ADAPTACIÓN DE MODELOS DE MEZCLAS MULTICOMPONENTES DE CRUDOS PESADOS COLOMBIANOS

LINA MARIA OROZCO CHINOME

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE FISISCOQUIMICA
ESCUELA DE INGENIERIA QUIMICA
BUCARAMANGA
2011

ADAPTACIÓN DE MODELOS DE MEZCLAS MULTICOMPONENTES DE CRUDOS PESADOS COLOMBIANOS

LINA MARIA OROZCO CHINOME

Trabajo de grado presentado como requisito para optar el título de Ingeniera Química

DIRECTOR
PhD. Rolando de Jesús Barrera Zapata

CODIRECTORES
Ing. Flaminio Guarín Arenas

Ing. Cesar Augusto García Chinchilla
(ICP-Ecopetrol S.A.)

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE FISICOQUIMICA
ESCUELA DE INGENIERIA QUIMICA
BUCARAMANGA
2011

AGRADECIMIENTOS

Agradecimientos sinceros a:

A **Dios** la oportunidad de ser quien soy, de llegar hasta donde he llegado y por todas las oportunidades que tiene para mí.

A la **Universidad Industrial de Santander**, a sus profesores que fueron de gran apoyo para el fortalecimiento integral.

Rolando de Jesús Barrera, director de proyecto por su apoyo y colaboración durante este proceso.

Flaminio Guarín, ingeniero de petróleos por su colaboración y su buen sentido del humor durante la elaboración de este proyecto y la oportunidad brindada profesionalmente.

Cesar Augusto García, ingeniero de petróleos por su paciencia, dedicación y máximo apoyo incondicional fue posible culminar con éxito la elaboración de este proyecto y pasos en mi proceso de formación.

A mis compañeras y amigas **Edith y Fer** por su buena energía, actitud, amistad y afecto brindado durante este proceso.

Un reconocimiento especial a **Kennyher Caballero** por ser un amigo incondicional y constante, por sus consejos, por su ánimo, actitud y motivación a lo largo de mi carrera.

A todas las personas de una u otra manera estuvieron apoyándome en cada paso de mi carrera profesional y fueron fundamentales en este proceso, a mis amigos y compañeros que siempre fueron mi roca (Mauricio, Carolina, Emilio, Leo, Iván, JR, Manuel, Paola).

DEDICA

Non temere, perché io sono con te; non smarrirti, perché io sono il tuo Dio. Ti rendo forte e anche ti vengo in aiuto e ti sostengo con la destra vittoriosa

Isaia 40, 11

A Javier Orozco Ballesteros, Guillermina Chinome Rojas e a mio caro fratello Stefano

Oggi dopo lunghe notti senza dormire, e dopo questo percorso, che non sarei riuscita a fare senza la forza che Dio mi dato, sono arrivata alla fine di questo cammino con una immensa gioia per aver reso realtà i miei sogni e aver dato tutto di me. Per tutto ciò dedico questa tesina a tutti quelli che con le sue parole piene di saggezza hanno riempito il mio spirito e lo hanno reso forte, ricordandomi che quando più buia è la notte, più vicina è l'alba.

Al mio padre, per riflessare i suoi sogni su di me e perchè anche in silenzio, sempre è stato al mio fianco.

Alla mia cara mamma chi col suo immensurabile lavoro, amore e saggezza ha guidato la mia strada, e per farmi diventare la donna che sono oggi, per le sue braccia e i suoi consigli che mi hanno riscaldato nella fredda solitudine che ho provato lontano da casa. Spero un giorno di restituirne anche solo un pò, quello che mi ha dato senza aspettare più nulla.

A quella persona che oggi ha reso possibile che questa dedica sia nella lingua italiana, mio caro fratello dal quale mi è stata instillata la convinzione che nella vita posso raggiungere qualsiasi meta, con un sacco di impegno ed un pizzico di fortuna e perchè voglio che pure lui raggiunga i suoi sogni.

A quella che è stata la mia seconda mamma, mia Zia Oma chi mi ha stimolato a non mollare mai e mi ha insegnato a fidarmi di colui chi ci ama e ci protegge.

A mia cara Nonnina Elvira per il suo esempio di vita e per la sua grande dedicazione a la nostra famiglia.

A te Signore per che mi hai dato tutte queste persone, che come angeli tuoi hanno custodito le mie notte e i miei giorni, e perchè oggi posso dare agli altri quello che mi hai donato. Fidata nelle tue mani seguiró il mio cammino.

