, by using regression techniques and statistical analysis was performed an adjustment of the models that have the best approximation to the values of PVT reports. Thereby obtaining three new alternatives (A model for gas saturated oil and two for Undersaturated oil) that estimate more accurately the viscosity of extra heavy oils.

---

* Thesis

** Physicochemical Faculty. Petroleum Engineering School. Director. John Alexander León Pabón Petroleum Engineer. Codirector. Carlos Andrés Pérez Reyes Chemical Engineer.

INTRODUCCIÓN

La mayoría de los yacimientos de petróleos convencionales se encuentran en declinación, la gran demanda y los altos precios del petróleo están generando que la atención de la industria, en muchos lugares del mundo, se esté desplazando hacia la explotación de petróleos pesados y extrapesados; los cuales representan el 64% de las reservas mundiales.[1]

Desde hace muchos años se conoce la existencia de los yacimientos de crudos extra pesados que hoy atraen la atención de la industria petrolera. Tal es el caso de la formación San Fernando en Colombia, la Faja del Orinoco en Venezuela, como también áreas de petróleos pesados y extra pesados en California, Canadá, México y otros lugares del mundo. La falta de experiencia en diversas áreas de la industria y un desarrollo tecnológico básico generaron diversas complicaciones en las técnicas de explotación de este tipo de hidrocarburos en el siglo XX. Es importante señalar que los fluidos que se producían en esa época presentaban gravedades API mayores a 23° y viscosidades relativamente bajas; lo cual de alguna manera facilitaba su producción.

El desarrollo de nuevas tecnologías, el aumento del precio del petróleo y sumado a ello la experiencia en campo adquirida durante décadas de trabajo en el tema de la explotación de hidrocarburos, permiten que actualmente se pueda asumir la tarea de producir yacimientos de crudo extrapesado.

Una de las características especiales que se deben tener en cuenta a la hora de enfrentar la explotación de un crudo extrapesado es su elevada viscosidad, factor que afecta directamente su movilidad en el medio poroso, el transporte por las tuberías de producción y facilidades de superficie. Además esta

[1] TREVIÑO, Manuel. Futuro Pesado [en línea]. Carta petrolera. Edición 114. ECOPETROL. Abril 2006.

propiedad juega un papel importante en la interpretación de las pruebas de producción, en la aplicación de métodos de recobro mejorado y en análisis de problemas que puedan presentarse en la vida productiva del campo.

En este orden de ideas, la importancia de conocer el valor de la viscosidad del petróleo es fundamental. Principalmente existen dos maneras de llevar a cabo la estimación de esta propiedad; la primera es por medio de pruebas de laboratorio que sería la forma más acertada o precisa de hacerlo, pero cuando no se cuenta con dicha posibilidad se puede recurrir al uso de correlaciones empíricas que designen el valor de viscosidad del fluido en función de diferentes variables.

La variedad de modelos para la estimación de la viscosidad en los diferentes tipos de crudos que existen en el mundo es amplia, pero en lo que respecta a los crudos extrapesados las investigaciones son pocas; lo cual genera errores al momento de obtener valores para la viscosidad de este tipo de fluido.

Consecuente con lo anterior, se hace necesario expandir el rango de acción de las correlaciones existentes para su uso en crudos extrapesados. Es por ello que surge la presente investigación; la cual ofrece un ajuste de los modelos más fiables que se han propuesto para estimar la viscosidad de crudos vivos, para que su comportamiento sea más preciso al momento de estimar esta propiedad en crudos extrapesados.

Dicho desarrollo investigativo y analítico se llevara a cabo teniendo en cuenta unos pasos directos a seguir. Primero se optara por elegir pruebas PVT de diversos campos de crudos extrapesados, con la finalidad de crear una base datos que sirva como punto de referencia para evaluar el comportamiento de los diferentes modelos de viscosidad de crudo vivo propuestos en la literatura.

Finalmente se realizara un ajuste y se validaran los modelos que proyecten un valor considerablemente aproximado al teórico; valiéndose de herramientas como el análisis estadístico y de regresión.

1. GENERALIDADES DE LA VISCOSIDAD Y LOS CRUDOS EXTRAPESADOS

1.1 CRUDOS EXTRAPESADOS

La densidad y la viscosidad son dos propiedades fundamentales cuando se desea clasificar los diferentes tipos de hidrocarburos. La viscosidad puede variar en gran medida con la temperatura, mientras que la densidad varía poco; esto ha permitido que se convierta en el parámetro estándar más comúnmente utilizado para categorizar los petróleos crudos.

Las densidades API del hidrocarburo líquido varían desde los 4° para el bitumen rico en brea hasta los 70° para los condensados. El Departamento de Energía de los Estados Unidos realiza una clasificación de los crudos con base en su densidad o gravedad especifica expresada en grados API. En esta escala, se consideran crudos extrapesados aquellos que oscilan en un rango de 7.0 – 9.9° API (Densidad mayor que la del agua) [2].

Estos crudos se encuentran compuestos de manera mayoritaria por asfáltenos, los cuales poseen un alto peso molecular y generalmente se encuentran rodeados por partículas de metales como el vanadio, níquel, azufre entre otros. Esta peculiar composición produce que los crudos extrapesados presenten propiedades de viscosidad y densidad muy altas.

Guarín[3] define las siguientes tres clasificaciones de crudos pesados, en función de su capacidad de fluir a condiciones de yacimiento:

---

[2] TREVIÑO, Manuel. Futuro Pesado [en línea]. Carta petrolera. Edición 114. ECOPETROL. Abril 2006.

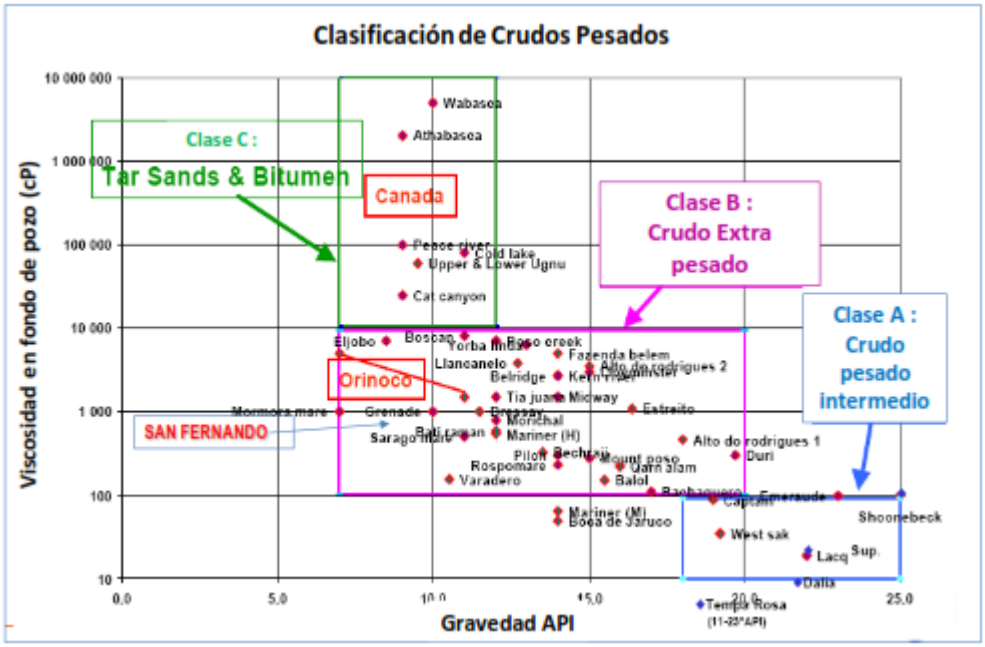
[3] GUARIN ARENAS, Flaminio. Determinación de un modelo de relación de influjo de producción (IPR) para crudos extra pesados con movilidad. Caso formación San Fernando. Bucaramanga, 2011, 21 p. Trabajo de Grado (Maestría en ingeniería con énfasis en hidrocarburos). Universidad Industrial de Santander. Facultad de Fisicoquímicas.

- **Clase A** denominada Crudo Pesado Intermedio. Esta denominación abarca a los hidrocarburos que a condiciones de yacimiento presentan una viscosidad menor a 100 cp y una densidad API entre 15 y 23 grados.

- **Clase B** denominada Crudo Extrapesado. Para crudos que se encuentren en un rango de viscosidad entre 100 y 10.000 cp. Y una gravedad API entre 8 y 15 grados.

- **Clase C** denominada Bitumen o Arena Bituminosa. Se denomina de esta manera a los hidrocarburos líquidos que a condiciones de yacimiento son inmóviles. Estos hidrocarburos se encuentran en rangos de viscosidad mayores a los 10.000 cp y densidades API menores a 8.

Figura 1: Clasificación de los crudos pesados



Fuente: GUARIN ARENAS, Flaminio. Determinación de un modelo de relación de influjo de producción (IPR) para crudos extra pesados con movilidad. Caso formación San Fernando. Bucaramanga, 2011, 22 p.

1.2 VISCOSIDAD DEL PETROLEO

La evaluación de la viscosidad de hidrocarburos a condiciones de yacimiento y superficie es un importante paso en el diseño de las diversas etapas de operaciones de campo y debe ser evaluada tanto para operaciones de ingeniería de yacimientos como para diseños de producción.

En general, la viscosidad se define como la resistencia interna de un fluido al flujo; usualmente medida en centipoises, cp. La resistencia al flujo es causada por la fricción interna generada cuando las moléculas del fluido tratan de desplazarse unas sobre las otras[4].

La estimación de la viscosidad puede realizarse por medio de un análisis de laboratorio corrido a temperatura y presión del yacimiento o también puede ser deducida usando correlaciones empíricas. A través de la literatura se ha demostrado que las correlaciones más exactas son las que tienen en cuenta la composición del crudo; sin embargo, en la mayoría de los casos la única información disponible para el cálculo es la gravedad API del aceite, la temperatura, la presión del yacimiento y la cantidad de gas en solución en el caso que esté presente; por lo que se podría afirmar que la mayor parte de los modelos usados para la estimación de la viscosidad, se encuentran directamente relacionados con estas variables.

Dependiendo de la presión la viscosidad de los crudos puede ser clasificada en tres categorías: [5]

[4] ESCOBAR, Freddy H. Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos. Neiva: Editorial Universidad Surcolombiana, 2004. 162 p.

[5] AHMED, Tarek. Equations of State and PVT Analysis: Applications for Improved Reservoir Modeling. Houston: Gulf Publishing Company, 2007. 237 p.

❖ **Viscosidad de petróleo muerto.** La viscosidad de petróleo muerto (sin gas en solución) es definida como la viscosidad del crudo a presión atmosférica y a la temperatura del sistema. La característica fundamental es que este valor expresa la resistencia al flujo de los crudos sin gas en solución.

❖ **Viscosidad de petróleo saturado.** La viscosidad de petróleo saturado es definida como la viscosidad del crudo a cualquier presión menor o igual a la presión de burbuja, por lo general para el análisis y la determinación de esta propiedad se generan ecuaciones o modelos en los que se deben tener en cuenta la fase gas y la fase liquida del sistema.

❖ **Viscosidad de petróleo subsaturado.** Se define como la viscosidad del crudo a una presión superior a la del punto de burbuja y a la temperatura del yacimiento. Para el análisis y la determinación de esta propiedad se generan ecuaciones o modelos en los que se deben tener en cuenta solo la fase liquida del sistema.

1.3 FACTORES QUE AFECTAN LA VISCOSIDAD

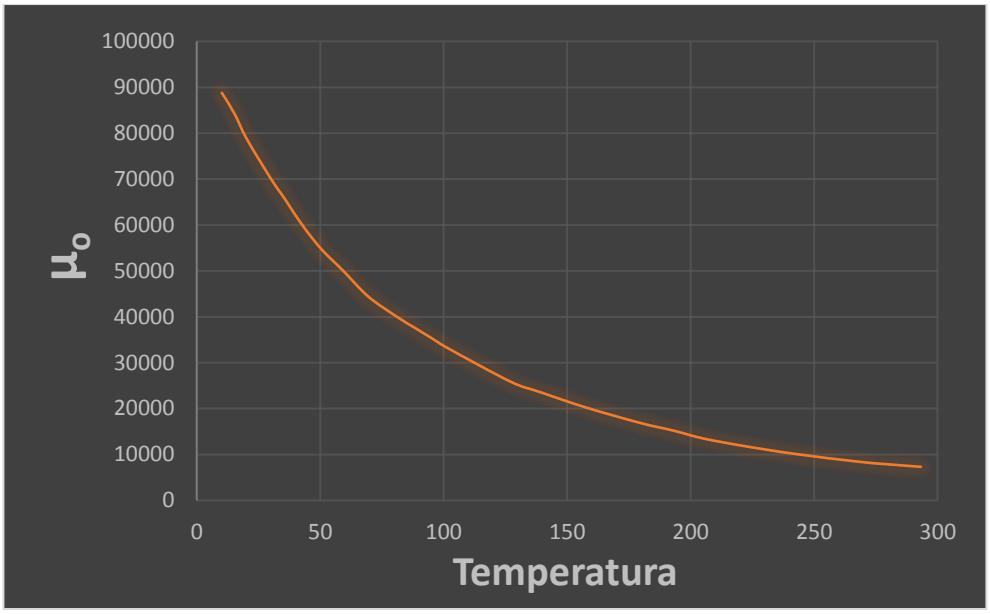
La presión y la temperatura son algunos de los principales factores que afectan la viscosidad de los crudos. Si existe un incremento en la presión sobre un petróleo subsaturado, su viscosidad se incrementara. Mientras que un aumento en la temperatura producirá una disminución de la viscosidad. Un tercer parámetro que afecta esta propiedad es la cantidad de gas en solución en el líquido.

1.3.1 Efecto de la temperatura. El propósito de aumentar la temperatura del crudo es disminuir su viscosidad mediante el incremento de la velocidad de las moléculas, produciendo además la disminución de sus fuerzas de cohesión como también la reducción de la resistencia molecular interna al desplazamiento (**Ver Figura 2**). Muchos investigadores han propuesto modelos

de la relación viscosidad - temperatura pero el más apropiado es el modelo de Slotte, el cual es aplicable a casi todos los crudos.

El efecto de la temperatura sobre la viscosidad de un líquido es notablemente diferente del efecto sobre un gas; mientras en este último la viscosidad aumenta con la temperatura, en los líquidos esta propiedad disminuye invariablemente de manera marcada al elevarse la temperatura.

Figura 2: Efecto de la temperatura en la viscosidad



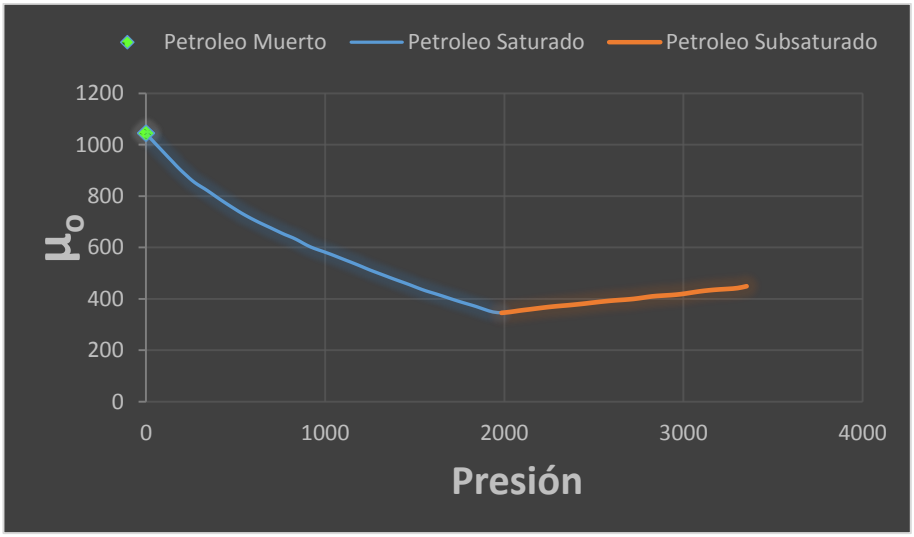
Fuente: Autores del Proyecto

1.3.2 Efecto de la Presión. Las viscosidades de la mayoría de los líquidos no son afectadas por presiones moderadas pero se han encontrado grandes incrementos a presiones sumamente elevadas. Por ejemplo la viscosidad del agua a 10.000 atm es el doble que a 1 atm.

Se puede analizar el efecto de la presión en la viscosidad de los crudos siempre y cuando se mantengan fijas las demás condiciones como lo son la composición (cantidad de gas en solución) y la temperatura, por lo tanto, si solo

se varia la presión del líquido a una misma temperatura y con una cantidad de gas en solución constante; se observa que al aumentar la presión las moléculas de la sustancia se aproximan más, con lo que disminuyen su movimiento y la capacidad de poder desplazarse una sobre otras; lo cual se ve reflejado en un aumento de la viscosidad del crudo .**Ver Figura 3**.

Figura 3: Viscosidad del petróleo en función de la presión



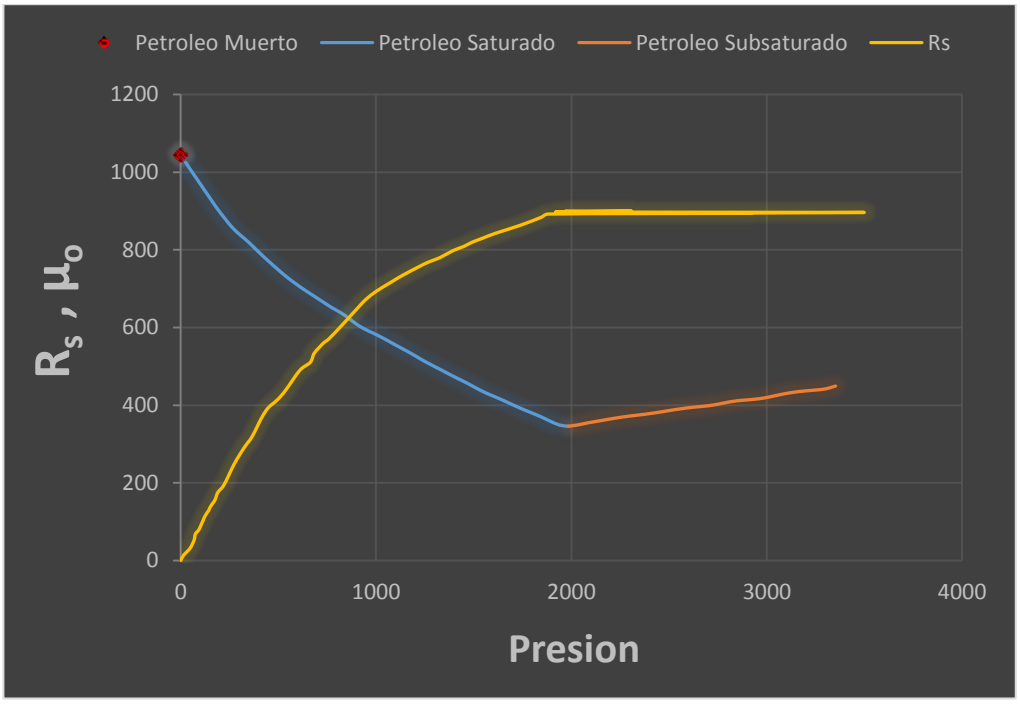
Fuente: Autores del Proyecto

1.3.3 Efecto del Gas en Solución. El aumento del gas en solución en el crudo a temperatura constate reduce su viscosidad. La reducción se produce porque las moléculas relativamente pequeñas de los componentes del gas pasan a formar parte de la configuración molecular y aumentan la separación intermolecular entre las moléculas complejas de la fase líquida, lo cual reduce la resistencia al movimiento (**Ver Figura 4**).

Si no hay cambio en la cantidad de gas en solución cuando se varía la presión sobre un crudo, el principal efecto en la variación de la viscosidad es debido a

la compresión del líquido. Esto se presenta cuando el aceite se encuentra por encima de la presión de burbuja.[6]

Figura 4: Efecto de la presión y el gas en solución en la viscosidad



Fuente: Autores del Proyecto

[6] JIMENEZ RIOS, José y MEDINA SERRANO, Jorge. Determinación de correlaciones para estimar la viscosidad de crudos colombianos por encima y por debajo del punto de burbuja. Bucaramanga, 1993, 9-10 p. Trabajo de Grado (Ingeniero de Petróleos). Universidad Industrial de Santander. Facultad de Fisicoquímicas.

2. ANALISIS ESTADISTICO

Existen situaciones en las que estamos interesados en extraer conclusiones validas respecto a un grupo grande de individuos u objetos. El análisis estadístico o también conocido como estadística inferencial, usa la teoría de probabilidades para generalizar los rasgos de una población a partir de las características de una muestra representativa, es decir, utiliza estadísticas muéstrales para obtener conclusiones sobre los verdaderos parámetros de la población.