LINA MARIA OROZCO CHINOME

DEDICATORIA

“ASI QUE NO TEMAS, PORQUE YO ESTOY CONTIGO, NO TE ANGUSTIES, PORQUE YO SOY TU DIOS. TE FORTALECERÉ Y TE AYUDARÉ; TE SOSTENDRÉ CON MI DIESTRA” Isaias 41:10

A Javier Orozco Ballesteros, Guillermina Chinome Rojas y mi querido hermano Esteban

Hoy luego de tantas noches en vela, y de haber cruzado este camino recurriendo a las fuerzas que sólo Dios pudo haber puesto en mí, llego al final de ese camino con una inmensa alegría al cumplir uno de mis logros y haber dado todo de mí. Por eso agradezco a todos aquellos que con sus palabras llenas de sabiduría fortalecieron mi espíritu y lo hicieron más fuerte recordándome en aquellas noches oscuras que pronto iba a amanecer.

A papa por reflejar parte de sus sueños en mí y porque a pesar de su silencio siempre estuvo allí.

A mi querida madre quien con su incansable labor ha trazado el camino para ser hoy quien soy, por sus abrazos y sus consejos que me llenaron de calor en los momentos de fría soledad lejos de casa. Espero regresar un poco de todo lo que me has dado gratuitamente.

A la persona que hoy hace posible que esta dedicatoria sea en italiano, a mi querido hermano que tanto quiero y a quién le agradezco su apoyo incondicional y porque quiero que muchos de sus sueños también sean una realidad quiero seguir adelante en el arduo camino que tenemos que recorrer.

A mi segunda mama, mi **tía Oma** que me impulso a luchar por mis ideales y me enseñó a contar con ese ser que tanto nos ama y nos conduce

Y a ti querida **abuelita Elvira** por tu ejemplo de vida, por tus innumerables historias.

Te agradezco a ti Señor por todas estas personas que como ángeles tuyos velaron mis noches y mis días, porque hoy puedo retribuir a los demás parte de esa bondad que me has donado. Sigo confiada mi camino siempre llevada de tu mano.

LINA MARIA OROZCO CHINOME

CONTENIDO

Pág.

1. INTRODUCCIÓN 18

1.1. Estado del arte y definición del problema de investigación 18

2. MARCO TEÓRICO 21

2.1. Idealidad de la mezcla entre crudos: 21

2.2. Relación temperatura- viscosidad 21

2.3. Modelos de viscosidad 21

2.4. Modelos de densidad 23

3. OBJETIVO 24

3.1. Objetivos específicos 24

3.2. Alcance general del proyecto 24

4. DESCRIPCION DEL PROCESO 25

5. EVALUACIÓN DE MODELOS Y DISCUSIÓN DE RESULTADOS 26

5.1 SELECCIÓN DE MODELOS 26

5.1.1. Selección del modelo de viscosidad 26

5.1.2. Selección del modelo de densidad 26

5.2. COMPARACIÓN DE MODELOS 26

5.2.1. Comparación de modelos de viscosidad 26

5.2.2. Comparación de los modelos de densidad 28

6. AJUSTE DE MODELOS.....29

6.1 Ajuste de modelo de viscosidad 29

6.2. Ajuste de modelo de densidad API 31

7. ANALISIS ESTADISTICO I 34

7.1. Modelo ajustado de viscosidad:.....34

7.2. Modelo ajustado de densidad.....36

8. ANALISIS ESTADISTICO II 38

8.1. Modelo adaptado de viscosidad.....38

8.2. Modelo ajustado de densidad.....39

9. VALIDACION DE LOS MODELOS 42

9.1. Modelo de viscosidad 42

9.2. Modelo de densidad 42

CONCLUSIONES.....44

RECOMENDACIONES.....45

REFERENCIAS 46

ANEXOS.....48

LISTA DE FIGURAS

Pág.

FIGURA 1. Comparación de modelos de viscosidad.....27

FIGURA 2. Comparación de los modelos de densidad 28

FIGURA 3. Comparación entre la densidad real en campo (verde) v.s densidad con modelo de Erno sin ajustar (Azul).....31

FIGURA 4. Comparación entre la densidad real en campo (verde) v.s densidad con modelo de Erno modificado (Azul).....33

LISTADO DE TABLAS

Pág.

TABLA 1. Métodos más comunes para la predicción de la viscosidad de la mezcla 22

TABLA 2. Métodos más comunes para la predicción de la densidad de la mezcla 23

TABLA 3. Porcentaje de error de los modelos de viscosidad 27

TABLA 4. Porcentaje de error de los modelos de densidad 28

TABLA 5. Correlaciones de viscosidad obtenidas para el crudo 29

TABLA 6. Datos para la adaptación del modelo de viscosidad 34

TABLA 7. Resultados del ajuste lineal múltiple 35

TABLA 8. Datos para la adaptación del modelo de densidad 36

TABLA 9. Resultados del ajuste lineal múltiple 37

TABLA 10. Datos utilizados en el análisis multivariado 38

TABLA 11. Resultados del ajuste lineal múltiple 38

TABLA 12. Datos para la adaptación del modelo de densidad.....39

TABLA 13. Resultados del ajuste lineal múltiple 41

LISTA DE ANEXOS

Pág.

ANEXO 1. Influencia de la cantidad de diluyente en la viscosidad de la mezcla…….48

ANEXO 2. Estadística descriptica de los parámetros de los modelos…….48

ANEXO 3. Efecto de la viscosidad y el porcentaje de error de los diferentes modelos de mezcla ……..52

RESUMEN

TÍTULO: ADAPTACIÓN DE MODELOS DE MEZCLAS MULTICOMPONENTES DE CRUDOS PESADOS COLOMBIANOS*.

AUTOR: LINA MARIA OROZCO CHINOME.**

PALABRAS CLAVES: Viscosidad, Densidad, Shrinkage, Ajuste, Modelos, Mezclas Multicomponentes, Crudos Pesados, Diluyentes.

En Colombia la industria del petróleo cuenta con una problemática durante el proceso de levantamiento, recolección, tratamiento y transporte de crudos pesados debido a su alta viscosidad (resistencia al flujo) [1] y su baja calidad API (densidad relativa a la densidad del agua) [2]. La estación de bombeo de Apiay (EBA, localizada en el departamento de Meta -, Colombia) se enfrenta a esta problemática debido a que en ella se recolectan crudos de diferentes campos con caracterizaciones disímiles (densidad, API, curvas de destilación etc). Como alternativa se tiene la dilución de crudo pesado con diluyente. Basados en datos experimentales de campo se organizaron, Se analizaron modelos propuestos en la literatura que predijeran la viscosidad y la densidad de las mezclas considerando el ajuste del factor de encogimiento (*Shrinkage*) que se presenta debido al acomodamiento de las moléculas en el momento de la mezcla. Se encontraron modelos para la estimación de viscosidades y pocos para el cálculo de densidad de las mezclas (crudo-diluyente). Estos modelos se evaluaron y sus predicciones (viscosidad y API) se compararon con los datos de campo existente, Posteriormente se realizó el ajuste semi-empírico de los modelos que arrojaron las mejores predicciones Como criterios para su ajuste se consideraron condiciones como precisión del ajuste (suma mínima del cuadrado) de los errores condiciones de frontera o de mínimos o máximos locales. A partir de las modificaciones realizadas se obtuvieron modelos más generalizados. Finalmente se desarrollaron análisis multivariado para proponer modelos de predicción para el cálculo de la densidad y de la viscosidad de las mezclas de crudos y diluyentes del campo.

* Tesis de Grado.

** Facultad de Ingenierías Físico-Químicas, Escuela de Ingeniería Química.

Director: Rolando de Jesús Barrera Zapata, Co-directores: Flaminio Guarín Arenas, Cesar Augusto García Chinchilla.

ABSTRACT

TITLE: ADAPTATION OF A MODEL OF MULTICOMPONENT MIXTURES TO COLOMBIAN HEAVY CRUDES*.

AUTHOR: LINA MARÍA OROZCO CHINOME.**

KEYWORDS: Viscosity, Density, Shrinkage, Set, Models, Multicomponent mixtures, heavy crude oil, thinners.

In Colombia the petroleum industry has a problem in the process of removal, collection, treatment and transportation of heavy crude oil due to its high viscosity (resistance to flow) and its low quality measured by API gravity. The pumping station Apiay(EBA located in the department of Meta, Colombia) is facing this problem because in it is collected crude oil from different camps with dissimilar characterizations (density, API gravity, distillation curves, etc.). As alternative there is the heavy crude oil dilution with thinner. Based on experimental data got from the camp, models proposed in the literature were analysed in order to predict the viscosity and density of mixtures considering the shrinkage factor which arises due to the arrangement of molecules at the time of mix. More models for the estimation of viscosities were found than models to calculate density of the mixture (oil-thinner). These models were evaluated and their predictions (viscosity and API) were compared with data already got from the camp. Afterward, semi-empirical adjustments of the models which gave the best predictions were made. As criteria for setting were considered conditions as accuracy of fit (minimum sum of squared) of the boundary conditions errors or local minimum or maximum. Since the changes made more generalized models were obtained. Finally, multivariate analyses were developed in order to propose predictive models for the calculation of the density and viscosity of mixtures of crude oil and diluents in the field.

* Thesis Project.

** Faculty of Physical Chemical Engineering. School of Chemical Engineering

Director: Rolando de Jesús Barrera Zapata, Co-directors: Flaminio Guarín Arenas, Cesar Augusto García Chinchilla.

.

1. INTRODUCCIÓN

1.1. Estado del arte y definición del problema de investigación

Sin lugar a duda la exploración, explotación y producción de crudos pesados y extra pesados es el auge de los estudios en la industria petrolera, debido a las condiciones físico- químicas encontradas en él (aumento de viscosidad y disminución de la calidad API), que hacen difícil su recolección (pozos de producción), tratamiento y transporte (hacia refinerías y exportación).