2.1 ANÁLISIS DE REGRESIÓN

En el año 1889, Francis Galton[7] introdujo por primera vez el término de regresión estadística, para describir la relación que existía entre la estatura de los niños de una muestra y la estatura de su padre. El análisis de regresión es aquel mediante el cual se emplean métodos que permitan determinar la relación funcional entre dos o más variables que se encuentren relacionadas.

Para elegir una relación funcional particular como la representativa de la población bajo investigación, usualmente se realiza:

- Una consideración analítica del fenómeno que nos ocupa.
- Un examen de diagramas de dispersión.

Una vez decidido el tipo de función matemática que mejor se ajusta (o representa nuestro concepto de la relación exacta que existe entre las variables) se presenta el problema de elegir una expresión particular de esta familia de funciones, es decir, se ha postulado una función como término del

[7] GALTON, F. Natural Inheritance. London: Mcmillan & Co. 1889.

verdadero estado en la población y ahora es necesario estimar los parámetros de esta función (ajuste de curvas).

Como los parámetros no se pueden determinar sin errores por que los valores observados de la variable dependiente no concuerdan con los esperados, entonces la ecuación general, estadísticamente, sería:

$$Y = f(X_1, \dots, X_n;\ \theta_1, \dots, \theta_m) + \varepsilon \qquad \text{Ecuación (1)}$$

Dónde:

Y : Variable dependiente.

X_i : La i-ésima variable independiente (i=1,.., n).

θ_j : El j-ésimo parámetro en la función (j=1,..,m).

ε : Error cometido en el intento de observar la característica en estudio.

Dentro del análisis de regresión se podrían nombrar las siguientes opciones a la hora de realizar dicho procedimiento:

2.1.1 Regresión lineal simple. De modo general, se dice que existe regresión de los valores de una variable con respecto a los de otra, cuando hay alguna línea, llamada línea de regresión, que se ajusta más o menos a una nube de puntos. Si existe regresión, a la ecuación que nos describe la relación entre las dos variables se denomina ecuación de regresión.

La ecuación será de la forma:

$$Y = \beta_0 + \beta_1 X_1 + \varepsilon \qquad \text{Ecuación (2)}$$

2.1.2 Regresión lineal múltiple. Una extensión útil de la regresión lineal es el caso en el que Y es una función lineal de dos o más variables independientes. Constantemente en la práctica de la investigación estadística, se encuentran variables que de alguna manera están relacionadas entre sí, por lo que es posible que una de las variables pueda relacionarse matemáticamente en función de otra u otras. La ecuación que describe este modelo es:

$$Y_i = \beta_0 + \sum_{i=1}^{n} \beta_i X_i + \varepsilon \qquad \text{Ecuación (3)}$$

Donde ε corresponde al error del valor estimado Y_i

2.1.3 Regresión no lineal. Hay muchos casos en la ingeniería donde los modelos no lineales deben ajustarse a datos. En este contexto, tales modelos se definen como aquellos que tienen dependencia no lineal de sus parámetros. Por ejemplo:

$$Y_i = \beta_0(1 - e^{-aX}) + \varepsilon \qquad \text{Ecuación (4)}$$

En la regresión no lineal se pretende, como mínimo, obtener los valores de los parámetros asociados con la mejor curva de ajuste (habitualmente con el método de los mínimos cuadrados). Con el fin de determinar si el modelo es adecuado, puede ser necesario utilizar conceptos de inferencia estadística tales como intervalos de confianza para los parámetros, así como pruebas de bondad de ajuste.

2.1.4 Linealización de modelos no lineales. La regresión lineal ofrece una poderosa técnica para ajustar una mejor línea a los datos. Sin embargo, se considera el hecho de que la relación entre las variables dependientes e

independientes es lineal. Este no es siempre el caso, y el primer paso en cualquier análisis de regresión deberá ser graficar e inspeccionar los datos en forma visual, para asegurarnos que sea posible usar un modelo lineal. En algunos casos se pueden utilizar transformaciones para expresar los datos en una forma que sea compatible con la regresión lineal.

Un ejemplo es el modelo exponencial:

$$y = ae^{bx} \qquad \text{Ecuación (5)}$$

Aplicando logaritmo a ambos lados de la ecuación se obtiene la siguiente expresión:

$$\ln(y) = \ln(a) + bx \qquad \text{Ecuación (6)}$$

Lo cual sugiere una estimación de los parámetros desconocidos a través de un modelo de regresión lineal de $Ln\ (y)$ con respecto a x, un cálculo que no requiere procedimientos de optimización iterativa. De todas formas, la linealización debe usarse con cuidado ya que la influencia de los datos en el modelo cambia; así como la estructura del error del modelo y la interpretación e inferencia de los resultados.

2.2 OPTIMIZACIÓN DE MODELOS DE REGRESIÓN

Cuando se usa una estimación puntual, aunque el método de estimación utilizado sea bueno, es prácticamente improbable que el valor de la estimación coincida con el verdadero valor del parámetro, así que en estos casos se hace conveniente acompañar la estimación con alguna medida que permita expresar la cercanía del estimador al parámetro.

Los métodos más conocidos de evaluación de estimaciones puntuales son:

- Método de los momentos.
- Método de la máxima verosimilitud.
- Método de los mínimos cuadrados.

El método de los mínimos cuadrados es el más ampliamente conocido y utilizado en la estimación estadística de datos.

2.2.1 Método de los mínimos cuadrados. Es una técnica de análisis numérico encuadrada dentro de la optimización matemática, en la que dados un conjunto de pares (o ternas, etc.), se intenta encontrar la función que mejor se aproxime a los datos (un “mejor ajuste”), de acuerdo con el criterio de mínimo error cuadrático.

Desde un punto de vista estadístico, un requisito implícito para que funcione el método de mínimos cuadrados es que los errores de cada medida estén distribuidos de forma aleatoria. El teorema de Gauss-Markov prueba que los estimadores mínimos cuadráticos carecen de sesgo y que el muestreo de datos no tiene que ajustarse, por ejemplo, a una distribución normal. También es importante que los datos recogidos estén bien escogidos, para que permitan visibilidad en las variables que han de ser resueltas

La técnica de mínimos cuadrados se usa comúnmente en el ajuste de curvas y/o datos observados. Si se tiene una dispersión de datos se puede observar que es posible trazar diferentes opciones de recta que satisfagan estos datos.

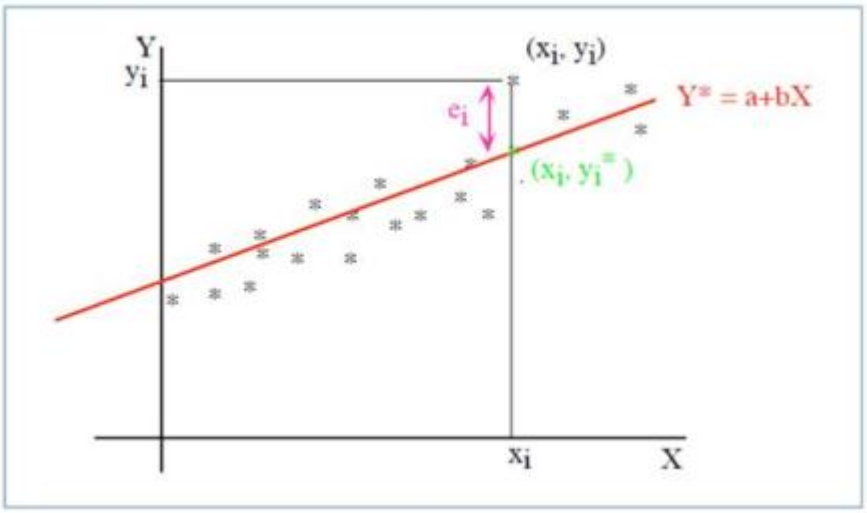
Con esta metodología se busca establecer la recta que pase lo más cerca posible de los datos observados utilizando técnicas de optimización. La función objetivo establecida se define como el mínimo valor de la suma de los cuadrados de las distancias verticales de cada uno de los puntos respecto a la recta óptima (**Ver Figura 5**).

Matemáticamente se busca minimizar los valores de la diferencia entre la recta óptima Y^1 y los datos experimentales Y, de tal manera que la sumatoria de todos los valores Y_i^1 menos los valores Y_i se acerquen a un valor mínimo.

La siguiente ecuación representa lo anteriormente expuesto:

$$\sum_{i=1}^{n} (Y_i^1 - Y_i)^2 = min \qquad \text{Ecuación (7)}$$

Figura 5: Recta optima obtenida por el método de mínimos cuadrados



Fuente: GUARIN ARENAS, Flaminio. Determinación de un modelo de relación de influjo de producción (IPR) para crudos extra pesados con movilidad. Caso formación San Fernando. Bucaramanga, 2011, 47 p.

2.3 CAPACIDAD PREDICTIVA DE UNA REGRESIÓN

El proceso para evaluar la capacidad predictiva de una regresión, se lleva a cabo mediante el análisis de una serie de medidas estadísticas; las cuales permiten describir, analizar e interpretar ciertas particularidades de la muestra que se ha tomado como base para el desarrollo de una regresión.

Algunas medidas muy comunes, tales como el *coeficiente de correlación lineal* ***(R)*** y el *coeficiente de determinación* ***(R^2),*** pueden dar una idea equivocada sobre las capacidades predictivas del modelo de estimación en cuestión. Por lo tanto, se debe examinar medidas claramente predictivas, como son el *Error absoluto promedio* ***(E_{ap})*** *y la Desviación estándar* ***(σ).***

2.3.1 Coeficiente de determinación, *R^2*. Es un criterio para evaluar la capacidad *explicativa* de los modelos de regresión y representa el porcentaje de la varianza justificado por la variable independiente. *R^2* es un valor positivo menor que 1. Si se tiene un ***R^2***=0.8, indica que el 80% de la variabilidad en la variable dependiente se explica por la variación de la variable o variables independientes.

$$R^2 = \frac{\sum\left(\hat{Y}_i - \bar{Y}\right)^2}{\sum(Y_i - \bar{Y})^2} \qquad \text{Ecuación (8)}$$

También se puede obtener el ***R^2 ajustado*** que es la relación entre los cuadrados medios. El ***R^2 ajustado*** tiene en cuenta el tamaño del conjunto de datos, y su valor es ligeramente inferior al de su correspondiente ***R^2***; este valor podría ser negativo en algunos casos. Lo que se espera es que ambos ***R^2*** resulten similares, para dar una confianza al coeficiente de determinación.

Si todas las observaciones están en la línea de regresión, el valor de ***R^2*** es 1, en el caso de no existir relación lineal entre las variables dependiente e independiente, el valor de ***R^2*** es cero. Dolado[8] explica que a medida que el valor del coeficiente de determinación es mayor el ajuste de la recta es mejor, puesto que la variación explicada es mayor. Al ser el ***R^2*** valores ***explicativos*****, no *predictivos***, hace que esta medida no sea la más adecuada para evaluar

[8] DOLADO, J. Validez de las Predicciones en la Estimación de Costes [en línea]. The British Computer Society, Enero, 1999.

la predicción de un modelo; en el mejor de los casos se trata de una medida del ajuste de la ecuación a los datos, no de la capacidad predictiva del modelo.

Desde este punto de vista, las variables más eficientes para la evaluación de la capacidad predictiva de un modelo son el *Error Absoluto Promedio* y la *Desviación Estándar*.

2.3.2 Error Relativo, E_r (%). Es la desviación en porcentaje de un valor estimado, con respecto de un valor experimental. El cálculo del error relativo en un proceso de medida nos aporta más información que el simple cálculo del error absoluto.

El error relativo representa la fracción de imprecisión cometida en la medición, resulta útil para comparar mediciones llevadas a cabo sobre diferentes magnitudes. Por ejemplo, usualmente un error porcentual del 1% (equivale a medir 100 m con un error de 1 m) es un error aceptable para mediciones que no requieran gran precisión. Si se desea disminuir este valor, será necesario hacer un esfuerzo mayor para lograr el resultado, y el esfuerzo será cada vez mayor mientras menor sea el error deseado. Los valores más comunes del error porcentual en el laboratorio pueden oscilar entre 5% y 15%.

El error relativo se representa a través de la siguiente expresión:

$$E_r = \left(\frac{Y_{est} - Y_{exp}}{Y_{exp}}\right) * 100 \qquad \text{Ecuación (9)}$$

2.3.3 Error relativo promedio, E_{rp} (%). Es una medida de la desviación relativa de los valores predichos con respecto a los valores experimentales. Cuanto menor sea el valor del $E_{rp,}$ más uniforme será la distribución de las

diferencias positivas y negativas entre los valores predichos y aquellos experimentales.

La siguiente expresión define al error relativo promedio:

$$E_{rp} = \frac{1}{n} * \sum_{i=1}^{n} (E_r)_i$$ Ecuación (10)

Donde:

n : Número total de Datos

2.3.4 Error absoluto promedio, E_{ap} (%). Esta medida indica la relación absoluta en porcentaje de los datos obtenidos con respecto a los datos experimentales. Se define como la diferencia que existe entre el valor real de la magnitud a medir y el obtenido en una medida. Valores pequeños de E_{ap} implica una mejor regresión, para valores similares de E_{ap} se considera la desviación estándar la que define la mejor regresión. La siguiente expresión define este error:

$$E_{ap} = \frac{1}{n} * \sum_{i=1}^{n} |E_r|_i$$ Ecuación (11)

2.3.5 Desviación Estándar, (σ). Es la medida de la variabilidad en torno a la línea de regresión. Entre más se acerque a cero, mejor será el grado de exactitud de la predicción. En un conjunto de datos es una medida de dispersión, que nos indica cuánto pueden alejarse los valores respecto al promedio, por lo tanto es útil para buscar probabilidades de que un evento ocurra. Se encuentra definida por la siguiente ecuación:

$$\boldsymbol{\sigma} = \sqrt{\frac{\sum (Y_{est} - Y_{exp})^2}{n-1}}$$ Ecuación (12)

2.4 ANÁLISIS DE CORRELACIÓN

En contraste con el análisis de regresión, el análisis de correlación se utiliza para medir la fuerza de asociación entre las variables. En este caso, el objetivo no es utilizar una variable para predecir las otras, sino solo medir una relación funcional.

El análisis de correlación emplea métodos para medir la intensidad de asociación entre dos o más variables. El concepto de correlación está estrechamente vinculado al concepto de regresión, pues, para que una ecuación de regresión sea razonable los puntos muéstrales deben estar ceñidos a la ecuación de regresión; además el coeficiente de correlación debe ser:

- Grande cuando el grado de asociación es alto (cerca de +1 o -1).
- Pequeño cuando el grado de asociación es bajo, cerca de cero; independiente de las unidades en que se miden las variables.

2.4.1 Coeficiente de correlación lineal simple (*R*). Es un número que indica el grado o intensidad de asociación entre las variables X y Y. Su valor varía entre -1 y +1.

Si ***R = -1***, la asociación es perfecta pero inversa; es decir, a valores altos de una variable le corresponde valores bajos a la otra variable, y viceversa. Si ***R=+1***, también la asociación es perfecta pero directa. En el caso que ***R=0***, no existe asociación entre las dos variables. El coeficiente de correlación ***R,*** puede obtenerse a partir de la siguiente expresión:

$$R = \sqrt{R^2}$$ Ecuación (13)

3. MODELOS DE VISCOSIDAD PARA CRUDOS VIVOS

Mientras sea posible, la viscosidad del petróleo debería ser determinada a partir de pruebas de laboratorio. Si no se tiene disponible datos de laboratorio, puede hacerse una estimación de la viscosidad mediante correlaciones empíricas desarrolladas en la literatura; las cuales varían en complejidad y precisión, dependiendo de los datos que se tengan disponibles. Estas correlaciones pueden ser divididas en dos tipos: correlaciones basadas en la composición del crudo y correlaciones basadas en datos obtenidos de pruebas PVT.

A continuación se expondrán los principales modelos desarrollados en la literatura para estimar el valor de la viscosidad de crudos saturados y subsaturados a partir de datos obtenidos de pruebas PVT. Los intervalos de las variables usadas por los autores y los parámetros estadísticos de cada modelo se encuentran en las tablas B-1 y B-2 del Anexo B.

3.1 MODELOS PARA CRUDOS SATURADOS

Un total de 21 modelos para calcular la viscosidad de crudos saturados han sido identificados en la literatura, todos ellos han sido resumidos por Bergman[9]. La estructura más común para desarrollar esas correlaciones ha sido la propuesta por Chew & Conally como se muestra a continuación:

$$\mu_{os} = f(\mu_{od}, R_s) \qquad \text{Ecuación (14)}$$

Existen formas alternativas para el desarrollo de los modelos de viscosidad para crudos saturados; las cuales usan la forma general de la ecuación (14) pero sustituyen la presión por la cantidad de gas en solución.

[9] BERGMAN, D.F y SUTTON, R.P. An Update to Viscosity Correlations for Gas – Saturated Crude Oils. SPE 110195, presentado en SPE Annual Technical Conference. Anaheim. Nov, 2007.

3.1.1 Modelo de Chew & Conally (1959)[10]. Es considerada la primera correlación para el cálculo de la viscosidad del petróleo saturado. La correlación fue desarrollada a partir de un estudio en el cual se demostró que para diferentes rangos de gas en solución, la relación entre las viscosidades de aceite saturado y los correspondientes valores de viscosidades de aceite muerto genera una línea recta en coordenadas logarítmicas.

Para su desarrollo se utilizaron datos de 457 muestras de petróleo crudo de las principales zonas productoras de los EE.UU., Canadá y América del Sur. Las líneas rectas de tendencias que se ajustaron de la mejor manera a los datos se realizaron por medio del método de los mínimos cuadrados con un ordenador digital.

$$\mu_{os} = A\mu_{od}^{B} \qquad \text{Ecuación (15)}$$

$$A = 0{,}20 + \frac{0{,}80}{10^{(0{,}00081 * Rs)}} \qquad \text{Ecuación (16)}$$

$$B = 0{,}43 + \frac{0{,}57}{10^{(0{,}00072 * Rs)}} \qquad \text{Ecuación (17)}$$

3.1.2 Modelo de Beggs & Robinson (1975)[11]. En muchos casos, la única información disponible sobre las propiedades del fluido son la gravedad del gas en el separador y las propiedades del aceite en el tanque, por lo tanto, las correlaciones que requieren un conocimiento de la composición del petróleo crudo no son aplicables. El modelo propuesto por Beggs & Robinson requiere solamente valores de viscosidad de aceite muerto y de crudos que contienen gas natural disuelto; se realizó a partir de 2073 datos de aceite vivo con rangos variables de Rs entre 20 y 270 (scf/STB).

[10] CHEW, J y CONALLY, C.A. A Viscosity Correlation for Gas-Saturated Crude Oils. Transactions AIME, volumen 216. 1959, 23-25 p.

[11] BEGGS, H.D y ROBINSON J.R. Estimating the Viscosity of Crude Oils Systems. J. Pet. Tech. Septiembre, 1975. 1140-1141 p.

$$\mu_{os} = A\mu_{od}^{B}$$ Ecuación (18)

$$A = \frac{10{,}715}{(Rs + 100)^{(0{,}515)}}$$ Ecuación (19)

$$B = \frac{5{,}44}{(Rs + 150)^{(0{,}338)}}$$ Ecuación (20)

3.1.3 Modelo de Kartoatmodjo (1991)[12]. Este modelo ha sido desarrollado en función de parámetros medibles fácilmente en campo y genera una estimación de la viscosidad del petróleo mucho mejor que los valores arrojados por modelos previamente publicados en la industria.

Se desarrolló a partir de una gran base de datos que cubre una amplia gama de petróleo del mundo como Indonesia, Norte América, Medio Oriente y Latino América, con un número total de 5321 datos en conjunto y un porcentaje de error del 0,08% y error absoluto promedio del 16.08 %.

$$\mu_{os} = -0{,}06821 + 0{,}9824X_2 + 4{,}034 * 10^{-4}X_2^2$$ Ecuación (21)

$$X_1 = 0{,}247 + 0{,}5165 * 10^{(-8{,}1*10^{-4}R_s)}$$ Ecuación (22)

$$X_2 = \left(0{,}2001 + 0{,}5165 * 10^{\left(-8{,}45*10^{-4}R_s\right)}\right) * \mu_{od}^{X_1}$$ Ecuación (23)

3.1.4 Modelo de Guetto (1995)[13]. Es el desarrollo de correlaciones más extenso que se ha realizado para crudos pesados y extra pesados. El presente

[12] KARTOATMODJO, T. New Correlations for Crude Oil Physical Properties. SPE 23556. Sep, 1991.