Producto de la acelerada declinación en la producción de crudos livianos y el poco éxito en el hallazgo reciente de nuevos yacimientos que almacenen cantidades considerables de crudo con baja gravedad API. En consecuencia los estudios se centran en la creación e implementación de nuevas tecnologías y alternativas que permitan facilitar los procesos de transporte por oleoductos buscando mejorar la relación costo- beneficio para aprovechar la rentabilidad que ofrecen los crudos pesados y extrapesados.

La viscosidad y la densidad son dos factores importantes en el tratamiento y transporte de crudo, Para ello, se tienen una serie de métodos y modelos para el cálculo de estas en la mezcla crudo- diluyente. En el caso de la viscosidad modelos como Parkash (2003), Refutas (1947), Cragoe (1933), entre otros, buscan predecir la disminución de la resistencia a fluir del crudo; mientras que en la densidad, modelos como Erno y Booker buscan determinar el grado de encogimiento que sufre el crudo y el diluyente en la mezcla cuando las moléculas son acomodadas por el proceso. Estas propiedades son de particular importancia para estudiar o mejorar el transporte del crudo por tuberías. [3]

En Colombia, la industria del petróleo se está enfocando en la obtención y tratamiento de los crudos pesados y/o extrapesados de las diferentes regiones exploradas, por ejemplo a los llanos orientales, se obtienen crudos de los campos

Rubiales, Castilla, Chichimene, Apiay, Suria, entre otros. Estos llegan a la estación de bombeo de Apiay (EBA), en donde ocurren procesos de levantamiento del crudo-(por medio de bombeo mecánico y bombeo electro sumergible), recolección, tratamiento y transporte a los diferentes puntos de manejo y producción. El 80% del crudo es exportado a diferentes partes del mundo y el 20% restante se destina para la producción de combustibles y productos petroquímicos utilizados en nuestro país.

Uno de los principales problemas en la manipulación de los crudos se da debido al alto grado de viscosidad y al bajo grado de API de los crudos pesados colombianos, dificultando su transporte a las refinerías- para ello se estudian nuevas alternativas y tecnologías de solución para evitar daños en tuberías y tanques. Por ejemplo, existen crudos que tienen viscosidades comparables con la viscosidad del arequipe a 30 °C, por lo que la industria petrolera ha optado por aplicar alternativas como calentamiento (con las consecuentes restricciones ambientales), o dilución en las diferentes etapas del proceso. Este último proceso se ha mejorado utilizando naftas como diluyentes, las cuales tienen un API que oscila entre 55 y 90, prefiriéndose aquellas entre el rango de 60 a 70 API mezcladas con crudos entre 8-15 API (crudos extrapesados), y 16-25 API (crudos pesados). [4]

En la industria del petróleo se enfrentan a desbalances volumétricos en las mezclas desarrolladas, ocasionando pérdidas atribuidas a fenómenos como la volatilización del crudo liviano a altas temperaturas y el encogimiento presente en las mezclas originado por el reordenamiento de las moléculas. Este fenómeno es se acentúa cuando el crudo es extrapesado que cuando es pesado, principalmente si se utilizan altos volúmenes de mezclas con significativas diferencias de volatilidad y rangos API. [5]

Para el tratamiento de esta problemática de aumento de la viscosidad y disminución del API durante el transporte, se realiza la dilución en campo de los crudos pesados con crudos livianos (naftas, condensados, apiasoles, etc.)

Hasta hace algunos años, los modelos utilizados para el cálculo de la viscosidad de mezcla solían ser adaptados a la ecuación de una línea recta (modelo ideal) reduciéndose a la sumatoria de la fracción molar de los componentes de la mezcla por la viscosidad de cada uno de ellos [6]. En la actualidad, estos modelos han evolucionado a ecuaciones cuadráticas, logarítmicas e índices de viscosidades de mezclas que dan ajustes más realistas al cálculo de la viscosidad. Por otro lado, es conocido que las pérdidas volumétricas de la mezcla de crudos pesados con diluyentes se debe principalmente al factor de encogimiento (Shrinkage) y para su estimación se deben tener en cuenta variables como el volumen, la densidad y la cantidad de diluyente en la mezcla, considerando que a mayor calidad API en una mezcla será menor el porcentaje de diluyente en la mezcla para obtener una viscosidad desea [4] (Anexo 1).

En este estudio se realizan análisis multivariados que consideran variables claves durante los procesos como: viscosidad, densidad, volumen, etc. para el cálculo o estimación de viscosidad y densidad de mezclas de crudos y diluyentes. Los modelos se validan con datos suministrados por la estación de bombeo.