[13] DE GHETTO, G., et al. Pressure-Volume-Temperature Correlations for Heavy and Extraheavy Oils. SPE 30316, presentado en la SPE Conference, Calgary. Jun, 1995.

estudio es un ajuste al modelo realizado por Kartoatmodjo; para su desarrollo se utilizaron 65 muestras de crudos pesados y extrapesados provenientes de la Cuenca Mediterránea, de África, del Golfo Persa y el Mar del Norte; su rango de viscosidad varía entre 0.07 y 295,9 cp.

❖ **Modelo para Crudo Extrapesado.**

$$\mu_{os} = 2{,}3945 + 0{,}8927X_2 + 1{,}567 * 10^{-3}X_2^2 \qquad \text{Ecuación (24)}$$

$$X_1 = 0{,}5798 + 0{,}3432 * 10^{(-8{,}1*10^{-4}*R_s)} \qquad \text{Ecuación (25)}$$

$$X_2 = \left(-0{,}0335 + 1{,}0785 * 10^{\left(-8{,}45*10^{-4}R_s\right)}\right) * \mu_{od}^{X_1} \qquad \text{Ecuación (26)}$$

3.1.5 Modelo de Petrosky & Farshad (1995)[14]. El desarrollo de este modelo se realizó basándose en 126 muestras de crudo del golfo de México. El modelo se desarrolló teniendo en cuenta datos PVT de pozos ubicados en el golfo de México; con un porcentaje de error absoluto promedio del 14.47 % y una desviación estándar del 19.66 %.

$$\mu_{os} = A\mu_{od}^{B} \qquad \text{Ecuación (27)}$$

$$A = 0{,}1651 + \frac{0{,}6165}{10^{(6{,}0866*10^{-4}*R_s)}} \qquad \text{Ecuación (28)}$$

$$B = 0{,}5131 + \frac{0{,}5109}{10^{(1{,}1831*10^{-3}*R_s)}} \qquad \text{Ecuación (29)}$$

[14] PETROSKY, G.E. y FARSHAD, F.F. Viscosity Correlations for Gulf of Mexico Crude Oils. SPE 29468, presentado en SPE Production Operation Symposium. Oklahoma. Abril, 1995.

3.1.6 Modelo de Elsharkawy (1999)[15]. Este modelo fue desarrollado para crudos de Medio Oriente, se analizó una base de datos de 254 puntos; para rangos de viscosidad entre 0.05 y 20.89 (cp). Para este modelo se reportó un error absoluto promedio del 18.6 % con un 25.7 de desviación estándar.

$$\mu_{os} = A\mu_{od}^{B} \qquad \text{Ecuación (30)}$$

$$A = \frac{1241.932}{(R_s + 641.026)^{1.12410}} \qquad \text{Ecuación (31)}$$

$$B = \frac{1768.841}{(R_s + 1180.335)^{1.06622}} \qquad \text{Ecuación (32)}$$

3.1.7 Modelo de Hossain (2005)[16]. En esta correlación se evalúa un banco de datos de petróleo pesado de diferentes partes del mundo con amplios rangos de temperatura, presión y composiciones de fluido. En la mayoría de ellos no se puede predecir razonablemente la viscosidad del aceite pesado a bajas temperaturas. Cuando se compara con los bancos de datos, el nuevo valor de viscosidad de aceite saturado mostró un porcentaje de 3 a 13% de mejora sobre los modelos comparados.

$$\mu_{os} = A\mu_{od}^{B} \qquad \text{Ecuación (33)}$$

$$A = 1.0 - 0.001718831Rs + 1.58081 * 10^{-6}Rs^2 \qquad \text{Ecuación (34)}$$

$$B = 1.0 - 0.002052461Rs + 3.47559 * 10^{-6}Rs^2 \qquad \text{Ecuación (35)}$$

[15] ELSHARKAWY, A.M. y ALIKHAN, A.A. Models for Predicting the Viscosity of Middle East Crude Oils, Viscosity Correlations for Gulf of Mexico Crude Oils. Fuel. Junio, 1999. 891-903 p.

[16] HOSSAIN, M.S., et al. Assessment and Development of Heavy-Oil Viscosity Correlations. SPE/PS-CIM/CHOA 97907, presentado en SPE International Thermal Operations and Heavy Oil Symposium. Calgary. Nov, 2005.

3.2 MODELOS PARA CRUDOS SUBSATURADOS

Los modelos desarrollados en la literatura para estimar la viscosidad de los crudos subsaturados han demostrado que la viscosidad se incrementa proporcionalmente a la presión. Por lo general estos modelos correlacionan la viscosidad del crudo subsaturado en función del incremento de la presión con respecto a la presión de burbuja y la viscosidad en el punto de burbuja. Matemáticamente puede expresarse de la siguiente manera:

$$\mu_{ou} = f(\mu_{ob}, \Delta P) \qquad \text{Ecuación (36)}$$

Existen modelos que estiman la viscosidad de crudos subsaturados utilizando otra estructura matemática, en la cual se agregan variables como la viscosidad de aceite muerto y la gravedad API.

3.2.1 Modelo de Vásquez & Beggs (1980)[17]. El desarrolló de este modelo está basado en el uso de parámetros comúnmente requeridos en reportes PVT; la base de datos analizada consta de 3593 puntos de crudos subsaturados.

$$\mu_{ou} = \mu_{ob}\left(\frac{P}{P_b}\right)^{A} \qquad \text{Ecuación (37)}$$

$$A = 2.6P^{1.187} * \mathrm{e}^{(-8.98*10^{-5}P\ -11.513)} \qquad \text{Ecuación (38)}$$

3.2.2 Modelo de Kartoatmodjo (1991)[18]. Es un modelo basado en la propuesta desarrollada por Standing[19], usando técnicas de regresión no lineal

[17] VASQUEZ, M.E y BEGGS, H.D. Correlation for Fluid Physical Property Prediction. Journal of Petroleum Technology. 1980. 968p.

[18] KARTOATMODJO, T. New Correlations for Crude Oil Physical Properties. SPE 23556. Sep, 1991.

[19] STANDING, M.B. A Pressure Volume-Temperature Correlation for Mixtures of California Oils and Gases. Drilling and Production Practices, API. 1947. 275 p.

con 3588 datos provenientes de 321 reportes PVT de crudos pesados subsaturados. El nuevo modelo reportó un 2.64% de error absoluto promedio.

$$\mu_{ou} = 1.00081\mu_{ob} + 0.001127\mathrm{A} * (\mathrm{P} - P_b) \qquad \text{Ecuación (39)}$$

$$\mathrm{A} = -0.006517(\mu_{ob}{}^{1.8148}) + 0.038(\mu_{ob}{}^{1.59}) \qquad \text{Ecuación (40)}$$

3.2.3 Modelo de Petrosky & Farshad (1995)[20]. En el desarrollo de este modelo se utilizaron muestras de crudo subsaturado del golfo de México; los autores reportaron errores relativos y absolutos promedios del -0.2 y 2.9% respectivamente, con un valor de 4.2 para la desviación estándar.

$$\mu_{ou} = \mu_{ob} + 0.001345(\mathrm{P} - P_b)(10^A) \qquad \text{Ecuación (41)}$$

$$\mathrm{A} = -1.0146 + 1.3322\mathrm{X} - 0.4876X^2 - 1.15036X^3 \qquad \text{Ecuación (42)}$$

$$\mathrm{X} = \log_{10}(\mu_{ob}) \qquad \text{Ecuación (43)}$$

3.2.4 Modelo de Guetto (1995)[21]. El modelo para estimar la viscosidad de crudos extrapesados se desarrolló a partir de un análisis de regresión no lineal; el cual tiene en cuenta para la estimación de la viscosidad propiedades como la gravedad API y la viscosidad de aceite muerto. Las nuevas ecuaciones tienen un error absoluto promedio del 6%.

- **Modelo para Crudo Extrapesado.**

$$\mu_{ou} = \mu_{ob} - \left(1 - \frac{P}{P_b}\right) M_\mu \qquad \text{Ecuación (44)}$$

[20] PETROSKY, G.E. y FARSHAD, F.F. Viscosity Correlations for Gulf of Mexico Crude Oils. SPE 29468, presentado en SPE Production Operation Symposium. Oklahoma. Abril, 1995.

[21] DE GHETTO, G., et al. Pressure-Volume-Temperature Correlations for Heavy and Extraheavy Oils. SPE 30316, presentado en la SPE Conference, Calgary. Jun, 1995.

$$M_{\mu} = \left(\frac{10^{-2.19}\left(\mu_{od}^{1.055}\right)\left(P_b^{0.3132}\right)}{10^{0.0099*API}} \right) \qquad \text{Ecuación (45)}$$

3.2.5 Modelo de Elsharkawy (1999)[22]. Este modelo fue desarrollado para crudos de Medio Oriente, se analizó una base de datos de 145 puntos de viscosidad para crudos subsaturados.

$$\mu_{ou} = \mu_{ob} + \mathrm{A}(10^{-2.0771})(\mathrm{P} - P_b) \qquad \text{Ecuación (46)}$$

$$A = (\,{\mu_{ob}}^{1.19279} * {\mu_{ob}}^{-0.40712} * {P_b}^{-0.7941}) \qquad \text{Ecuación (47)}$$

3.2.6 Modelo de Hossain (2005)[23]. Este modelo obtuvo a partir de un análisis de regresión no linear realizado sobre 39 datos de viscosidad de crudos pesados subsaturados.

$$\mu_{ou} = \mu_{ob} + 0.004481(\mathrm{P} - P_b) * \mathrm{A} \qquad \text{Ecuación (48)}$$

$$\mathrm{A} = (\,0.555955{\mu_{ob}}^{1.068099} - 0.527737{\mu_{ob}}^{1.063547}) \qquad \text{Ecuación (49)}$$

3.2.7 Modelo de Bergman & Sutton (2006)[24]. El modelo fue desarrollado especialmente para crudos en condiciones extremas (Aguas Profundas), basándose en una base de datos de 454 muestras de crudos alrededor del mundo.

---

[22] ELSHARKAWY, A.M. y ALIKHAN, A.A. Models for Predicting the Viscosity of Middle East Crude Oils, Viscosity Correlations for Gulf of Mexico Crude Oils. Fuel. Junio, 1999. 891-903 p.

[23] HOSSAIN, M.S., et al. Assessment and Development of Heavy-Oil Viscosity Correlations. SPE/PS-CIM/CHOA 97907, presentado en SPE International Thermal Operations and Heavy Oil Symposium. Calgary. Nov, 2005.

[24] BERGMAN, D.F y SUTTON, R.P. Undersaturated Oil Viscosity Correlation for Adverse Conditions. SPE 103144, presentado en SPE Annual Technical Conference, San Antonio. Sep, 2006.

El modelo planteado por los autores se representa a continuación:

$$\mu_{ou} = \mu_{ob} * \mathrm{e}^{\mathrm{A}(\mathrm{P}-P_b)^B} \qquad \text{Ecuación (50)}$$

$$\mathrm{A} = 2.278877 * 10^{-4} - 1.48211 * 10^{-5}(\mathrm{X}) + 6.5698 * 10^{-7}X^2 \qquad \text{Ecuación (51)}$$

$$\mathrm{B} = 0.873204 + 2.24623 * 10^{-2}(\mathrm{X}) \qquad \text{Ecuación (52)}$$

$$\mathrm{X} = \log_{10}(\mu_{ob}) \qquad \text{Ecuación (53)}$$

4. AJUSTE DE MODELOS

Existen ocasiones en que el autor de una correlación, en vez de crear una totalmente nueva, prefiere realizar una serie de modificaciones a correlaciones existentes, con el fin de mejorar el desempeño de estas o también para aumentar su rango de acción.

Por lo general los autores se apoyan de una base de datos específica, la cual es sometida a un estudio comparativo entre los diferentes modelos existentes, para corroborar cual es el que mejor se ajusta a los datos disponibles. Luego se realiza la modificación del modelo con un mejor desempeño, mediante el desarrollo de un análisis de regresión. Finalmente se evalúa y valida el modelo modificado a partir de un análisis estadístico comparativo.

A continuación se explica de manera más detallada este proceso y las consideraciones que se tuvieron en cuenta para el desarrollo del presente trabajo investigativo.

4.1 DESCRIPCION DEL PROCESO

En el proceso para ajustar los modelos de viscosidad de crudo vivo, en primera instancia se realizó una validación y discretización de los datos en los reportes PVT, para poder detectar deficiencias en los mismos y corroborar que pertenecían a crudos extrapesados. Evitando de esta manera falencias en la capacidad predictiva de los diferentes modelos que se modificaron.

En segundo lugar, seleccionando algunos de los trabajos propuestos en la literatura para la estimación de la viscosidad en crudos saturados y subsaturados, se desarrolló un análisis comparativo para elegir aquellos modelos que presentaran un mejor ajuste con respecto a la base de datos creada. La elección de los mejores modelos se realizó teniendo en cuenta

como primer criterio de selección aquellos que tuvieran un menor *Error Absoluto Promedio*; si sucedía el caso en que se generaran valores similares para este parámetro, se utilizaba como segundo criterio de selección los modelos con la menor *Desviación Estándar*.

Luego de la etapa de selección, se desarrolló el ajuste del mejor modelo para cada tipo de crudo (Saturado y Subsaturado). Los modelos modificados se obtuvieron a partir de la optimización, para cada punto, de los modelos originales utilizando el complemento *Solve*r del software *Microsoft Excel 2013*; seguido del desarrollo de un análisis de regresión usando la licencia de prueba que ofrece la empresa dueña del paquete estadístico *TableCurve2D* versión 5.01.

Finalmente, teniendo como punto de referencia que para la medición de datos de viscosidad se considera aceptable hasta un 15% de error absoluto promedio[25]; los modelos ajustados fueron sometidos a un análisis estadístico para observar su capacidad predictiva y se compararon nuevamente con los modelos iniciales.

4.2 PREPARACION DE LOS DATOS

Antes de realizar cualquier análisis estadístico con los datos iniciales, es recomendable observar si existen entre las variables a estudiar, valores anómalos o extraños que pueden alterar el resultado final. En estadística, a estos valores se les denomina ***"Outliers"*** o ***Datos Atípicos***.

Uno de los métodos más utilizados en estadística para la detección de ***Outliers*** es el que utiliza el concepto de cuartil de un conjunto de datos.

[25] SUTTON, R.P. y BERGMAN, D.F. Application of Bergman-Sutton Method for Determining Blend Viscosity. SPE 117711, presentado en SPE Eastern Regional/AAPG Eastern Section Join Meeting. Pittsburgh, USA. Octubre, 2008.

Si tenemos un conjunto de datos y lo ordenaremos de menor a mayor, el Cuartil 1 ***(Q_1)*** es el valor tal que desde ese valor hacia su izquierda se encuentran la primera cuarta parte de los valores de este conjunto de datos. El Cuartil 2 ***(Q_2)*** es el valor tal que desde ese valor hacia su izquierda se encuentran la primera mitad de los valores de este conjunto de datos. Y así sucesivamente.[26]

Un ***Valor atípico leve*** será aquel que:

$$< Limite\ Inferior\ =\ Q_1 - 1.5 * (Q_3 - Q_1) \qquad \text{Ecuación (54)}$$

ó

$$> Limite\ Superior = Q_1 + 1.5 * (Q_3 - Q_1) \qquad \text{Ecuación (55)}$$

Un ***Valor atípico extremo*** será aquel que:

$$< Limite\ Inferior\ =\ Q_1 - 3 * (Q_3 - Q_1) \qquad \text{Ecuación (56)}$$

ó

$$> Limite\ Superior\ =\ Q_1 + 3 * (Q_3 - Q_1) \qquad \text{Ecuación (57)}$$

En este trabajo investigativo se contó inicialmente con información de pruebas PVT de 17 pozos de crudo extrapesado, con un total de 42 puntos para analizar; algunos procedentes de la ***región colombiana*** y otros tomados de bases de datos presentes en la literatura. En las tablas A-1 y A-2 del anexo A se reportan los datos originales.

[26] HERNANDEZ, Macario. Valores Outliers [en línea]. Sistemas de Optimización y Estadística. Octubre 2008.

4.2.1 Preparación de los datos para crudos Saturados. Los datos utilizados para realizar el ajuste del modelo de *viscosidad de crudo saturado*, se obtuvieron mediante la discretización de la base de datos original. Este proceso se desarrolló eliminando los valores que se consideraron *atípicos extremos*, los cuales se obtuvieron aplicando el método de los cuartiles a las series de datos que se tienen para cada variable involucrada (Cantidad de gas en solución y viscosidad de aceite muerto) en el cálculo de la viscosidad de este tipo de crudos.

Los resultados obtenidos en el proceso de discretización para crudos saturados se presentan en la ***Tabla 1***. En la cual se puede observar que los valores de las *viscosidades de aceite muerto* (μ_{od}) se encuentran dentro de los límites calculados con el método de los cuartiles.

Para el caso de la segunda serie de datos pertenecientes a la *cantidad de gas en solución* (R_s), se observan cuatro datos atípicos que se encuentran por encima del límite superior calculado (Valores señalados en rojo).

Los límites inferiores en ambos análisis alcanzan valores negativos, estos serían hipotéticos ya que las propiedades que ellos representan (R_s, μ_{od}), en la realidad, no llegan hasta esos valores.

Teniendo en cuenta los anteriores resultados, se eliminaron todos los datos de las propiedades referentes a los valores de Rs atípicos (***329.5***; ***323.6***; ***294.6***; ***301.3*** scf/STB). Dejarlos incurría en un aumento de manera drástica del error absoluto promedio en los modelos que se analizaron en este trabajo.

La base de datos discretizada que se obtuvo para realizar el ajuste de los modelos de viscosidad de crudo saturado se presenta en la **Tabla 2**.

Tabla 1: Proceso de discretizacion para los datos de crudo saturado

Datos	μ_{os}	μ_{od}	R_s
	Cp	Cp	scf/STB
1	295.90	1386.90	329.45
2	90.30	561.10	323.62
3	83.50	230.00	93.77
4	177.40	211.00	18.82
5	360.10	451.50	24.26
6	208.50	1133.40	208.50
7	797.31	1157.44	24.00
8	648.13	1157.44	37.00
9	533.67	1157.44	48.00
10	437.17	1157.44	61.00
11	151.80	236.00	25.48
12	106.10	443.70	294.56
13	240.00	264.90	301.28
14	118.00	230.00	103.10
15	113.00	233.20	84.06
16	116.30	262.00	89.27
17	106.50	219.20	69.57
18	72.70	160.70	89.83
19	740.00	818.00	17.34
20	589.00	818.00	38.11
21	480.00	818.00	59.62
22	450.00	818.00	67.99
Método Cuartiles			
Q_1		37.28	233.90
Q_3		100.76	1054.55
Lim Inferior		-2228.05	-153.19
Lim Superior		3516.50	291.24

Fuente: Autores del Proyecto

Tabla 2: Base de datos discretizada para el análisis de crudos saturados

Datos	API	T	P	R_s	μ_{os}	μ_{od}
		°F	Psia	scf/STB	cp	Cp
1	6.50	210.20	697.64	93.77	83.500	230.00
2	7.30	221.70	249.47	18.82	177.40	211.00
3	7.50	203.00	4565.86	24.26	360.10	451.50
4	7.50	153.50	2082.77	208.5	208.50	1133.40
5	7.85	184.00	115.00	24.00	797.31	1157.44
6	7.85	184.00	215.00	37.00	648.13	1157.44
7	7.85	184.00	315.00	48.00	533.67	1157.44
8	7.85	184.00	415.00	61.00	437.17	1157.44
9	7.90	208.90	342.29	25.48	151.80	236.00
10	8.00	210.20	668.63	103.1	118.00	230.00
11	8.20	215.60	725.20	84.06	113.00	233.20
12	8.30	212.00	639.63	89.27	116.30	262.00
13	8.90	212.00	597.56	69.57	106.50	219.20
14	9.00	210.00	654.13	89.83	72.700	160.70
15	9.50	185.00	115.00	17.34	740.00	818.00
16	9.50	185.00	215.00	38.11	589.00	818.00
17	9.50	185.00	415.00	59.62	480.00	818.00
18	9.50	185.00	600.00	67.99	450.00	818.00

Fuente: Autores del Proyecto

4.2.2 Preparación de los datos para crudos Subsaturados. La discretización de la base de datos original para obtener los puntos que se utilizaron en el ajuste del modelo de viscosidad de crudo subsaturado, también se desarrolló eliminando los valores que se consideraron *atípicos extremos*, los cuales se obtuvieron aplicando el método de los cuartiles a las series de datos que se tienen para cada variable involucrada (**μ_{od}, μ_{ob}, P, P_b, API**) en el cálculo de la viscosidad de este tipo de crudos.

En la ***Tabla 3,*** se han presentado los resultados obtenidos en el proceso de discretización para crudos subsaturados. Puede observarse que solamente en el análisis realizado para la Presión de burbuja (**P_b**) se encontraron valores atípicos, los cuales se encuentran por encima del límite superior calculado

(Valores señalados en rojo). En el caso de las demás propiedades los valores se encuentran dentro de los límites permisibles.

Teniendo en cuenta los anteriores resultados, se eliminaron todos los datos de las propiedades referentes a los valores de P_b atípicos (***2503.4***; **4021.0**; **2082.8; 2902.3** Psia).

Tabla 3: Proceso de discretizacion para los datos de crudo subsaturado

Datos	μ_{ou}	μ_{od}	μ_{ob}	API	P	P_b
	Cp	Cp	Cp		Psia	Psia
1	354.60	1386.90	295.90	6.00	3428.75	2503.39
2	108.30	561.10	90.30	6.30	5391.14	4021.96
3	158.00	230.00	83.50	6.50	4808.08	697.64
4	345.80	211.00	177.40	7.30	4732.66	249.47
5	278.10	451.50	208.50	7.50	4565.86	2082.77
6	772.00	1157.44	299.00	7.85	3315.00	586.00
7	720.00	1157.44	299.00	7.85	3015.00	586.00
8	547.00	1157.44	299.00	7.85	2015.00	586.00
9	374.00	1157.44	299.00	7.85	1015.00	586.00
10	322.00	1157.44	299.00	7.85	715.00	586.00
11	269.50	236.00	151.80	7.90	4148.14	342.29
12	149.90	443.70	106.10	7.90	5518.77	2902.25
13	307.30	264.90	240.00	8.00	4494.79	619.32
14	205.50	230.00	118.00	8.00	4708.00	668.63
15	190.10	262.00	116.30	8.30	4883.50	639.63
16	163.80	186.00	85.60	8.60	4996.63	626.57
17	192.00	219.20	106.50	8.90	4908.15	597.56
18	125.10	160.70	72.70	9.00	4808.08	654.13
19	535.00	818.00	450.00	9.50	2015.00	600.00
20	559.00	818.00	450.00	9.50	2515.00	600.00
Método Cuartiles						
Q_1	586.00	106.40	7.76	2890.00	586.00	
Q_3	675.88	299.00	8.37	4826.93	675.88	
Lim Inferior	-2552.32	-471.40	5.93	-2920.81	244.45	
Lim Superior	3939.76	876.80	10.21	10637.74	1017.44	

Fuente: Autores del Proyecto

En la **Tabla 3** se observa la presencia de límites negativos para algunos casos, nuevamente estos serían considerados valores hipotéticos, los cuales no se alcanzarían en la realidad.

La base de datos discretizada que se obtuvo para realizar el ajuste de los modelos de viscosidad de crudo saturado se presenta en la **Tabla 4**.

Tabla 4: Base de datos discretizada para el análisis de crudos subsaturados

Datos	API	T	P	P_b	μ_{ob}	μ_{od}	μ_{ou}
		°F	Psia	Psia	cp	Cp	Cp
1	6.500	210.200	4808.081	697.641	83.500	230.000	158.000
2	7.300	221.700	4732.666	249.472	177.400	211.000	345.800
3	7.850	184.000	3315.000	586.000	299.000	1157.440	772.000
4	7.850	184.000	3015.000	586.000	299.000	1157.440	720.000
5	7.850	184.000	2015.000	586.000	299.000	1157.440	547.000
6	7.850	184.000	1015.000	586.000	299.000	1157.440	374.000
7	7.850	184.000	715.000	586.000	299.000	1157.440	322.000
8	7.900	208.900	4148.145	342.299	151.800	236.000	269.500
9	8.000	215.600	4494.792	619.326	240.000	264.900	307.300
10	8.000	210.200	4708.009	668.634	118.000	230.000	205.500
11	8.300	212.000	4883.504	639.637	116.300	262.000	190.100
12	8.600	217.400	4996.635	626.576	85.600	186.000	163.800
13	8.900	212.000	4908.156	597.562	106.500	219.200	192.000
14	9.000	210.000	4808.081	654.133	72.700	160.700	125.100
15	9.500	184.000	2015.000	600.000	450.000	818.000	535.000
16	9.500	184.000	2515.000	600.000	450.000	818.000	559.000

Fuente: Autores del Proyecto

4.3 SELECCIÓN DE LOS MODELOS

Inicialmente para la selección de los modelos que se utilizaron en el análisis comparativo, debido a la cantidad elevada de modelos existentes para crudos vivos, se tuvieron en cuenta solo los más usados en la industria. Además se eligieron aquellos que se caracterizan por ser flexibles y permisivos, es decir,

modelos que permiten ajustarlos a las condiciones que se deseen de manera más sencilla que sus similares.

Los modelos que presentaron un mejor ajuste con respecto a los datos analizados para crudos saturados y subsaturados, se escogieron teniendo en cuenta los criterios definidos en la descripción general del proceso (menor error absoluto promedio y según la situación lo amerite menor desviación estándar).

4.3.1 Selección del modelo para crudo saturado. Los modelos utilizados para el análisis comparativo fueron el de Guetto, Kartoatmodjo, Petrosky, Hossain, Beggs & Robinson, Chew & Conally y Elsharkawy. Con la información obtenida de las pruebas PVT (**Ver Tabla 2**), se efectuó el cálculo de los parámetros requeridos para cada modelo y luego se realizó la estimación del valor de la viscosidad de aceite saturado (μ_{os}) en cada caso (**Ver Tabla 5**).

Tabla 5: Viscosidad de aceite saturado calculada con diferentes modelos

Datos	μ_{os} PVT (cp)	μ_{os} Calculada (cp)						
		Guetto	Kartoatmodjo	Petrosky	Hossain	Beggs	Chew	Elsharkawy
1	83.500	103.636	100.996	98.858	81.315	71.887	128.306	82.108
2	177.400	147.463	151.817	160.211	167.237	156.708	186.824	117.148
3	360.100	333.143	311.795	325.846	323.466	298.794	379.628	227.868
4	208.500	254.559	194.235	176.855	114.880	105.602	260.694	162.373
5	797.310	1107.818	853.909	830.749	795.872	734.554	954.777	541.789
6	648.130	979.938	753.280	728.238	657.498	593.760	862.574	492.451
7	533.670	885.838	679.695	653.559	563.047	503.407	792.694	454.948
8	437.170	788.758	604.162	577.249	472.397	420.503	718.579	415.042
9	151.800	159.388	161.767	169.576	171.865	158.489	199.772	124.681
10	118.000	98.452	95.409	92.728	74.694	66.197	121.548	78.055
11	113.000	110.918	108.615	107.180	90.205	79.623	137.586	87.667
12	116.300	120.805	116.824	114.903	94.681	83.732	148.533	94.234
13	106.500	113.283	112.459	112.327	98.723	87.142	141.583	90.050
14	72.700	75.184	75.010	73.241	62.348	54.880	94.369	61.472
15	740.000	739.190	618.990	629.042	629.804	591.244	715.327	413.229

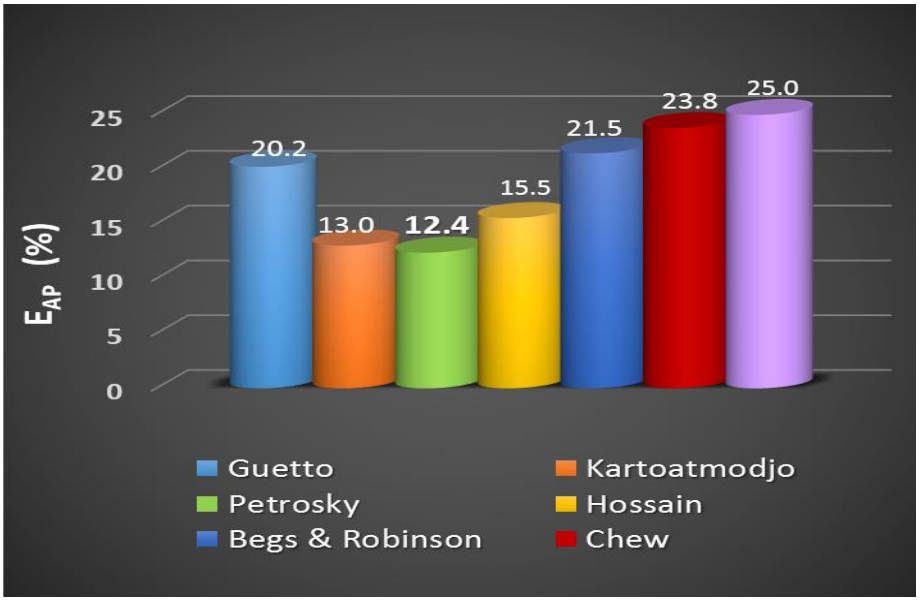
Tabla 5: (Continuación)

Datos	μ_{os} PVT (cp)	μ_{os} Calculada (cp)						
		Guetto	Kartoatmodjo	Petrosky	Hossain	Beggs	Chew	Elsharkawy
16	589.000	617.091	513.895	513.696	469.100	423.113	611.763	356.581
17	480.000	516.382	427.911	420.910	353.237	314.130	522.762	307.685
18	450.000	482.900	399.458	390.598	318.193	282.797	492.366	290.924

Fuente: Autores del Proyecto

Para la selección del modelo con el mejor ajuste, se creó un paralelo entre la viscosidad y medidas estadísticas como el error relativo promedio, error absoluto promedio y la desviación estándar de cada uno de los modelos a evaluar (Ver tabla A-3 del anexo A). Por comparación se observó que el modelo con menor error absoluto promedio es el de ***Petrosky*** con un valor del ***12.38%,*** lo cual se evidencia en la **Figura 6**. Este hecho permite concluir que el modelo de Petrosky, es el más adecuado para realizar el ajuste que permita estimar la viscosidad de crudos extrapesados saturados.

Figura 6: Comparación del error absoluto promedio en los modelos de viscosidad de crudos saturados



Fuente: Autores del Proyecto

4.3.2 Selección del modelo para crudo subsaturado. En el caso de los crudos subsaturados se realizó un proceso de selección similar al utilizado para los crudos saturados. Los modelos de Guetto, Kartoatmodjo, Petrosky, Hossain, Vásquez & Beggs, Bergman & Sutton y Elsharkawy fueron los que se utilizaron para el desarrollo del análisis comparativo. Los valores de viscosidad de aceite subsaturado (μ_{ou}) calculados con cada uno de los modelos a partir de la información de las pruebas PVT (**Ver Tabla 4**), se encuentran reportados en la **Tabla 6**.

Tabla 6: Viscosidad de aceite subsaturado calculada con diferentes modelos

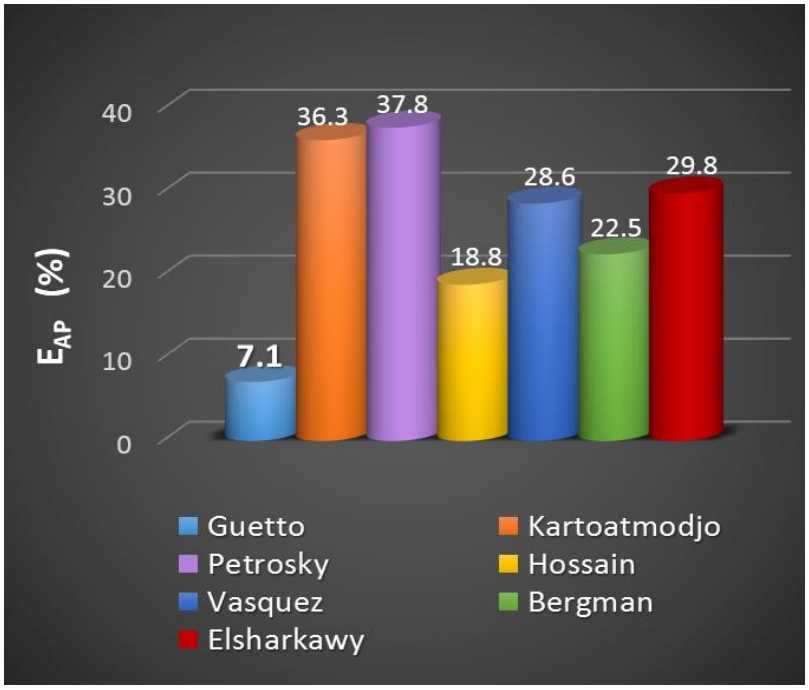
Datos	μ_{ou} PVT (cp)	μ_{ou} Calculada (cp)						
		Guetto	Kartoatmodjo	Petrosky	Hossain	Vásquez	Bergman	Elsharkawy
1	158.000	162.596	88.200	83.500	164.036	179.410	114.934	104.075
2	345.800	334.134	182.596	177.400	382.826	561.448	250.968	211.113
3	772.000	614.709	302.318	299.000	523.983	495.411	374.531	363.140
4	720.000	580.003	301.980	299.000	499.250	463.388	366.414	356.089
5	547.000	464.316	300.853	299.000	416.809	374.064	339.680	332.586
6	374.000	348.630	299.726	299.000	334.367	313.793	312.546	309.083
7	322.000	313.924	299.388	299.000	309.635	302.566	303.644	302.032
8	269.500	270.662	156.212	151.800	298.115	366.051	204.922	178.910
9	307.300	330.780	244.562	240.000	489.528	505.868	325.915	256.420
10	205.500	195.339	122.648	118.000	234.913	252.585	161.777	136.167
11	190.100	211.753	121.177	116.300	237.139	262.708	161.684	139.531
12	163.800	154.580	90.594	85.600	173.657	199.597	119.929	103.907
13	192.000	189.522	111.444	106.500	217.639	248.512	148.699	127.367
14	125.100	126.764	77.440	72.700	142.305	160.242	100.329	87.797
15	535.000	557.554	451.959	450.000	634.659	560.568	510.849	468.266
16	559.000	595.559	452.523	450.000	699.909	621.740	530.980	474.721

Fuente: Autores del Proyecto

La selección del modelo más adecuado para realizar el ajuste que permita estimar la viscosidad de crudos extrapesados subsaturados, se realizó de la misma manera que para los crudos saturados. La información del análisis estadístico desarrollado para cada modelo se encuentra en la tabla A-4 del

anexo A. El modelo elegido fue el de ***Guetto***, ya que tuvo el mejor desempeño con un ***7.12%*** de error absoluto promedio. La **Figura 7** muestra el análisis comparativo realizado.

Figura 7: Comparación del error absoluto promedio en los modelos de viscosidad de crudos subsaturados



Fuente: Autores del Proyecto

4.4 AJUSTE DEL MODELO PARA CRUDO SATURADO

En la etapa de selección se encontró que el modelo de Petrosky es el que mejor se ajusta a los datos de crudo saturado obtenidos de las pruebas PVT.

El modelo planteado por Petrosky se basa en el enfoque propuesto por Chew & Conally; quienes afirman que existe una relación lineal entre el logaritmo de la viscosidad de aceite saturado y el logaritmo de la viscosidad de aceite muerto, para diferentes rangos de gas en solución.

Matemáticamente esta relación es descrita por la siguiente ecuación:

$$\log(\mu_{os}) = \log(A) + B * \log(\mu_{od}) \qquad \text{Ecuación (58)}$$

Esta ecuación también puede ser expresada en su forma exponencial de la siguiente manera:

$$\mu_{os} = \mathrm{A} * \mu_{od}^{B} \qquad \text{Ecuación (59)}$$

En un gráfico log-log, el término “A” representa un intercepto mientras que “B” representa la pendiente. Estos términos se han establecido en función del Rs, y cada modelo presente en la literatura define una función para obtener un mejor ajuste de estos valores.

Para el ajuste del modelo de Petrosky, como primera medida se calculó el cuadrado de la diferencia entre las viscosidades medidas en laboratorio (μ_{os}) y los valores de viscosidad calculados con el modelo $(\mu_{os}*)$, para cada uno de los datos del reporte PVT. Luego se realizó la optimización del modelo de Petrosky, para cada dato, por medio de la herramienta SOLVER del software Microsoft Excel 2013, tomando como variables los valores de “A” y “B”. Además se condicionó la herramienta para que tuviera como criterio de aceptación, el valor mínimo de la diferencia al cuadrado de las viscosidades de aceite saturado.

En la **Tabla 7** se presentan los resultados obtenidos en el proceso de optimización. Puede observarse que los valores para las diferencias al cuadrado de las viscosidades son cero, por lo tanto se podría concluir que los términos “A” y “B” propuestos por la herramienta son válidos.

Aunque se ha optimizado la ecuación para cada punto, falta realizar el ajuste de los coeficientes que componen el modelo de Petrosky, para poder presentar un modelo generalizado que permita estimar de forma correcta la viscosidad de

crudos extrapesados saturados. Los términos “A” y “B” pueden representarse en función de sus coeficientes como se muestra en las siguientes ecuaciones.

❖ **Término A :**

$$A = a + \frac{b}{10^{(c * R_s)}} \qquad \text{Ecuación (60)}$$

❖ **Término B :**

$$B = d + \frac{e}{10^{(f * R_s)}} \qquad \text{Ecuación (61)}$$

Tabla 7: Resultados de la optimización del modelo de Petrosky con la herramienta Solver

Datos	μ_{os} Medido	*Optimización*			
		A	B	μ_{os*}	$(\mu_{os} - \mu_{os*})^2$
1	83.500	0.868	0.839	83.500	0.000
2	177.400	1.024	0.963	177.400	0.000
3	360.100	0.885	0.982	360.100	0.000
4	208.500	0.895	0.774	208.500	0.000
5	797.310	0.886	0.964	797.303	0.000
6	648.130	0.879	0.936	648.132	0.000
7	533.670	0.869	0.910	533.665	0.000
8	437.170	0.867	0.882	437.170	0.000
9	151.800	0.880	0.942	151.800	0.000
10	118.000	0.871	0.902	118.000	0.000
11	113.000	0.863	0.894	113.000	0.000
12	116.300	0.865	0.880	116.300	0.000
13	106.500	0.898	0.886	106.500	0.000
14	72.700	0.867	0.871	72.700	0.000
15	740.000	1.063	0.975	740.000	0.000
16	589.000	0.864	0.972	589.000	0.000
17	480.000	0.863	0.942	480.000	0.000
18	450.000	0.863	0.932	450.000	0.000

Fuente: Autores del Proyecto

Utilizado la información que se tienen de los reportes PVT, junto con los valores de los términos “A” y “B” antes y después de la optimización, se realizaron dos análisis de regresión por medio del paquete estadístico TableCurve2D para poder obtener el mejor ajuste en los coeficientes del modelo de Petrosky. Los valores calculados para estos términos antes de la optimización se encuentran en la tabla A-5 del Anexo A. La metodología utilizada en este proceso puede resumirse de la siguiente manera:

- Graficar en coordenadas cartesianas, los valores óptimos de “A” y “B” contra los valores de Rs.

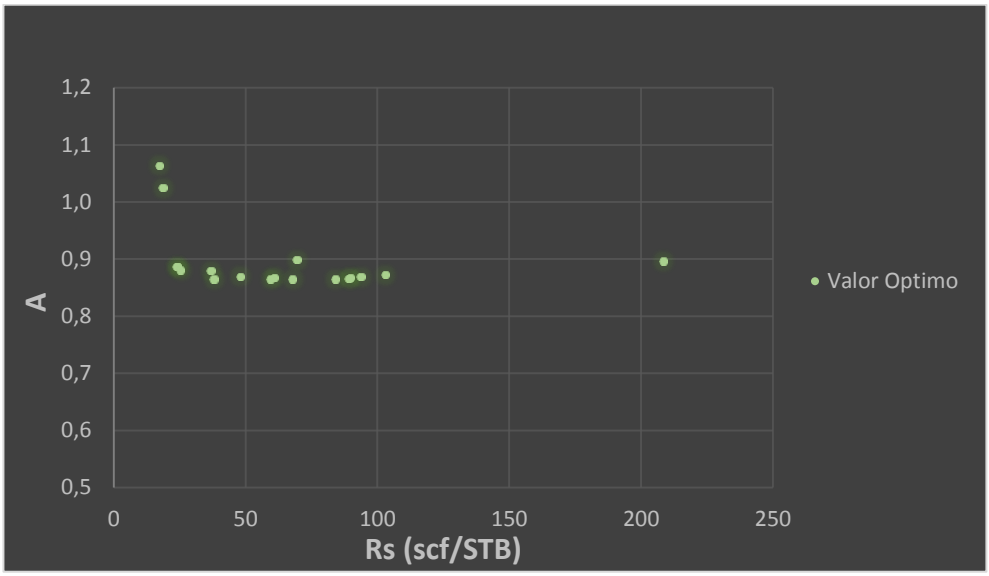
- Una vez obtenida la dispersión de los datos, ingresar al paquete estadístico las ecuaciones correspondientes a cada uno de los términos; teniendo en cuenta que los valores iniciales de los coeficientes son los propuestos por el modelo de Petrosky.

- Realizar el ajuste de cada ecuación.