2. MARCO TEÓRICO

2.1. Idealidad de la mezcla entre crudos:

La mezcla entre crudos de diferentes grados API, en donde el volumen, la entalpia y la energía interna son iguales a las de sus componentes, presenta una relación lineal entre la viscosidad y la composición de la mezcla, implicando que no existirá cambio de volumen y su comportamiento será ideal [3], por lo que la densidad de la mezcla puede predecirse a partir de la ecuación de comportamiento ideal: $\mu_{mezcla} = \quad X_i * \mu_i$

Cuando las mezclas la idealidad, es necesario incluir parámetros empíricos para predecir aceptablemente la viscosidad de la mezcla a partir de las viscosidades de los componentes.

2.2. Relación temperatura- viscosidad

A medida que se aumenta la temperatura de la mezcla, la viscosidad tiende a disminuir y viceversa. Esto se debe al aumento de la velocidad en las moléculas que hace disminuir la fuerza de cohesión y la resistencia molecular [6].

2.3. Modelos de viscosidad

Existen diferentes modelos para la predicción de la viscosidad en las mezclas entre crudos con diluyentes. Algunos de los más comunes se muestran en la Tabla 1 [7]. Los modelos pueden ofrecer mejores o peores predicciones dependiendo de las particularidades de las mezclas utilizadas en campo.

Tabla 1. Métodos más comunes para la predicción de la viscosidad de la mezcla [7][1]

Método	Año de publicación	Modelo
Arrhenius	1887	$\ln \mu_m = \sum_{i=1}^{n} X_i \ln \mu_i$
Bingham	1906	$\mu_m^{-1} = \sum_{i=1}^{n} V_i \mu_i^{-1}$
Kendall and Monroe	1917	$\mu_m = \sum_{i=1}^{n} X_i \mu_i^{\frac{1}{3}}{}^{3}$
Cragoe	1933	$I_{Cr_i} = \frac{1000 \ln(20)}{ln\ \frac{\mu_i}{0.0005}}$ and $I_{Cr_i} = \sum_{i=1}^{n} W_i\ I_{Cr_i}$
Refutas Blend Index	1947	$I_{R_i} = 14.534 * \ln \ln\ v_i + 0.8\ + 10.975\ and\ \ I_R = \sum_{i=1}^{n} W_i\ I_{R_i}$
Maxwell Blend Index	1950	$I_{M_i} = 59.58959 - 21.8373 \ln \ln\ v_i + 0.8\ \ and\ \ I_M = \sum_{i=1}^{n} V_i\ I_{M_i}$
Chevron Método I	1971	$I_{C1} = \sum_{i=1}^{n} V_i \frac{0.1749 + 0.2681 \ln V_i + 0.0261\ (\ln V_i)^2}{1 + 0.4027 \ln V_i + 0.0164\ (\ln V_i)^2}\ and\ I_{C1} = \sum_{i=1}^{n} V_i\ I_{C1_i}$
Chevron Método II	1971	$I_{C2i} = \frac{\ln(V_i)}{ln\ 1000\ x\ V_i}\ and\ \ I_{C2} = \sum_{i=1}^{n} V_i\ I_{C2i}$
Shu	1984	$Ln\ \mu_m = a_1 \ln \mu_1 + a_2 \ln \mu_2$ $a_1 = \frac{\alpha\ V_1}{\alpha\ V_1 + V_2} \qquad a_1 = 1 - a_1$ $The\ term\ \alpha\ is\ an\ empirical\ constant$ $\alpha = \frac{17.04\ (\rho_1 - \rho_2)^{0.5237}\ \rho_1^{3.2745}\ \rho_2^{1.6316}}{\ln\ \frac{\mu_1}{\mu_2}}$ $Where\ \rho_1 > \rho_2$
Wallace and Henry	1987	$I_{WH_i} = \frac{1}{ln\ \frac{\mu_i}{a}}\ \ where \quad a = 0.01 \quad and \quad I_{WH} = \sum_{i=1}^{n} W_i\ I_{WH}$

[1] SANIERE, A, HÉNAUT, I, and ARGILLIER, J-F. *"Pipeline Transportation of Heavy Oils, a Strategic, Economic and Technological Challenge". Oil & Gas Science and Technology.* Vol. 59.2004. Pág. 455-466.

Barrufet and Setiadarma	2003	$This\ method\ updates\ shu\ as\ follows$ $\alpha = 0.35242695\ x_2^{-071154}$ $Where\ x_2\ is\ the\ mole\ fraction\ of\ the\ lighter\ component$
Parkash	2003	$I_{P_i} 0\ 376.38 \ln \ln\ (V_i + 0.93425) - 157.43 \quad and \quad I_p = \sum_{i=1}^{n} V_i\ I_{P_i}$
McAllister	2005	$\overline{V_{mix_{SSU}}} = \frac{1}{\sum_{i=1}^{n} \frac{V_i}{\overline{V_{SSU_i}}}}$

2.4. Modelos de densidad

Los modelos para el cálculo de la densidad en mezclas de crudos son relativamente escasos en la literatura. En la Tabla 2 se resumen algunos de los más comunes [8,9].