- Una vez el programa ha realizado el ajuste, se procede a verificar que los parámetros estadísticos se encuentren dentro de las expectativas deseadas por el autor.

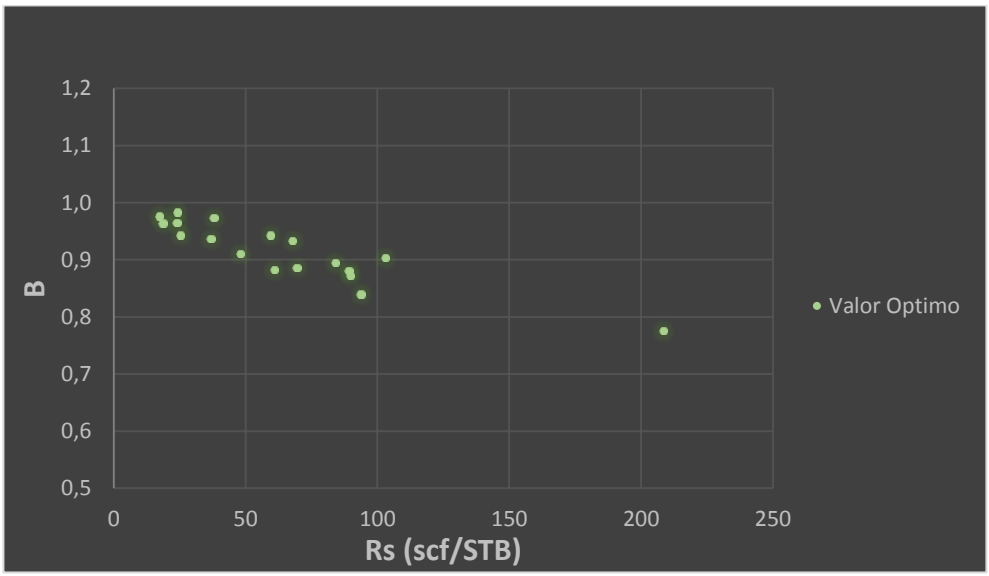
Los gráficos de dispersión para los valores óptimos de “A” y “B” en función del Rs, se presentan a continuación en las **Figuras 8** y **9**.

Figura 8: Comportamiento óptimo del término “A”



Fuente: Autores del Proyecto

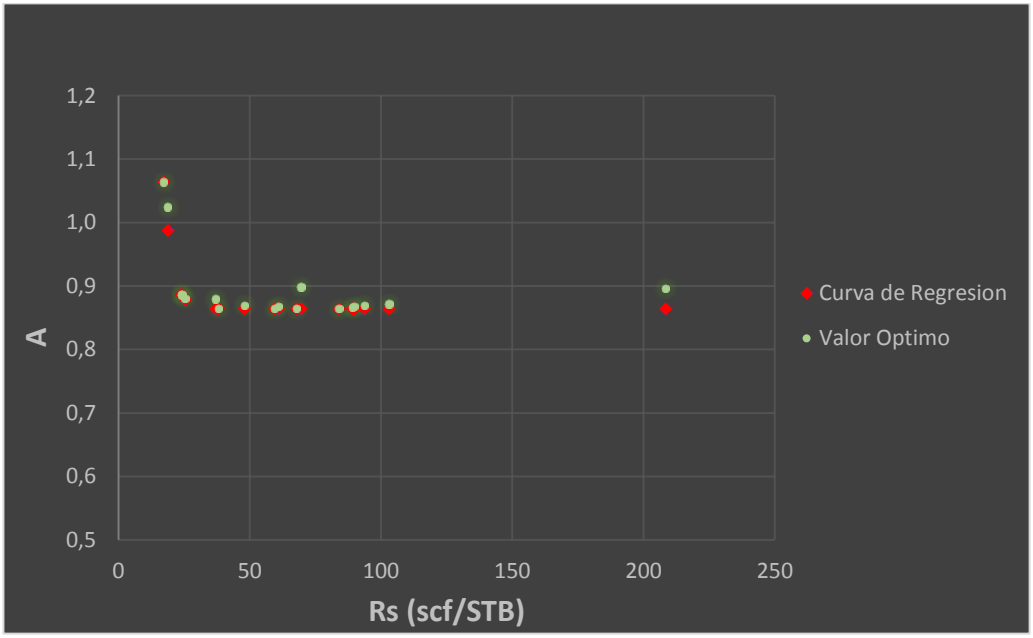
Figura 9: Comportamiento óptimo del término “B”



Fuente: Autores del Proyecto

Las curvas de regresión, los valores de los coeficientes ajustados y la información estadística referente a los análisis de regresión desarrollados, se presentan en las siguientes tablas y figuras.

Figura 10: Curva de regresión para el término "A"



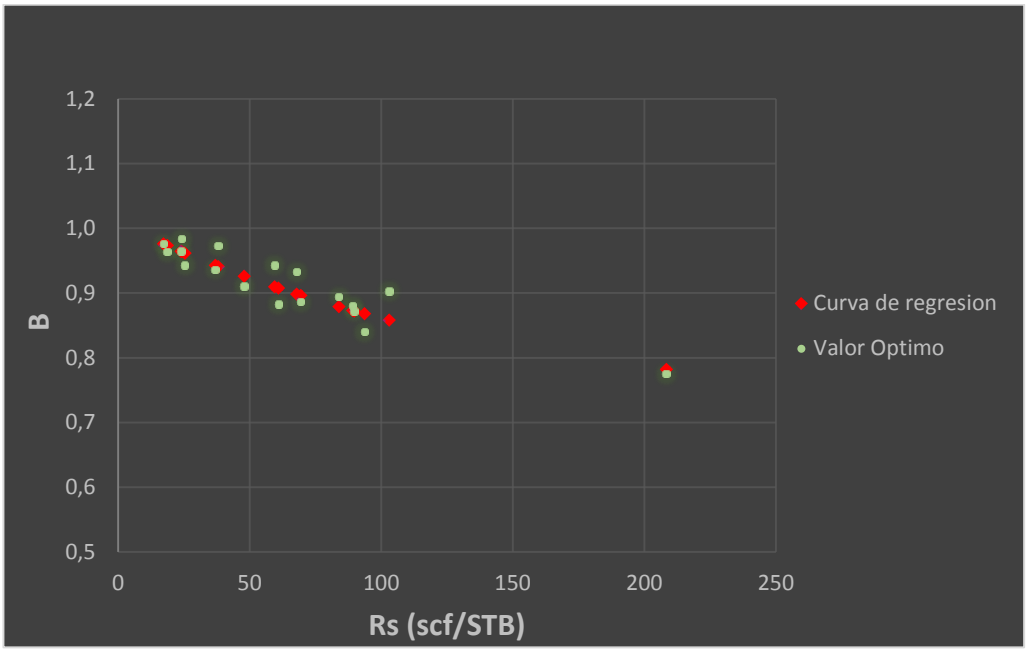
Fuente: Autores del Proyecto

Tabla 8: Informe del análisis de regresión para el término "A"

Coeficientes		Análisis Estadístico	
a	0.8638	R^2	0.9508
b	55.9603	R^2_{adj}	0.9403
c	0.1411	**σ**	0.0133

Fuente: Autores del Proyecto

Figura 11: Curva de regresión para el análisis del término “B”



Fuente: Autores del Proyecto

Tabla 9: Informe del análisis de regresión para el término “B”

Coeficientes		Análisis Estadístico	
d	0.7098	R^2	0.8532
e	0.2995	R^2_{adj}	0.8218
f	0.00297	**σ**	0.0238

Fuente: Autores del Proyecto

Se puede observar en las **Tablas 8** y **9** que los valores para el R^2 y R^2_{adj} son cercanos a ***uno*** y la desviación estándar (**σ**) posee un valor cercano a ***cero***; lo cual es un buen indicativo para confiar que se realizó de manera correcta el ajuste de los coeficientes en los análisis de regresión.

4.4.1 Modelo ajustado de Petrosky. Finalmente a partir de los resultados obtenidos en los análisis de regresión, se realizó la reformulación del modelo de Petrosky con los nuevos coeficientes. El modelo ajustado ha sido planteado de la siguiente manera:

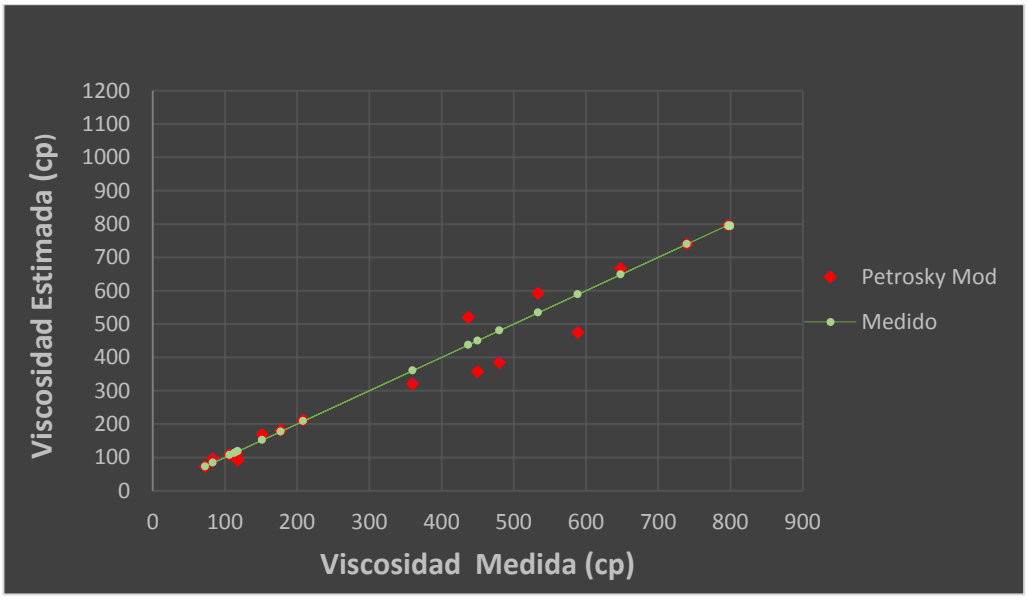
$$\mu_{os} = \mathrm{A} * \mu_{od}^{B} \qquad \text{Ecuación (62)}$$

$$\mathrm{A} = 0.8638 + \frac{55.9603}{10^{(0.1411\ R_s)}} \qquad \text{Ecuación (63)}$$

$$\mathrm{B} = 0.7098 + \frac{0.2995}{10^{(2.97*10^{-3}\ R_s)}} \qquad \text{Ecuación (64)}$$

La capacidad predictiva del modelo ajustado se analizó con base en las medidas estadísticas **E_{ap}, E_{rp}** y **σ** (**Ver tabla 10**), y su comportamiento en general se ha plasmado en la **Figura 12**. La información complementaria para realizar este análisis se encuentra disponible en la tabla A-6 del anexo A**.**

Figura 12: Comportamiento general del modelo de Petrosky Modificado



Fuente: Autores del Proyecto

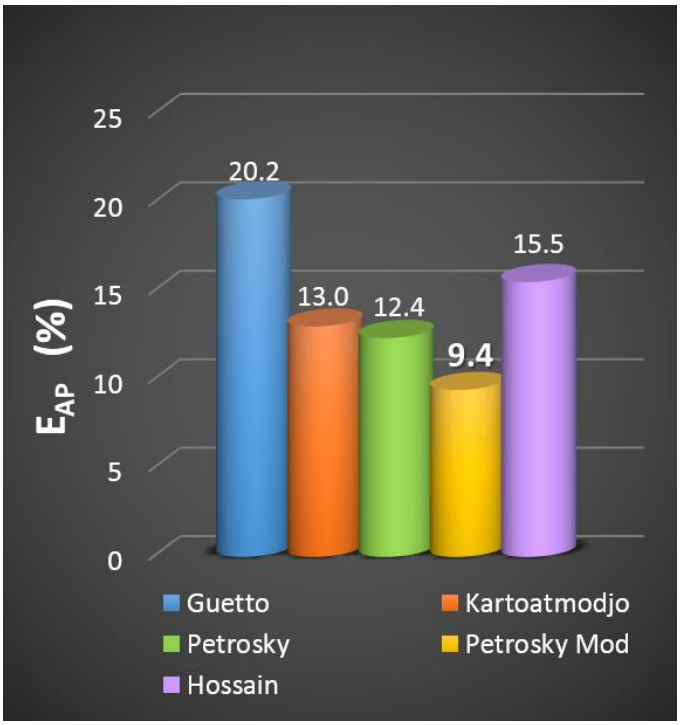
Tabla 10: Análisis estadístico para el modelo ajustado de Petrosky

Análisis Estadístico	
E_{rp} (%)	-2.390
E_{ap} (%)	9.440
σ	51.072

Fuente: Autores del Proyecto

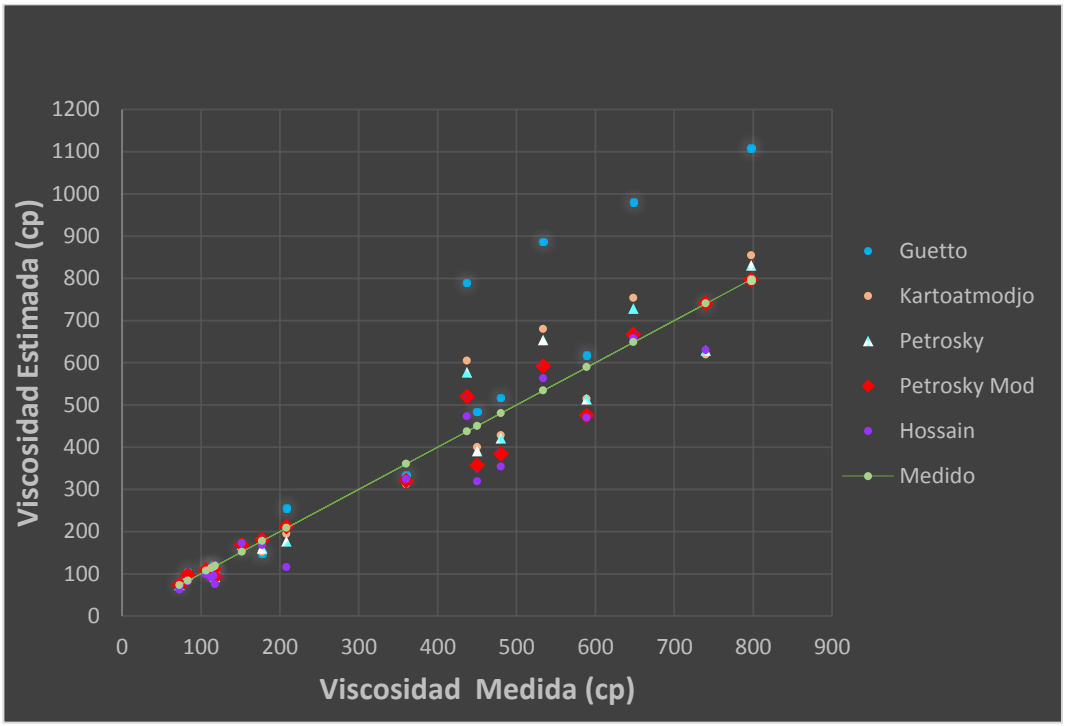
Las **Figuras 13** y **14** hacen parte de un análisis comparativo con los cuatro modelos que tuvieron un mejor ajuste, incluyendo al modelo original de Petrosky; el cual se realizó con la finalidad de observar de forma más clara los resultados obtenidos en el ajuste del modelo para crudos extrapesados saturados.

Figura 13: Análisis comparativo del modelo de Petrosky Modificado



Fuente: Autores del Proyecto

Figura 14: Estimación de la viscosidad de aceite saturado con los mejores modelos



Fuente: Autores del Proyecto

El porcentaje de error absoluto promedio se redujo hasta el **9.44%** con el modelo ajustado, lo cual significa una mejoría del **2.94%** con respecto al modelo original de Petrosky (**12.38%**), que era el que presentaba el mejor ajuste a los datos de crudos extrapesados. Estos valores se encuentran por debajo del máximo error considerado como aceptable para un método de predicción de viscosidades (**15%**).

Se observa en la **Figura 14**, que el modelo ajustado tiene una mayor precisión para estimar valores elevados de viscosidad; los cuales por lo general producen un mayor error cuando son analizados con otros modelos.

4.5 AJUSTE DEL MODELO PARA CRUDO SUBSATURADO

El modelo propuesto por Guetto para la estimación de la viscosidad de crudos extrapesados, fue el que presento una mejor aproximación a los datos obtenidos de las pruebas PVT, por lo tanto en la etapa selección se eligió como el más adecuado para realizar el ajuste. Este modelo se basa en la premisa propuesta por Labedi[27] en la creación de su modelo de viscosidad para crudo subsaturado; el cual observó la existencia de una relación lineal entre la viscosidad del aceite subsaturado (μ_{ou}) y la presión por encima del punto de burbuja (P).

La linealidad existente entre μ_{ou} y P puede representarse por medio de las siguientes ecuaciones:

$$\mu_{ou} = \mu_{ob} + m(P - P_b) \qquad \text{Ecuación (65)}$$

$$\mu_{ou} = \mu_{ob} + mP_b\left(\frac{P}{P_b} - 1\right) \qquad \text{Ecuación (66)}$$

$$\mu_{ou} = \mu_{ob} + M_\mu\left(\frac{P}{P_b} - 1\right) \qquad \text{Ecuación (67)}$$

Un gráfico de $\boldsymbol{\mu_{ou}}$ en función de $\left(\frac{\mathbf{P}}{\mathbf{P_b}} - \mathbf{1}\right)$ será una línea recta de pendiente $\boldsymbol{M_\mu}$ con un intercepto en la viscosidad a la presión de burbuja $\boldsymbol{\mu_{ob}}$.

El primer paso para el ajuste del modelo de Guetto fue la obtención de las pendientes ***"m"*** y **"M_μ"** (**Ver Tabla 11**) óptimas para cada uno de los datos reportados en las pruebas PVT (Ver Tabla 4).

[27] LABEDI. R. Improved correlations for predicting the viscosity of light crudes. Journal of Petroleum Science and Engineering, 8. Amsterdam, 1992, 221-234 p.

Estos valores se obtuvieron a partir de las siguientes ecuaciones:

$$m = \frac{\mu_{ou} - \mu_{ob}}{P - P_b} \qquad \text{Ecuación (68)}$$

$$M_\mu = m * P_b \qquad \text{Ecuación (69)}$$

Tabla 11: Valores óptimos de las pendientes m y Mμ

Datos	μ_{ou} Medido	*Valor Optimo*	
		m	M_μ
1	158.000	0.018	12.644
2	345.800	0.038	9.371
3	772.000	0.173	101.568
4	720.000	0.173	101.567
5	547.000	0.174	101.699
6	374.000	0.175	102.448
7	322.000	0.178	104.481
8	269.500	0.031	10.586
9	307.300	0.017	10.755
10	205.500	0.022	14.484
11	190.100	0.017	11.123
12	163.800	0.018	11.212
13	192.000	0.020	11.853
14	535.000	0.013	8.252
15	559.000	0.060	36.042
16	125.100	0.057	34.151

Fuente: Autores del Proyecto

Los valores de las pendientes obtenidos en la **Tabla 11**, se consideran como óptimos, ya que estos se calcularon directamente con la ecuación de la recta

que describe cada uno de los puntos de las pruebas PVT analizadas; y no con la función propuesta por el modelo de Guetto.

En la segunda etapa del proceso de ajuste, se calculó para cada uno de los datos del reporte PVT el cuadrado de la diferencia entre $\mathbf{M_\mu}$ óptima y $\mathbf{M_\mu^*}$ calculada con el modelo de Guetto; la cual puede representarse en función de los términos "X", "Y", "Z" y de sus coeficientes como se muestra a continuación.

$$M_\mu = \left(\frac{X * Y}{Z}\right) \qquad \text{Ecuación (70)}$$

$$\mathrm{X} = 10^{a}\left(\mu_{od}^{b}\right) \qquad \text{Ecuación (71)}$$

$$\mathrm{Y} = P_b^c \qquad \text{Ecuación (72)}$$

$$Z = 10^{d*API} \qquad \text{Ecuación (73)}$$

De manera similar a lo realizado para crudos saturados, se desarrolló la optimización del modelo de Guetto para cada punto por medio de la herramienta SOLVER; tomando como variables los valores de los coeficientes **"a", "b", "c"** y **"d".** Además se condicionó para que tuviera como criterio de aceptación el valor mínimo de la diferencia al cuadrado de las pendientes $\mathbf{M_\mu}$.

Luego de concluir este proceso se calcularon los valores óptimos de los términos **X, Y**, **Z.** Finalmente, se calculó la viscosidad de aceite saturado con estos valores **(μ_{ou}*)** y se comparó con los datos medidos en las pruebas PVT (μ_{ou}), para comprobar el nivel de éxito en el proceso de optimización.

Los resultados obtenidos en la optimización, se presentan en las siguientes tablas.

Tabla 12: Optimización de los coeficientes del modelo de Guetto con la herramienta Solver

Datos	M_μ	*Optimización*					
		a	b	c	d	M_μ*	$(M_\mu - M_\mu^*)^2$
1	12.6400	2.1596	1.0323	0.3122	0.0099	12.6444	0.0000
2	9.3700	2.1513	1.0513	0.3137	0.0099	9.3707	0.0000
3	101.5700	2.1349	1.0916	0.3162	0.0098	101.5676	0.0000
4	101.5700	2.1349	1.0916	0.3162	0.0098	101.5669	0.0000
5	101.7000	2.1347	1.0917	0.3162	0.0098	101.6991	0.0000
6	102.4500	2.1338	1.0924	0.3163	0.0098	102.4476	0.0000
7	104.4800	2.1315	1.0943	0.3164	0.0098	104.4806	0.0000
8	10.5900	1.1183	0.6084	0.3067	0.0098	10.5857	0.0000
9	10.7500	2.2387	1.0249	0.3102	0.0099	10.7549	0.0000
10	14.4800	2.1547	1.0614	0.3143	0.0099	14.4837	0.0000
11	11.1200	2.2305	1.0285	0.3106	0.0099	11.1230	0.0000
12	11.2100	2.1555	1.0623	0.3144	0.0099	11.2122	0.0000
13	11.8500	1.5486	0.7906	0.3096	0.0098	11.8525	0.0000
14	8.2500	2.1103	0.9924	0.3134	0.0099	8.2521	0.0000
15	36.0400	2.0634	0.9684	0.3132	0.0099	36.0386	0.0000
16	34.1500	2.0685	0.9951	0.3121	0.0099	34.1458	0.0000

Fuente: Autores del Proyecto

Puede observarse en la **Tabla 12** que los valores para las diferencias al cuadrado de las pendientes son cero, por lo tanto se puede concluir que los coeficientes propuestos por la herramienta son válidos.

Tabla 13: Valores óptimos para los términos X, Y, Z del modelo de Guetto

Datos	μ_{ou} Medido	*Valores Óptimos*				
		X	Y	Z	μ_{ou}*	Er (%)
1	158.000	1.898	7.723	1.159	158.000	0.000
2	345.800	1.959	5.648	1.181	345.800	0.000
3	772.000	16.187	7.502	1.195	772.000	0.000
4	720.000	16.187	7.502	1.195	720.000	0.000
5	547.000	16.207	7.503	1.195	547.000	0.000
6	374.000	16.321	7.505	1.195	374.000	0.000
7	322.000	16.629	7.512	1.195	322.000	0.000
8	269.500	2.115	5.987	1.196	269.500	0.000
9	307.300	1.756	7.347	1.200	307.300	0.000
10	205.500	2.248	7.728	1.200	205.500	0.000
11	190.100	1.806	7.440	1.208	190.100	0.000
12	163.800	1.800	7.574	1.216	163.800	0.000
13	192.000	2.004	7.238	1.224	192.000	0.000
14	535.000	6.029	7.423	1.242	534.991	0.000
15	559.000	5.720	7.413	1.242	558.982	0.000
16	125.100	1.338	7.566	1.227	125.104	0.000

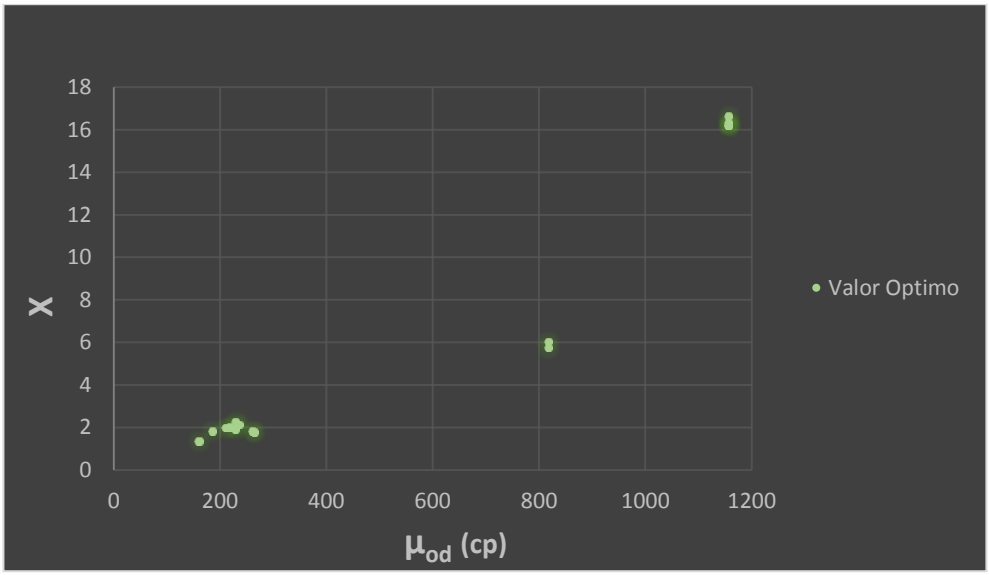
Fuente: Autores del Proyecto

Los valores en los errores relativos observados en la **Tabla 13** son cero, lo cual es un buen argumento para concluir que el proceso de optimización se realizó de manera correcta en cada punto analizado.

La creación del modelo generalizado que permita estimar de forma correcta la viscosidad en crudos extrapesados subsaturados, se desarrolló por medio de una metodología similar a la utilizada en crudos saturados; solo que en este caso se realizaron tres análisis de regresión basándose en la información obtenida de los reportes PVT junto con los valores de los términos X,Y,Z antes y después de la optimización; los valores calculados antes de la optimización se encuentran en la tabla A-7 del anexo A.

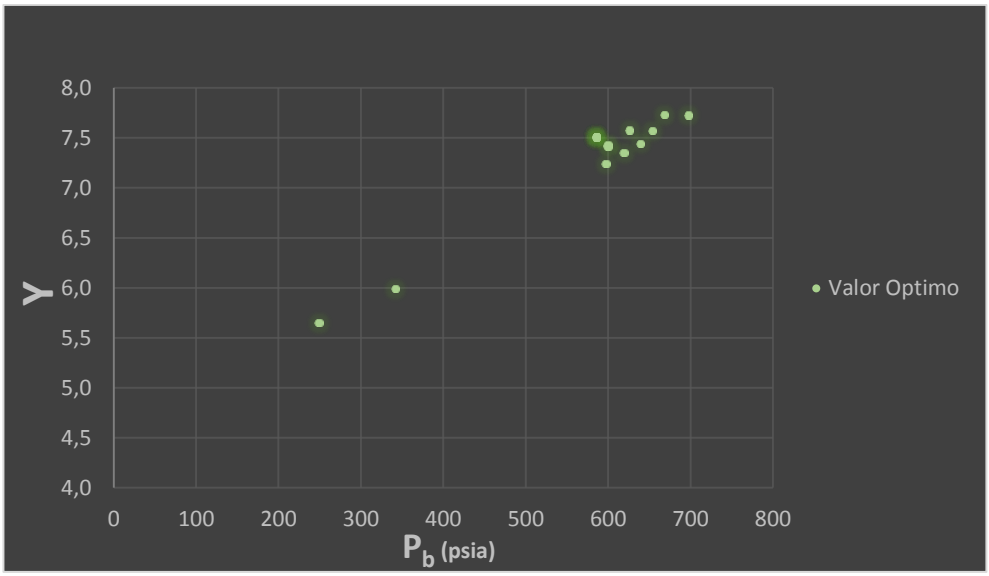
Los gráficos de dispersión para los valores óptimos de X, Y, Z en función de sus variables independientes, se presentan en las siguientes figuras.

Figura 15: Comportamiento óptimo del término "X"



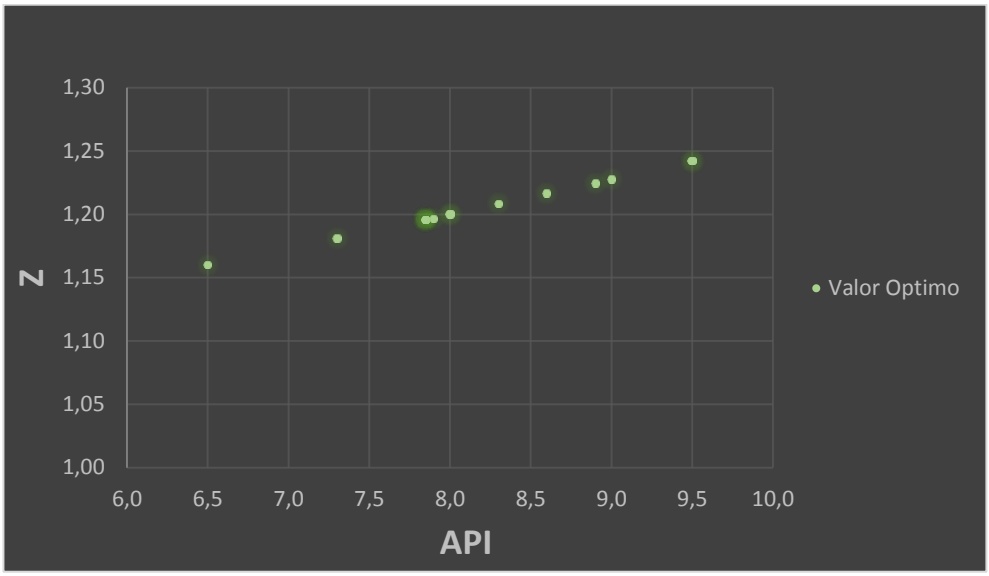
Fuente: Autores del Proyecto

Figura 16: Comportamiento óptimo del término "Y"



Fuente: Autores del Proyecto

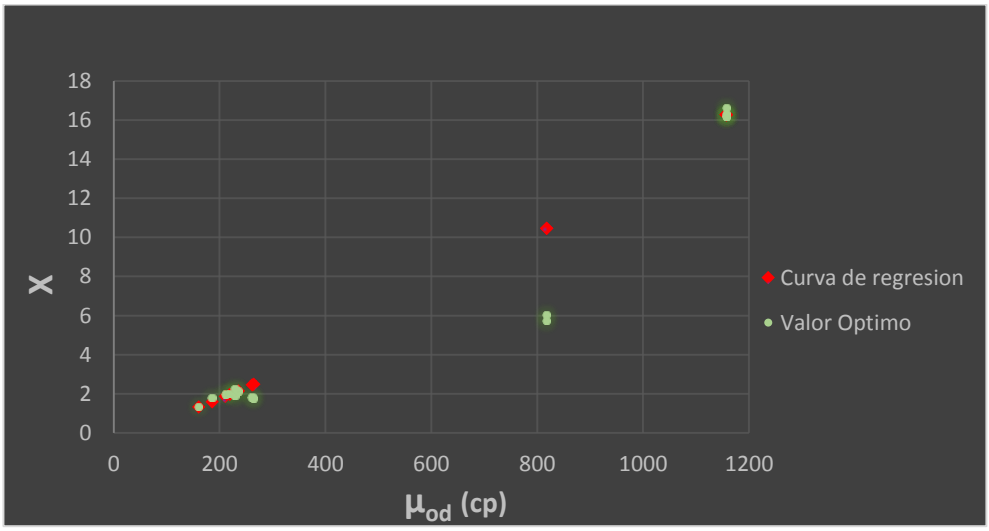
Figura 17: Comportamiento óptimo del término "Z"



Fuente: Autores del Proyecto

Las curvas de regresión, los valores de los coeficientes ajustados y la información estadística referente a los análisis de regresión desarrollados, se presentan en las siguientes tablas y figuras.

Figura 18: Curva de regresión para el análisis del término "X"



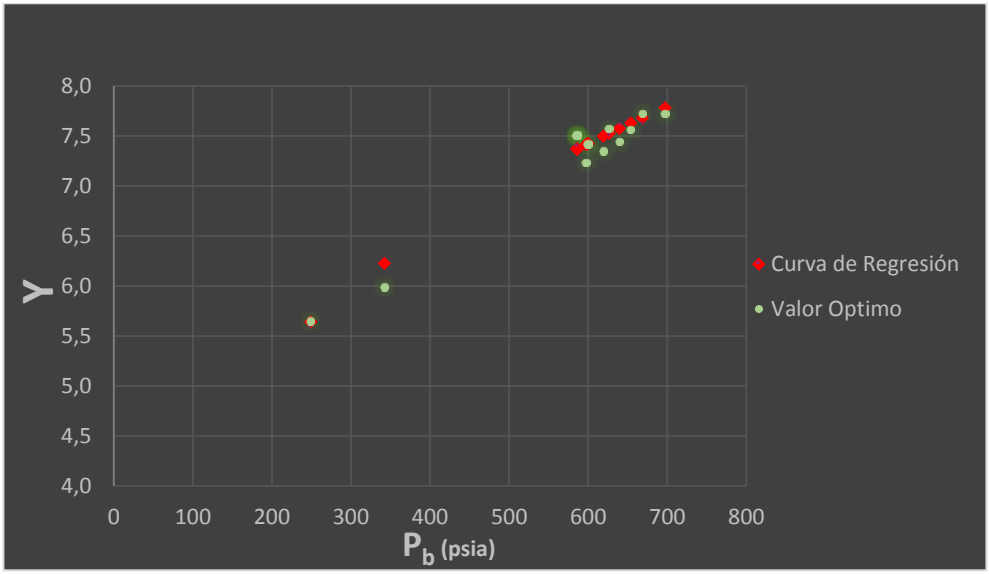
Fuente: Autores del Proyecto

Tabla 14: Informe del análisis de regresión para el término “X”

Coeficientes		Análisis Estadístico	
a	-2.691	R^2	0.9337
b	1.274	R^2_{adj}	0.9226
		σ	1.8117

Fuente: Autores del Proyecto

Figura 19: Curva de regresión para el análisis del término “Y”



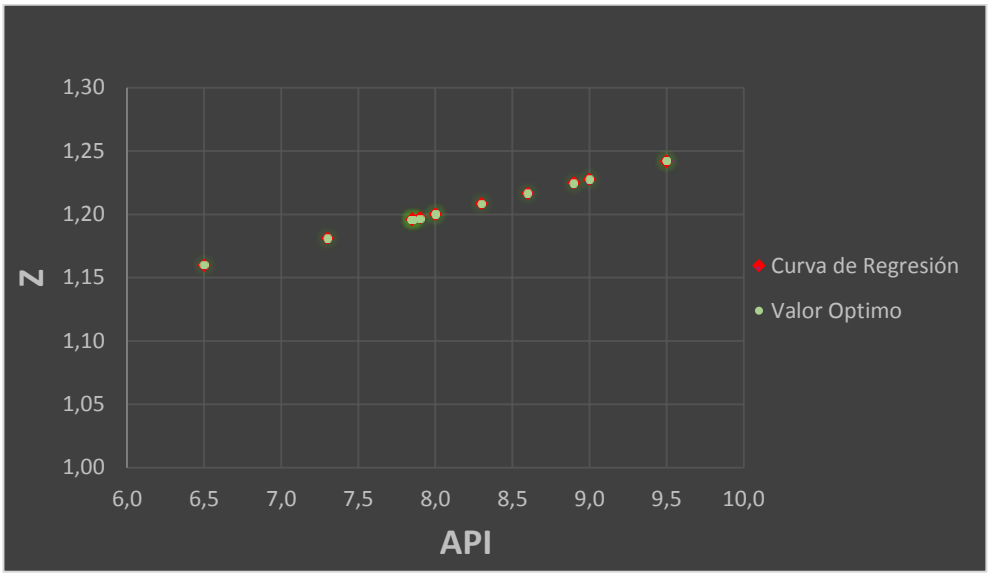
Fuente: Autores del Proyecto

Tabla 15: Informe del análisis de regresión para el término “Y”

Coeficientes		Análisis Estadístico	
c	0.3134	R^2	0.955
		R^2_{adj}	0.952
		σ	0.124

Fuente: Autores del Proyecto

Figura 20: Curva de regresión para el análisis del término “Z”



Fuente: Autores del Proyecto

Tabla 16: Informe del análisis de regresión para el término “Z”

Coeficientes		Análisis Estadístico	
d	0.00989	R^2	0.9998
		R^2_{adj}	0.9998
		σ	0.0002

Fuente: Autores del Proyecto

En los tres análisis de regresión puede observarse que los valores para el R^2 y R^2_{adj}, son cercanos a ***uno*** y la desviación estándar (**σ**) posee un valor cercano a ***cero***; lo cual es un argumento concluyente para afirmar que se realizó de manera correcta el ajuste de los coeficientes.

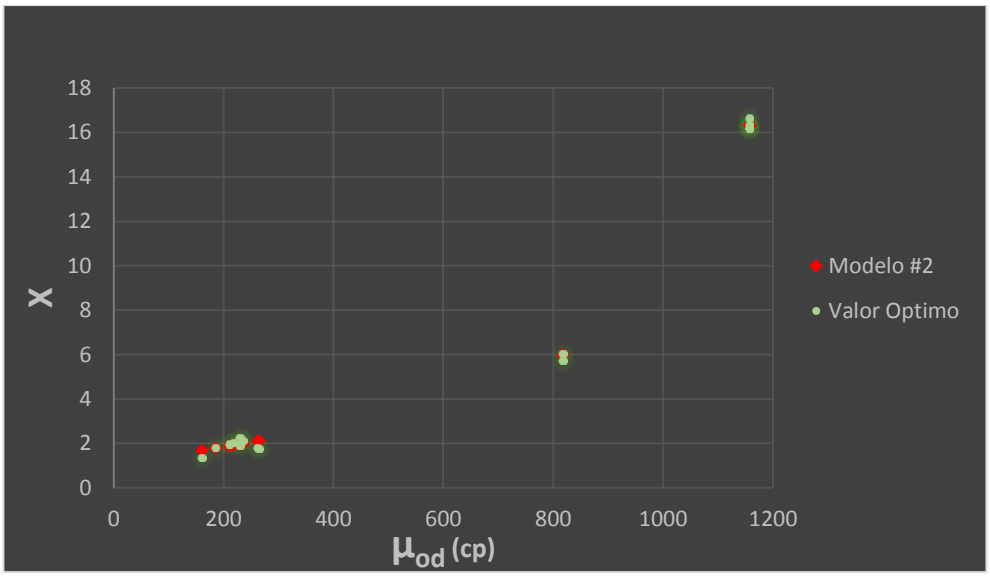
Aunque los resultados obtenidos en los análisis de regresión son muy precisos, se observa (**Ver Figura 18**) que para los valores de viscosidad de aceite muerto cercanos a 800cp el modelo de regresión presenta ciertas deficiencias; por lo cual se ha buscado una nueva función, haciendo uso de la herramienta

TableCurve2D, que se ajuste de manera más precisa a los valores del término X. La función elegida fue la siguiente:

$$X = \frac{1}{a + b * [\ln(\mu_{od})]^2} \qquad \text{Ecuación (74)}$$

La gráfica del comportamiento y la información del análisis de regresión realizado con esta función se presentan a continuación.