Tabla 2. Métodos más comunes para la predicción de la densidad de la mezcla [8,9]

Método	Modelo
Erno	$S = 3{,}25 * 10^{-2} * Fc - \ 3{,}31 * 10^{-4} \ * Fc^2 + \ 8{,}25 * 10^{-5} \ * Fc^3$ donde *S= volumen encogido en %* *Fc=fracción de diluyente*
Booker SI	$S = 4{,}86 * 10^{-8} * C \ \ 100 - C \ ^{0{,}819} G^{2{,}28}$ donde *S= volumen encogido en %* *C= concentración de componente liviano* *G= diferencia de API de crudo y diluyente* *unidades SI*
Booker	$S = 2{,}69 * 10^4 * C \ 100 - C \ ^{0{,}819} \ ^1 \ _{dL} - ^1 \ _{dH} \ ^{2{,}28}$ donde *S= volumen encogido en %* *C= concentración de componente liviano* $^1 \ _{dL} - ^1 \ _{dH}$ *= inverso de las densidad del crudo y del diluyente*
API	$s = 2{,}14 * 10^{-4} * C^{-0{,}0704} * G^{1{,}76}$ donde *S= volumen encogido en %* *C= concentración de componente liviano* *G= diferencia de API de crudo y diluyente*

3. OBJETIVO

Aplicar herramientas estadísticas como análisis multivariado en el ajuste de un modelo matemático para mezclas multicomponentes de crudos pesados colombianos tanto para el cálculo de la viscosidad como para la densidad API, basada en modelos preestablecidos y utilizando datos existentes de campo de la estación de bombeo de Apiay.

3.1. Objetivos específicos

- Recolectar información de viscosidad y densidad API de mezclas de crudos pesados de datos de campo de la estación de bombeo de Apiay (EBA).
- Evaluar comparativamente diferentes modelos matemáticos a partir de datos existentes de crudos pesados colombianos.
- Realizar un análisis multivariado de la información existente para identificar variables claves en el modelo de mezclas de crudos pesados y diluyentes.
- Adaptar un modelo matemático incluyendo las variables claves del análisis de datos.
- Validar el modelo adaptado utilizando los datos existentes.

3.2. Alcance general del proyecto

El alcance de este de trabajo de grado busca con apoyo de los lineamientos teóricos-prácticos adaptar un modelo matemático para el cálculo de la viscosidad y la densidad API de mezclas de crudos pesados colombianos por medio de un análisis multivariado, - identificando variables claves (viscosidad, API, %diluyente, entre otras) de reportes operativos de la estación de bombeo de Apiay (EBA).

4. DESCRIPCION DEL PROCESO

Para el desarrollo del presente trabajo se definieron dos fases: I) evaluación y comparación de algunos modelos existentes para el cálculo de viscosidad y densidad API de mezclas de crudos, y II) adaptación de modelos de viscosidad y densidad API utilizando técnicas de análisis multivariado. Estas fases se realizaron con base en datos de campo.

Para el desarrollo de este proyecto se tuvo en cuenta una serie de normativas y reglamentación para la realización de dichos modelos a tratar, la recopilación de información fue obtenida de la base de datos de la estación de bombeo de Apiay (EBA), los cuales fueron proporcionados por el Instituto Colombiano del Petróleo (ICP), que incluyo data diaria de propiedades como densidad y viscosidad de 25 tipos de crudos y 11 diluyentes obtenidos durante un periodo de nueves meses del año 2010 comprendidos entre enero y septiembre; los datos se organizaron por medio de consolidados semanales de diferentes campos teniendo en cuenta parámetros tales como API y viscosidad de cada uno de los crudos y diluyentes así como el volumen y la fracción de cada uno de ellos. Posteriormente evaluaron los modelos para el cálculo de densidad API, encontrados (el modelo de Erno, de Booker y el modelo API) para posteriormente proponer un ajuste de ellos. En esta etapa fue necesario estimar el grado de encogimiento de la mezcla, teniendo como prioridad variables como: la fracción de diluyente y el valor de la diferencia entre el inverso de las densidades de crudo y de diluyente. De igual manera se evaluaron los modelos planteados para el cálculo de viscosidad (Cragoe, Maxwell, Refutas, Parkash, Wallace and Henry, Chevron II), como criterio de selección del mejor modelo se optó por el modelo que presentara menor error (3-15%) y la mejor aproximación del promedio del valor estándar de viscosidad (300 cSt) y densidad (18 API)