Figura 21: Curva de regresión para el término "X" con la nueva función



Fuente: Autores del Proyecto

Tabla 17: Informe del análisis de regresión para el término "X" con la nueva función

Coeficientes		Análisis Estadístico	
a	1.1659	**R^2**	0.9992
b	-0.0222	**R^2_{adj}**	0.9990
		σ	0.2016

Fuente: Autores del Proyecto

4.5.1 Modelo ajustado de Guetto. La reformulación del modelo de Guetto con los valores de los nuevos coeficientes se presenta a continuación:

$$\mu_{ou} = \mu_{ob} - \left(1 - \frac{P}{P_b}\right) M_\mu \qquad \text{Ecuación (75)}$$

$$M_\mu = \left(\frac{10^{-2.691}(\mu_{od}^{1.274})(P_b^{0.3134})}{10^{0.00989*API}}\right) \qquad \text{Ecuación (76)}$$

4.5.2 Modelo propuesto. El modelo planteado a partir de la corrección que se ha hecho para los valores de viscosidad de aceite muerto, quedo planteado de la siguiente manera:

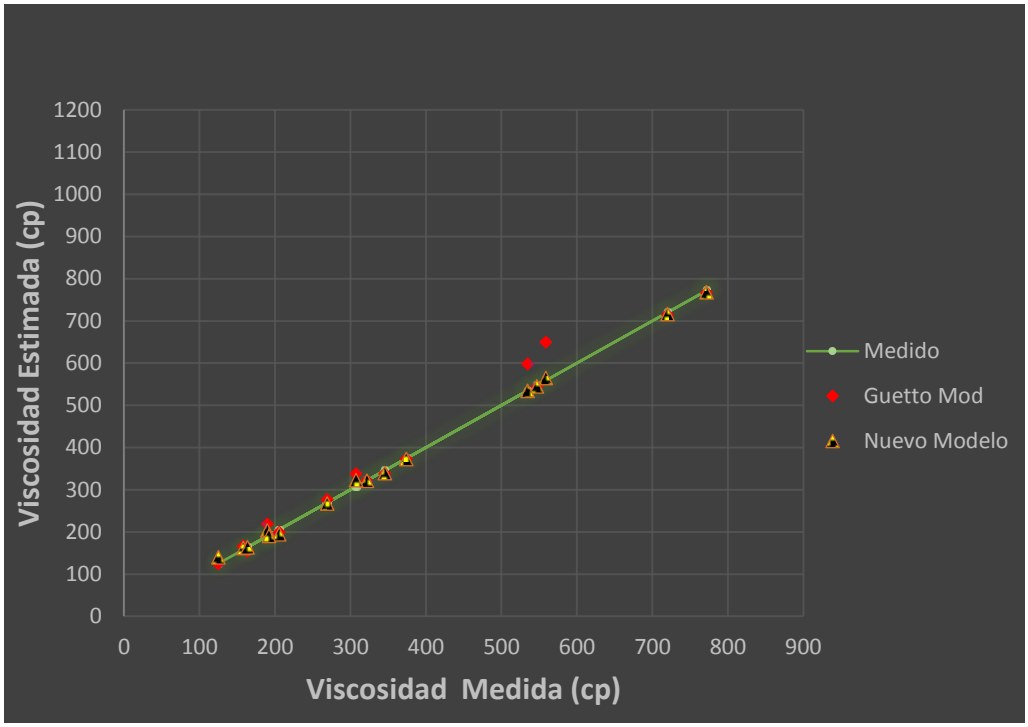
$$\mu_{ou} = \mu_{ob} - \left(1 - \frac{P}{P_b}\right) M_\mu \qquad \text{Ecuación (77)}$$

$$M_\mu = \left(\frac{X * (P_b^{0.3134})}{10^{0.00989*API}}\right) \qquad \text{Ecuación (78)}$$

$$\mathrm{X} = \frac{1}{1.1659 - 0.0222 * [\ln(\mu_{od})]^2} \qquad \text{Ecuación (79)}$$

4.5.3 Evaluación de la capacidad predictiva de los modelos. Al igual que en los crudos saturados, los criterios para analizar la capacidad predictiva de los modelos fueron **E_{ap}, E_{rp}** y **σ** (**Ver Tabla 18**). Su comportamiento en general se ha plasmado en la **Figura 22**. La información complementaria para realizar este análisis se encuentra disponible las tablas A-8 y A-9 del anexo A.

Figura 22: Comportamiento general de los nuevo modelos



Fuente: Autores del Proyecto

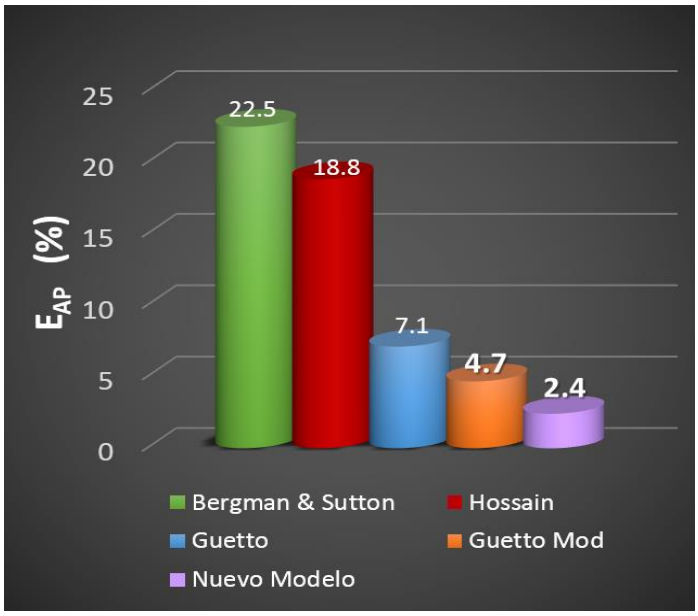
Tabla 18: Análisis estadístico para los nuevos modelos

Análisis Estadístico	Guetto Modificado	Nuevo Modelo
E_{rp} (%)	2.78	0.11
E_{ap} (%)	4.69	2.42
σ	30.8	2.66

Fuente: Autores del Proyecto

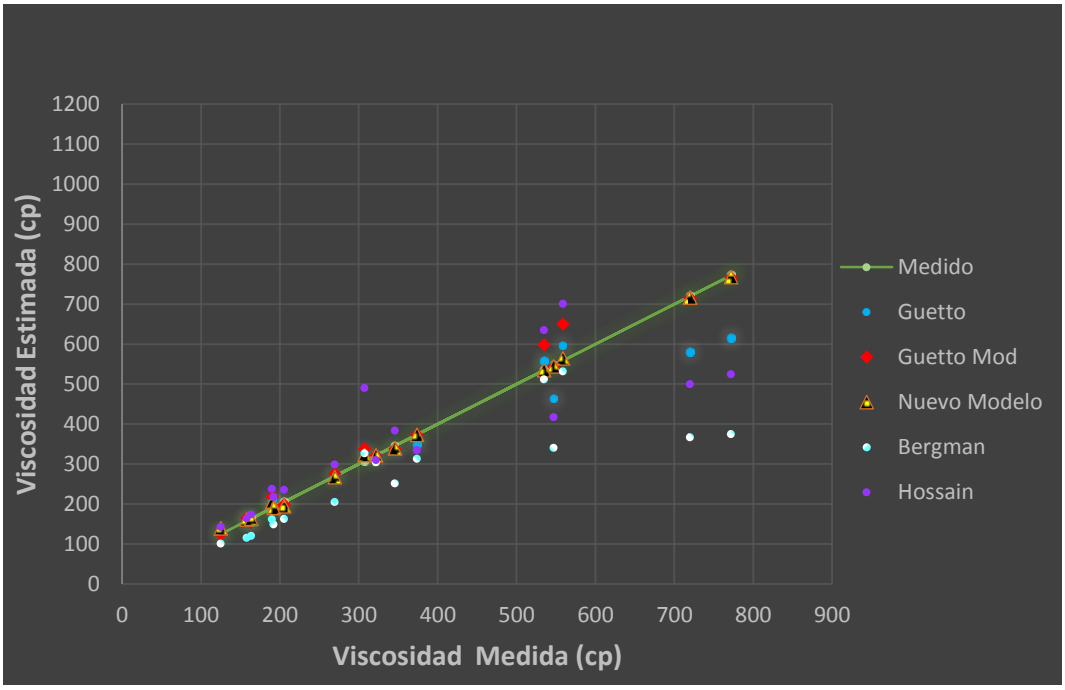
El análisis comparativo final de los nuevos modelos con aquellos que tuvieron un mejor ajuste, se presenta en las siguientes figuras.

Figura 23: Análisis comparativo final para modelos de viscosidad de crudo subsaturado.



Fuente: Autores del Proyecto

Figura 24: Estimación de la viscosidad de aceite subsaturado con los mejores modelos



Fuente: Autores del Proyecto

El porcentaje de error absoluto promedio se redujo hasta el **4.69%** con el *Modelo Ajustado de Guetto* y en el *Nuevo Modelo Propuesto* la reducción fue hasta **2.42%.** Al analizarlos con respecto al modelo original de Guetto **(7.12%)** se obtuvo una mejoría del **2.43%** y **4.7%** respectivamente. Estos modelos se encuentran, al igual que aquellos planteados para viscosidades de crudo saturados, por debajo del máximo error considerado como aceptable para un método de predicción de viscosidades (15%).

Finalmente se observa en la **Figura 24** la mejoría que se obtuvo en la predicción de la viscosidad al plantear el nuevo modelo, el cual logra realizar un mejor ajuste en todos los datos; incluyendo aquellos valores de viscosidades intermedios (500cp).

5. VALIDACION DE LOS MODELOS PROPUESTOS

Los modelos modificados propuestos en el presente estudio, se han obtenido a partir de una base de datos específica. Para una validación más general de los resultados obtenidos en los análisis realizados previamente, se ha decidido probar las nuevas ecuaciones (**Ver Tabla 19**) usando un nuevo grupo de datos provenientes de crudos extrapesados obtenidos de la literatura.

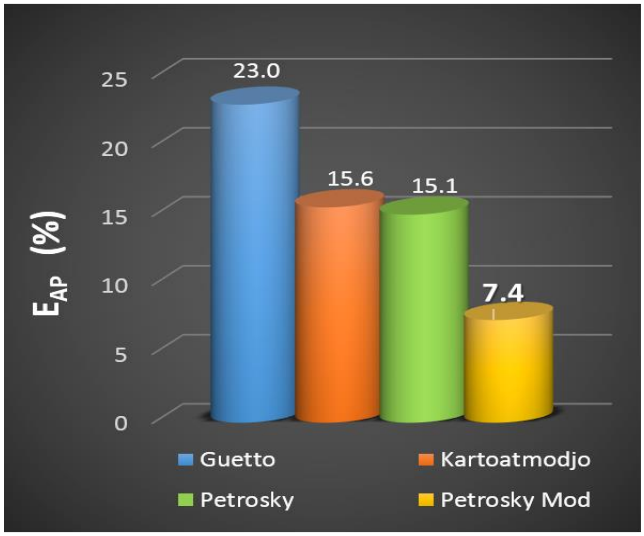
El proceso de validación se presenta a través de un análisis comparativo para observar de forma más clara el comportamiento de los modelos propuestos para crudos extrapesados saturados y subsaturados. Los resultados obtenidos en el análisis comparativo se exhiben en las siguientes figuras. La información complementaria para este análisis se encuentra disponible en las tablas del anexo C.

Tabla 19: Resumen de los modelos propuestos

Modelos para Crudos Subsaturados		**Modelo para Crudos Saturados**
Guetto Modificado	**Nuevo Modelo**	**Petrosky Modificado**
$\boldsymbol{\mu_{ou} = \mu_{ob} - \left(1 - \frac{P}{P_b}\right) M_\mu}$	$\mu_{ou} = \mu_{ob} - \left(1 - \frac{P}{P_b}\right) M_\mu$	$\mu_{os} = \mathrm{A} * \mu_{od}^{B}$
$\boldsymbol{M_\mu = \left(\frac{10^{-2.691}\left(\mu_{od}^{1.274}\right)\left(P_b^{0.3134}\right)}{10^{0.00989 * API}}\right)}$	$M_\mu = \left(\frac{X * \left(P_b^{0.3134}\right)}{10^{0.00989 * API}}\right)$	$\mathrm{A} = 0.8638 + \frac{55.9603}{10^{(0.1411\, R_s)}}$
	$\mathrm{X} = \frac{1}{1.1659 - 0.0222 * [\ln(\mu_{od})]^2}$	$\mathrm{B} = 0.7098 + \frac{0.2995}{10^{(2.97 * 10^{-3}\, R_s)}}$

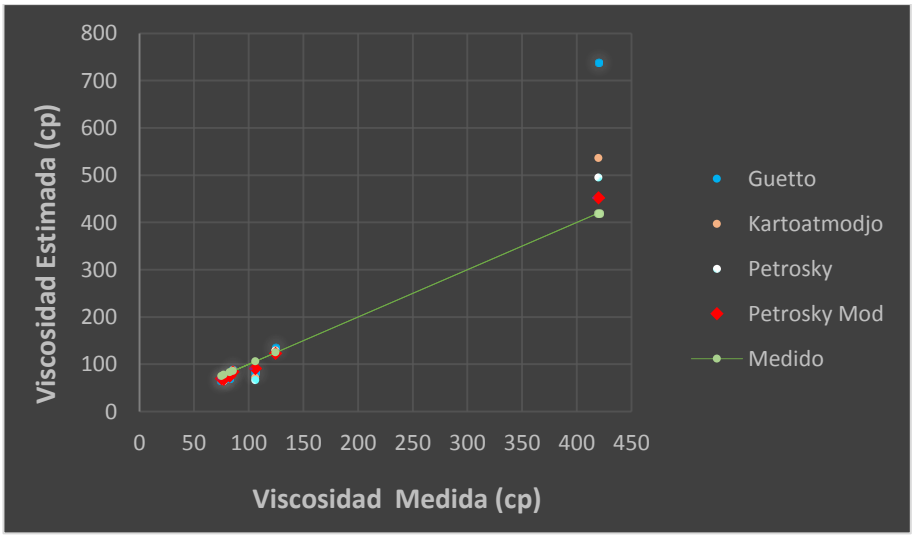
Fuente: Autores del Proyecto

Figura 25: Análisis comparativo para la validación del modelo de crudo saturado



Fuente: Autores del Proyecto

Figura 26: Estimación de la viscosidad de crudo saturado en el proceso de validación

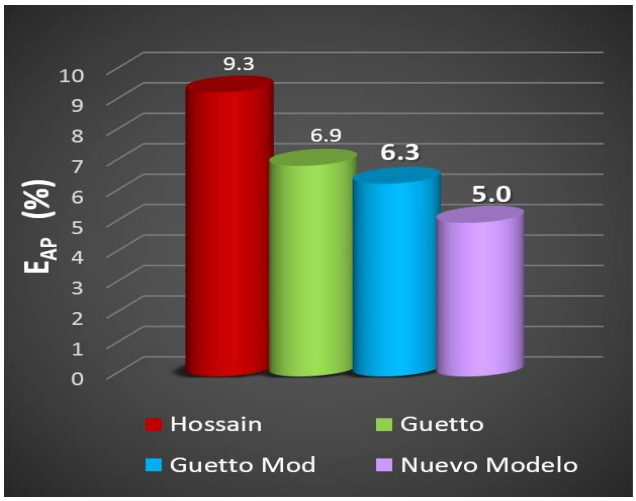


Fuente: Autores del Proyecto

En el análisis comparativo realizado para crudos saturados, se observa en la **Figura 25** que el modelo ajustado de Petrosky sigue siendo el que presenta un

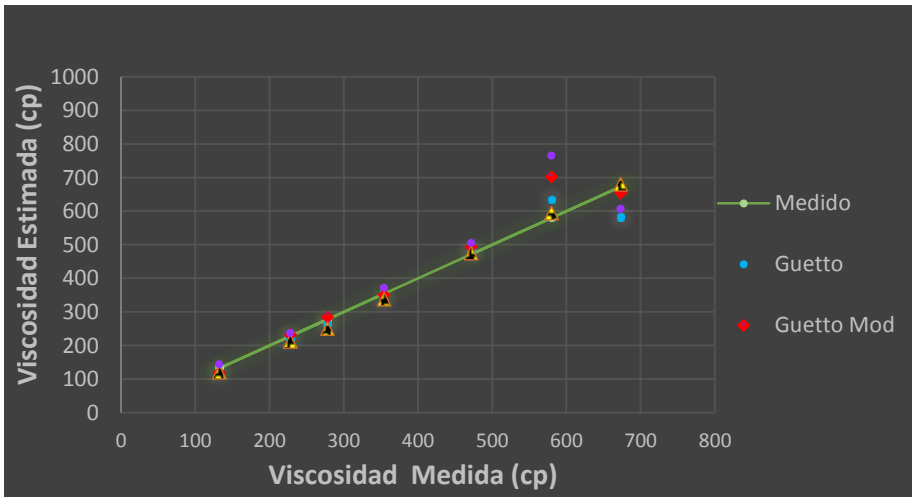
menor error absoluto promedio **(7.4%).** Al analizar la **Figura 26** se observa para valores bajos de viscosidad los modelos analizados se comportan de forma similar, pero a medida que estos valores aumentan, el modelo ajustado de Petrosky es el que tiene la mejor precisión.

Figura 27: Análisis comparativo para la validación de los modelos de crudo subsaturado



Fuente: Autores del Proyecto

Figura 28: Estimación de la viscosidad de crudo subsaturado en el proceso de validación



Fuente: Autores del Proyecto

Puede observase en la **Figura 27** que el comportamiento de los modelos sigue la misma tendencia obtenida en el análisis realizado para el proceso de ajuste en los crudos subsaturados. Siendo el modelo propuesto el que presenta un menor error promedio absoluto **(5.05%),** seguido del modelo ajustado de Guetto **(6.32%).**

Nuevamente se confirma en la **Figura 28** la precisión que tienen los nuevos modelos para estimar valores de viscosidad altos.

5.1 RANGOS DE VALIDEZ DE LOS MODELOS PROPUESTOS

A continuación se presentan las variables que se han correlacionado en los modelos propuestos, los rangos usados para el desarrollo de estos, al igual que los parámetros estadísticos reportados en el proceso de ajuste (**Ver tabla 20**).

Tabla 20: Rangos de validez para los modelos propuestos

	Modelos para Crudos Subsaturados		**Modelo para Crudos Saturados**
	Guetto Modificado	Nuevo Modelo	Petrosky Modificado
No. Datos	16	16	18
API	6.5 - 9.5	6.5 - 9.5	6.5 – 9.5
T (°F)	184 - 222	184 - 222	222 – 184
Rs (scf/STB)	-	-	17.3 – 208.5
P_b (Psia)	249 - 698	249 - 698	115 – 4565.9
P (Psia)	4996 - 715	4996 – 715	-
μ_{od} (cp)	160.7 – 1157.4	160.7 – 1157.4	160.7 – 1157.4
μ_{os} (cp)	-	-	72.7 – 797.3
μ_{ob} (cp)	450 – 72.7	450 – 72.7	-
μ_{ou} (cp)	125 - 772	125 – 772	-
E_{rp} (%)	2.78	0.11	-2.39
E_{ap} (%)	4.69	2.42	9.44
σ	30.8	2.66	51.07

Fuente: Autores del Proyecto

En el caso de los modelos propuestos para crudos extrapesados subsaturados, la disminución del error promedio absoluto se debe en gran medida a que estos tienen en cuenta propiedades que otros modelos no correlacionan, como lo son la *Viscosidad de Aceite Muerto (*μ_{od}*)* y la *Gravedad API*. Se puede concluir que estas propiedades junto con la presión y la viscosidad a condiciones de burbuja, son de vital importancia para la estimación de la viscosidad en este tipo de crudos; siendo $\boldsymbol{\mu_{od}}$ la variable que más afecta los modelos para estimar esta propiedad. Por lo tanto, es recomendable que los datos de $\boldsymbol{\mu_{od}}$ que se ingresen a los modelos se evalúen con cuidado y traten de estar, en lo posible, dentro de los rangos usados para el desarrollo de los modelos propuestos.

Para el caso de la estimación de la viscosidad en los crudos extrapesados saturados, se observó las variables que tienen una mayor relevancia son la *Cantidad de Gas en Solución* (***Rs***) y la *Viscosidad de Aceite Muerto* ***(***$\boldsymbol{\mu_{od}}$*)*. Siendo esta última la más importante para los cálculos en el modelo de viscosidad propuesto para este tipo de crudos. Por lo tanto es recomendable tener cuidado al momento de elegir los datos que se le ingresen al modelo.

En general, los rangos de validez se deben tener en cuenta al momento de utilizar cualquier modelo, ya que lo más probable es que al ingresar datos que se encuentran fuera de estos rangos, se empiecen a generar porcentajes de error altos debido a que los modelos han sido extrapolados.

6. CONCLUSIONES

- La revisión realizada sobre los modelos de viscosidad de crudo vivo existentes en la literatura, ha mostrado que en el caso de los crudos extrapesados los modelos para estimar esta propiedad son escasos. En la presente investigación se han desarrollado tres modelos a partir de dos bases de datos creadas para crudos saturados y subsaturados. Los modelos propuestos son aplicables para crudos extrapesados que presenten gravedades API entre 6.5° y 10°.

- Los modelos de Petrosky y Guetto fueron los que presentaron una mejor aproximación a los datos reales, con un porcentaje de error absoluto promedio del 12.38% y 7.12% respectivamente. Es por ello que a partir de estos resultados, se escogieron ambos modelos como los más adecuados para desarrollar un ajuste con respecto a las bases de datos creadas.

- Los nuevos modelos propuestos en este trabajo investigativo se desarrollaron mediante el uso de técnicas de regresión, obteniéndose errores inferiores al máximo error permisible para modelos de viscosidad (15%). En particular, el modelo de Guetto Modificado y el nuevo modelo propuesto para crudos subsaturados presentaron un error absoluto promedio del 4.69% y 2.42% respectivamente. En el caso del modelo de Petrosky Modificado (Crudos Saturados) se obtuvo un error absoluto promedio del 9.44%.

- Una investigación adicional en los modelos modificados se ha realizado con base en un nuevo grupo de reportes PVT de crudos extrapesados. Los modelos propuestos siguen presentando una mayor precisión para estimar la viscosidad de los crudos extrapesados, lo cual indica que el proceso de validación ha sido satisfactorio garantizando de esta manera la validez general de los modelos propuestos.

7. RECOMENDACIONES

- Los modelos propuestos han sido creados a partir de una base de datos pequeña. Es por ello que se recomienda realizar un estudio similar para crudos extrapesados, en el cual la cantidad de reportes PVT analizados sea mayor; con el fin de aumentar el rango de acción y la precisión de los modelos resultantes.

- En el caso de los crudos extrapesados los modelos de viscosidad desarrollados con base en la composición del crudo son prácticamente inexistentes, por lo cual se recomienda desarrollar un estudio sobre estos modelos en crudos extrapesados, para poder comparar su precisión con los modelos propuestos en el presente trabajo investigativo.

- En futuras investigaciones para crudos extrapesados, se recomienda desarrollar el ajuste de los modelos de otras propiedades PVT como el gas en solución, viscosidad de aceite muerto, densidad, presión de burbuja y factor volumétrico de formación.

- En el desarrollo de los modelos propuestos se correlacionaron solo algunas de las propiedades que afectan la viscosidad. Es recomendable que se realicen nuevos modelos, en los cuales se tengan en cuenta otras propiedades que puedan mejorar la precisión de estos al momento de estimar la viscosidad de los crudos extrapesados vivos.

BIBLIOGRAFIA

AHMED, Tarek. Equations of State and PVT Analysis: Applications for Improved Reservoir Modeling. Houston: Gulf Publishing Company, 2007. 237 - 243 p.

BEGGS, H.D y ROBINSON J.R. Estimating the Viscosity of Crude Oils Systems. J. Pet. Tech. Septiembre, 1975. 1140-1141 p.

BERGMAN, D.F y SUTTON, R.P. Undersaturated Oil Viscosity Correlation for Adverse Conditions. SPE 103144, presentado en SPE Annual Technical Conference, San Antonio. Sep, 2006.

BERGMAN, D.F y SUTTON, R.P. An Update to Viscosity Correlations for Gas – Saturated Crude Oils. SPE 110195, presentado en SPE Annual Technical Conference. Anaheim. Nov, 2007.

BERGMAN, D.F y SUTTON, R.P. Application of Bergman-Sutton Method for Determining Blend Viscosity. SPE 117711, presentado en SPE Eastern Regional/AAPG Eastern Section Join Meeting. Pittsburgh, USA. Octubre, 2008.

CHEW, J y CONALLY, C.A. A Viscosity Correlation for Gas-Saturated Crude Oils. Transactions AIME, volumen 216. 1959, 23-25 p.

DE GHETTO, G., et al. Pressure-Volume-Temperature Correlations for Heavy and Extraheavy Oils. SPE 30316, presentado en la SPE Conference, Calgary. Jun, 1995.

DOLADO, J. Validez de las Predicciones en la Estimación de Costes [en línea]. The British Computer Society, Enero, 1999.

ELSHARKAWY, A.M. y ALIKHAN, A.A. Models for Predicting The Viscosity of Middle East Crude Oils, Viscosity Correlations for Gulf of Mexico Crude Oils. Fuel. Junio, 1999. 891-903 p.

ESCOBAR, Freddy H. Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos. Neiva: Editorial Universidad Surcolombiana, 2004. 162-166 p.

GALTON, F. Natural Inheritance. London: Mcmillan & Co. 1889.

GUARIN ARENAS, Flaminio. Determinación de un modelo de relación de influjo de producción (IPR) para crudos extra pesados con movilidad. Caso formación San Fernando. Bucaramanga, 2011. Trabajo de Grado (Maestría en ingeniería con énfasis en hidrocarburos). Universidad Industrial de Santander. Facultad de Fisicoquímicas.

HERNANDEZ, Macario. Valores Outliers [en línea]. Sistemas de Optimización y Estadística. Octubre 2008.

HOSSAIN, M.S., et al. Assessment and Development of Heavy-Oil Viscosity Correlations. SPE/PS-CIM/CHOA 97907 PS2005-407, presentado en SPE International Thermal Operations and Heavy Oil Symposium. Calgary. Nov, 2005.

JIMENEZ RIOS, José y MEDINA SERRANO, Jorge. Determinación de correlaciones para estimar la viscosidad de crudos colombianos por encima y por debajo del punto de burbuja. Bucaramanga, 1993. Trabajo de Grado (Ingeniero de Petróleos). Universidad Industrial de Santander. Facultad de Fisicoquímicas.

KARTOATMODJO, T. New Correlations for Crude Oil Physical Properties. SPE 23556. Sep, 1991.

LABEDI. R. Improved correlations for predicting the viscosity of light crudes. Journal of Petroleum Science and Engineering, 8. Amsterdam, 1992, 221-234 p.

OSAMAH, A., et al. Heavy Oil Viscosity and Density Prediction at Normal and Elevated Temperatures. SPE 163342, presentado en SPE Kuwait International Petroleum Conference. Kuwait City. Dic, 2012.

OROZCO CHINOME, Lina. Adaptación de modelos de mezclas multicomponentes de crudos pesados colombianos. Bucaramanga, 2011. Trabajo de Grado (Ingeniero de Petróleos). Universidad Industrial de Santander. Facultad de Fisicoquímicas.

PETROSKY, G.E. y FARSHAD, F.F. Viscosity Correlations for Gulf of Mexico Crude Oils. SPE 29468, presentado en SPE Production Operation Symposium. Oklahoma. Abril, 1995.

SANABRIA CALA, Ernesto y MELO HERNANDEZ, Mario. Ajuste de las correlaciones normalmente usadas para determinar las propiedades de los fluidos de los campos la Cira-Infantas a partir de sus pruebas PVT. Bucaramanga, 1997. Trabajo de Grado (Ingeniero de Petróleos). Universidad Industrial de Santander. Facultad de Fisicoquímicas.

STANDING, M.B. A Pressure Volume-Temperature Correlation for Mixtures of California Oils and Gases. Drilling and Production Practices, API. 1947. 275 p. DE GHETTO, G., et al. Pressure-Volume-Temperature Correlations for Heavy and Extraheavy Oils. SPE 30316, presentado en la SPE Conference, Calgary. Jun, 1995.

TREVIÑO, Manuel. Futuro Pesado [en línea]. Carta petrolera. Edición 114. ECOPETROL. Abril 2006.

VASQUEZ, M.E y BEGGS, H.D. Correlation for Fluid Physical Property Prediction. Journal of Petroleum Technology. 1980. 968p.

ANEXOS

ANEXO A. INFORMACION COMPLEMENTARIA PARA EL AJUSTE DE LOS MODELOS DE VISCOSIDAD DE CRUDO VIVO

Tabla A-1: Base de datos original para crudos saturados

Datos	API	T	P	R_s	μ_{os}	μ_{od}
		°F	Psia	scf/STB	Cp	Cp
1	6.00	147.90	2503.39	329.45	295.90	1386.90
2	6.30	165.20	4021.96	323.62	90.30	561.10
3	6.50	210.20	697.64	93.77	83.50	230.00
4	7.30	221.70	249.47	18.82	177.40	211.00
5	7.50	203.00	4565.86	24.26	360.10	451.50
6	7.50	153.50	2082.77	208.50	208.50	1133.40
7	7.85	184.00	115.00	24.00	797.31	1157.44
8	7.85	184.00	215.00	37.00	648.13	1157.44
9	7.85	184.00	315.00	48.00	533.67	1157.44
10	7.85	184.00	415.00	61.00	437.17	1157.44
11	7.90	208.90	342.29	25.48	151.80	236.00
12	7.90	165.20	2902.25	294.56	106.10	443.70
13	8.00	215.60	619.32	301.28	240.00	264.90
14	8.00	210.20	668.63	103.10	118.00	230.00
15	8.20	215.60	725.20	84.06	113.00	233.20
16	8.30	212.00	639.63	89.27	116.30	262.00
17	8.90	212.00	597.56	69.57	106.50	219.20
18	9.00	210.00	654.13	89.83	72.70	160.70
19	9.50	185.00	115.00	17.34	740.00	818.00
20	9.50	185.00	215.00	38.11	589.00	818.00
21	9.50	185.00	415.00	59.62	480.00	818.00
22	9.50	185.00	600.00	67.99	450.00	818.00

Fuente: Autores del Proyecto

Tabla A-2: Base de datos original para crudos subsaturados

Datos	API	T	P	Pb	μ_{ob}	μ_{od}	μ_{ou}
		°F	Psia	Psia	cp	cp	cp
1	6.00	147.90	3428.75	2503.39	295.90	1386.90	354.60
2	6.30	165.20	5391.14	4021.96	90.30	561.10	108.30
3	6.50	210.20	4808.08	697.64	83.50	230.00	158.00
4	7.30	221.70	4732.66	249.47	177.40	211.00	345.80
5	7.50	153.50	4565.86	2082.77	208.50	451.50	278.10
6	7.85	184.00	3315.00	586.00	299.00	1157.44	772.00
7	7.85	184.00	3015.00	586.00	299.00	1157.44	720.00
8	7.85	184.00	2015.00	586.00	299.00	1157.44	547.00
9	7.85	184.00	1015.00	586.00	299.00	1157.44	374.00
10	7.85	184.00	715.00	586.00	299.00	1157.44	322.00
11	7.90	208.90	4148.14	342.29	151.80	236.00	269.50
12	7.90	165.20	5518.77	2902.25	106.10	443.70	149.90
13	8.00	215.60	4494.79	619.32	240.00	264.90	307.30
14	8.00	210.20	4708.00	668.63	118.00	230.00	205.50
15	8.30	212.00	4883.50	639.63	116.30	262.00	190.10
16	8.60	217.40	4996.63	626.57	85.60	186.00	163.80
17	8.90	212.00	4908.15	597.56	106.50	219.20	192.00
18	9.00	210.00	4808.08	654.13	72.70	160.70	125.10
19	9.50	184.00	2015.00	600.00	450.00	818.00	535.00
20	9.50	184.00	2515.00	600.00	450.00	818.00	559.00

Fuente: Autores del Proyecto

Tabla A-3: Análisis estadístico para los modelos de viscosidad de crudo saturado

Análisis Estadístico	Modelos						
	Guetto	Kartoatmodjo	Petrosky	Hossain	Beggs	Chew	Elsharkawy
E_{rp} (%)	15.46	0.93	-0.45	-12.41	-20.97	23.38	-24.96
E_{ap} (%)	20.22	13.03	12.38	15.54	21.46	23.75	24.96
σ	164.86	74.04	64.29	66.77	88.69	116.99	141.24

Fuente: Autores del Proyecto

Tabla A-4: Análisis estadístico para los modelos de viscosidad de crudo subsaturado

Análisis Estadístico	Modelos						
	Guetto	Kartoatmodjo	Petrosky	Hossain	Vásquez	Bergman	Elsharkawy
E_{rp} (%)	-2.81	-36.28	-37.79	6.22	12.98	-21.76	-29.84
E_{ap} (%)	7.12	36.28	37.79	18.84	28.63	22.51	29.84
σ	60.61	192.21	194.82	114.97	138.99	153.62	165.35

Fuente: Autores del Proyecto

Tabla A-5: Valores calculados para los términos A y B antes de la optimización del modelo de Petrosky.

Datos	μ_{os} Medido	Antes de la Optimización			
		A	B	μ_{os*}	$(\mu_{os} - \mu_{os*})^2$
1	83.500	0.705	0.908	98.858	235.863
2	177.400	0.765	0.998	160.211	295.452
3	360.100	0.761	0.991	325.846	1173.306
4	208.500	0.625	0.802	176.855	1001.382
5	797.310	0.761	0.991	830.749	1118.421
6	648.130	0.750	0.975	728.238	6417.047
7	533.670	0.741	0.961	653.559	14373.951
8	437.170	0.731	0.945	577.249	19622.182
9	151.800	0.760	0.989	169.576	315.985
10	118.000	0.698	0.898	92.728	638.657
11	113.000	0.713	0.919	107.180	33.869
12	116.300	0.709	0.913	114.903	1.953
13	106.500	0.724	0.935	112.327	33.951
14	72.700	0.708	0.913	73.241	0.293
15	740.000	0.766	1.000	629.042	12311.613
16	589.000	0.749	0.973	513.696	5670.763
17	480.000	0.732	0.947	420.910	3491.679
18	450.000	0.725	0.937	390.598	3528.601

Fuente: Autores del Proyecto

Tabla A-6: Información complementaria del modelo de Petrosky Modificado.

Datos	μ_{os} Medido	Petrosky Modificado			
		A	B	μ_{os}*	Er (%)
1	83.500	0.863	0.8677	96.731	15.845
2	177.400	0.9874	0.9732	180.475	1.733
3	360.100	0.8849	0.9636	319.760	-11.203
4	208.500	0.8638	0.7819	211.157	1.274
5	797.310	0.8868	0.9640	796.272	-0.130
6	648.130	0.8641	0.9424	666.298	2.803
7	533.670	0.8638	0.9256	591.463	10.830
8	437.170	0.8638	0.9072	519.708	18.880
9	151.800	0.8780	0.9615	167.859	10.579
10	118.000	0.8638	0.8579	91.738	-22.256
11	113.000	0.8638	0.8785	103.848	-8.099
12	116.300	0.8638	0.8726	111.318	-4.284
13	106.500	0.8638	0.8960	108.107	1.509
14	72.700	0.8638	0.8720	72.437	-0.362
15	740.000	1.0637	0.9758	740.000	0.000
16	589.000	0.8640	0.9407	474.718	-19.403
17	480.000	0.8638	0.9091	384.099	-19.979
18	450.000	0.8638	0.8980	356.603	-20.755

Fuente: Autores del Proyecto

Tabla A-7: Valores calculados para los términos X, Y, Z antes de la optimización del modelo de Guetto.

Datos	μ_{ou} Medido	Antes de la Optimización				
		X	Y	Z	μ_{ou}*	Er (%)
1	158.000	7.637	7.415	1.241	557.554	4.216
2	345.800	7.637	7.415	1.241	595.559	6.540
3	772.000	2.007	7.773	1.159	162.596	2.909
4	720.000	1.828	5.633	1.181	334.134	-3.374
5	547.000	11.015	7.360	1.196	614.709	-20.374
6	374.000	11.015	7.360	1.196	580.003	-19.444
7	322.000	11.015	7.360	1.196	464.316	-15.116
8	269.500	11.015	7.360	1.196	348.630	-6.784
9	307.300	11.015	7.360	1.196	313.924	-2.508
10	205.500	2.057	6.219	1.197	270.662	0.431
11	190.100	2.324	7.489	1.200	330.780	7.641
12	163.800	2.002	7.670	1.200	195.339	-4.944
13	192.000	2.297	7.565	1.208	211.753	11.390
14	535.000	1.600	7.516	1.216	154.580	-5.629
15	559.000	1.903	7.405	1.224	189.522	-1.290
16	125.100	1.372	7.618	1.227	126.764	1.330

Fuente: Autores del Proyecto

Tabla A-8: Información complementaria del modelo de Guetto Modificado

Datos	μ_{ou} Medido	Guetto Modificado				
		X	Y	Z	μ_{ou}*	Er (%)
1	158.000	2.077	7.788	1.159	165.664	4.851
2	345.800	1.861	5.642	1.181	337.124	-2.509
3	772.000	16.267	7.374	1.196	766.066	-0.769
4	720.000	16.267	7.374	1.196	714.721	-0.733
5	547.000	16.267	7.374	1.196	543.572	-0.627
6	374.000	16.267	7.374	1.196	372.423	-0.422
7	322.000	16.267	7.374	1.196	321.078	-0.286
8	269.500	2.146	6.230	1.197	275.945	2.392
9	307.300	2.486	7.503	1.200	337.259	9.749
10	205.500	2.077	7.685	1.200	198.338	-3.485
11	190.100	2.451	7.579	1.208	218.320	14.845
12	163.800	1.584	7.530	1.216	154.000	-5.983
13	192.000	1.953	7.419	1.224	191.836	-0.085
14	535.000	10.454	7.428	1.241	597.479	11.678
15	559.000	10.454	7.428	1.241	649.591	16.206
16	125.100	1.315	7.632	1.227	124.622	-0.382

Fuente: Autores del Proyecto

Tabla A-8: Información complementaria del nuevo modelo propuesto para crudos subsaturados

Datos	μ_{ou} Medido	Nuevo Modelo				
		X	Y	Z	μ_{ou}*	Er (%)
1	158.00	1.963	7.788	1.1597	161.167	2.005
2	345.80	1.886	5.642	1.1811	339.345	-1.867
3	772.00	16.309	7.374	1.1960	767.264	-0.613
4	720.00	16.309	7.374	1.1960	715.788	-0.585
5	547.00	16.309	7.374	1.1960	544.200	-0.512
6	374.00	16.309	7.374	1.1960	372.611	-0.371
7	322.00	16.309	7.374	1.1960	321.135	-0.269
8	269.50	1.987	6.230	1.1973	266.770	-1.013
9	307.30	2.106	7.503	1.2001	322.382	4.908
10	205.50	1.963	7.685	1.2001	193.941	-5.625
11	190.10	2.094	7.579	1.2083	203.435	7.015
12	163.80	1.787	7.530	1.2166	162.728	-0.654
13	192.00	1.919	7.419	1.2249	190.359	-0.855
14	535.00	5.975	7.428	1.2418	534.298	-0.131
15	559.00	5.975	7.428	1.2418	564.085	0.910
16	125.10	1.686	7.632	1.2277	139.256	11.316

Fuente: Autores del Proyecto

ANEXO B.

RANGOS DEFINIDOS PARA MODELOS DE VISCOSIDAD DE CRUDO VIVO

Tabla B-1: Rangos definidos por los autores para los modelos de crudo saturado.

	Modelos						
	Guetto	**Kartoatmodjo**	**Petrosky**	**Hossain**	**Beggs**	**Chew**	**Elsharkawy**
No. Datos	63	5321	864	263	2073	2257	254
T (°F)	131-251	80 – 320	80-320	124-200	-	72-292	-
Rs (scf/STB)	17.2 – 640	2.3 – 572	21–1885	19-493	20-2070	51-3544	10-3600
Pb (Psia)	209- 4022	0.5 – 682	-	222-1458	-	132-5645	-
μ_{os} (cp)	2.1 – 296	-	0.2 – 7.4	3-517	-	-	0.05-20.8
E_{rp} (%)	-	0.08	-3.12	-	-1.83	-	2.8
E_{ap} (%)	12.6	16.1	19.66	-.	7.4	-	25.7
σ	10.0	-	14.47	-	27.25	-	18.6

Fuente: Autores del Proyecto

Tabla B-2: Rangos definidos por los autores para los modelos de crudo subsaturado.

	Modelos					
	Guetto	**Kartoatmodjo**	**Petrosky**	**Hossain**	**Vásquez**	**Elsharkawy**
No. Datos	63	5321	404	263	3143	254
T (°F)	131-251	80 – 320	-	124-200	-	-
Rs (scf/STB)	17.2 - 640	2.3 – 572	21–1885	19-493	-	10-3600
Pb (Psia)	209- 4022	-	-	222-1458	-	-
μ_{os} (cp)	2.1 - 296	-	-	3.6-360	-	0.05-20.8
μ_{ou} (cp)	0.224-4.1	0.096 -586	0.22-4.1	-	-	-
E_{rp} (%)	-	-	-	-	-	2.8
E_{ap} (%)	4.0	6.87	2.9	20.1	7.4	12.1

Fuente: Autores del Proyecto

ANEXO C.
INFORMACION COMPLEMENTARIA PARA LA VALIDACION DE LOS MODELOS PROPUESTOS

Tabla C-1: Validación de los modelos propuestos para crudos subsaturados

Datos	API	μ_{ou} PVT (cp)	Guetto Modificado		Nuevo Modelo	
			μ_{ou} (cp)	Er (%)	μ_{ou} (cp)	Er (%)
1	6.0	354.600	350.094	-1.270	337.511	-4.820
2	7.1	228.300	232.155	1.690	212.396	-6.970
3	7.9	278.100	284.145	2.170	249.825	-10.170
4	9.0	132.700	118.356	-10.810	120.197	-9.420
5	9.2	673.500	654.372	-2.840	680.046	0.970
6	9.5	580.000	701.704	20.980	593.872	2.390
7	9.5	472.000	493.254	4.500	474.723	0.580

Fuente: Autores del Proyecto

Tabla C-2: Validación del modelo propuesto para crudos saturado

Datos	API	μ_{ou} PVT (cp)	Petrosky Modificado	
			μ_{ou} (cp)	Er (%)
1	7.1	124.700	122.881	-1.460
2	7.3	77.300	68.166	-11.820
3	7.9	106.100	90.895	-14.330
4	8.6	85.600	83.881	-2.010
5	9.0	420.100	451.918	7.570
6	10.2	82.770	75.065	-9.310
7	10.2	75.060	69.551	-7.340

Fuente: Autores del Proyecto