5. EVALUACIÓN DE MODELOS Y DISCUSIÓN DE RESULTADOS

5.1 SELECCIÓN DE MODELOS

5.1.1. Selección del modelo de viscosidad

Como criterio para la selección del modelo de viscosidad se consideró que los métodos seleccionados se evaluaran partiendo de la relación % error-viscosidad, donde se establece que a medida que la viscosidad aumenta, de manera proporcional lo hace también el porcentaje de error. Con base en reportes de la literatura se seleccionaron los modelos con menor porcentaje de error con respecto a la viscosidad y mayor flexibilidad en cuanto al rango en que manejan propiedades [7]. Los modelos utilizados fueron Cragoe, Refutas, Maxwell, Chevron II, Wallace and Henry y Parkash.

5.1.2. Selección del modelo de densidad

Se consideraron los mismos criterios enunciados en el párrafo anterior. Teniendo como criterios los mismos relacionados a la selección del modelo de viscosidad, y debido a la faltante de modelos en la literatura se optó por escoger el modelo que minimizara el porcentaje de error con la densidad debido a que si este aumenta, la densidad API tiende a aumentar.

5.2. COMPARACIÓN DE MODELOS

5.2.1. Comparación de modelos de viscosidad

Se evaluaron en paralelo los promedios de las viscosidades medidas en las mezclas de campo y los modelos seleccionados, Figura 1, encontrándose que el modelo de Parkash presenta el menor porcentaje de error, de los cuales se

tomaron 39 datos recopilados del consolidado semana de los datos de campo Tabla 3.

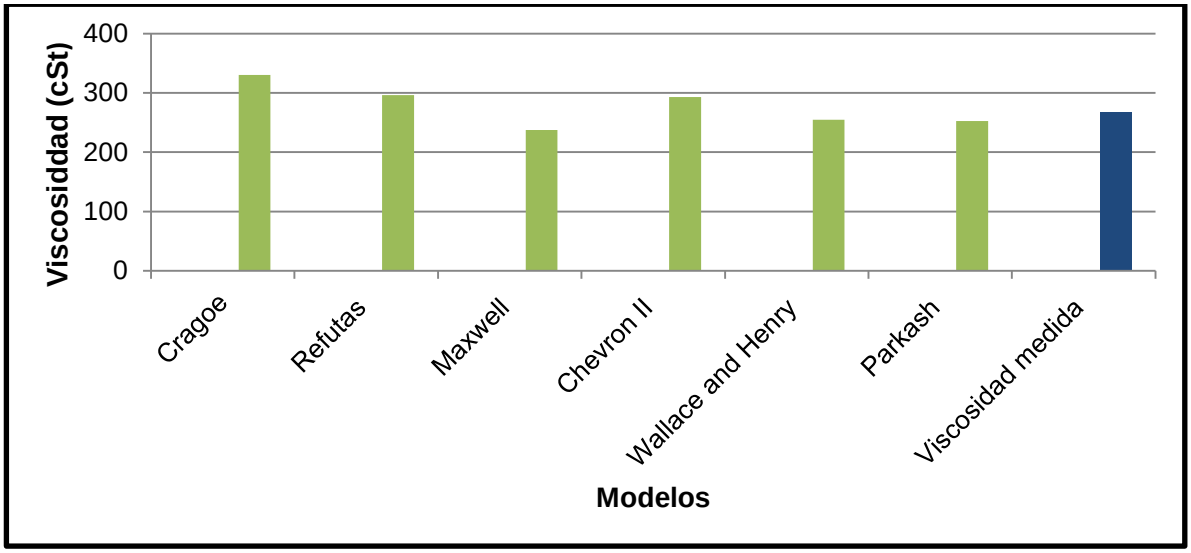


Figura 1. Comparación de modelos de viscosidad

Tabla 3. Porcentaje de error de los modelos de viscosidad

Modelo	Porcentaje de error
Cragoe	12%
Refutas	7%
Maxwell	4,5%
Chevron II	15%
Wallace and Henry	6%
Parkash	3%

Según la Figura 1 y la Tabla 3, el modelo más adecuado para representar la viscosidad de los crudos de campo en Apiay es el modelo de Parkash.

5.2.2. Comparación de los modelos de densidad

La Figura 2 y la Tabla 4 muestran los resultados comparativos de diferentes modelos de densidad con los datos de campo, de los cuales se concluye que los datos son mejor representados por el modelo de Erno, de igual manera fueron tomados 39 datos del consolidado semanal.

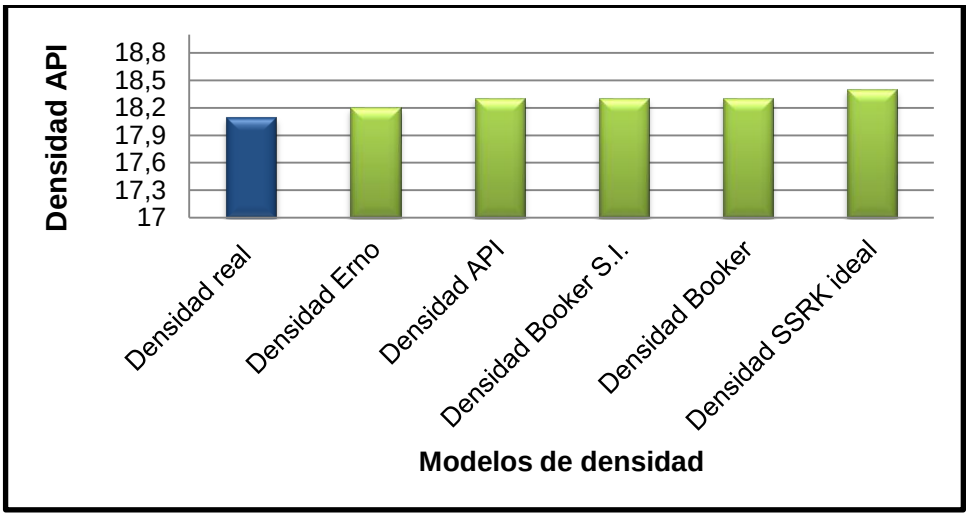


Figura 2. Comparación de los modelos de densidad

Tabla 4. Porcentaje de error de los modelos de densidad

Modelo	Porcentaje de error
Erno	3%
API	4%
Booker	3,8%
Booker S.I	3,6%

6. AJUSTE DE MODELOS

6.1 Ajuste de modelo de viscosidad

En algunos campos los datos de viscosidad son reportados semanalmente mientras que la densidad API se reporta a diario. Para realizar el consolidado semanal de los datos, se realizaron diferentes regresiones de los datos disponibles y se obtuvieron correlaciones para determinar datos de viscosidad faltantes en las series de tiempo. Las correlaciones para el cálculo de la viscosidad y su ajuste por semanas se muestran en la tabla 5. Estas correlaciones se realizaron con el software Microsoft Excel

Tabla 5.Correlaciones de viscosidad obtenidas para el crudo

CAMPOS	CORRELACIONES	R^2
Chichimene	135630*EXP(-0,332*API)	0,95
Apiay	23346*EXP(-0,259*API)	0,88
Suria	25190*EXP(-0,276*API)	0,99
Valdivia	200732*EXP(-0,352*API)	0,9
Carrizales	41471*EXP(-0,288*API)	0,93
Rubiales	179379*EXP(-0,283*API)	0,96
Campo vigía	56543*EXP(-0,274*API)	0,97
Castilla	5533049*EXP(-0,552*API)	0,98
Campo rico	11062*EXP(-0,188*API)	0,98
Oropéndola	5869*EXP(-0,2102*API)	0,98
Bastidas	33,199*EXP(-0,0326*API)	0,99
Carupana	28169073*EXP(-0,4616*API)	0,99
entre otros	40908059*API ^-4,4377	0,99

El modelo de Parkash se ajustó para el cálculo de la viscosidad en mezclas por medio de la herramienta Solver de Excel teniendo en cuenta tres condiciones para la aceptación de este:

a. Precisión del método (mínimo valor de la suma de los errores al cuadrado)

b. Condiciones de frontera
c. No existencia de máximos ni mínimos locales

En el modelo de Parkash (Tabla 1)

Se tienen tres parámetros, a, b y c, los cuales fueron adaptados de la siguiente manera:

1. la ecuación de Parkash evaluada en los datos de campo con sus parámetros originales
2. cálculo de la suma de los cuadrados de los errores originales
3. modificación con la herramienta Solver de Excel de los parámetros originales
4. verificación del cumplimiento de las condiciones anteriormente escritas.

Se obtuvo un modelo el cual eliminó uno de los parámetros de la ecuación original mejorando la condición de los errores de los cuadrados de la siguiente manera:

$$\boldsymbol{Ip} = 6573{,}28\ \boldsymbol{lnln}\ \boldsymbol{vi}\ - 10917$$

Condiciones a las cuales puede ser utilizado la adaptación del modelo

API diluyente	40-64
API de crudo	15-18
Porcentaje de diluyente (%)	1,8 -8,8

Dando como resultado de la suma de los mínimos cuadrados de los errores de la siguiente manera:

$$min = 0{,}2\% \qquad max = 3{,}8\% \qquad promedio = 1{,}4\ \%$$

Mostrándose de esta manera un excelente ajuste comparado con los datos originales de la suma de los mínimos cuadrados de los errores

$$min = 0{,}4\% \qquad max = 35{,}8\% \qquad promedio = 14{,}1\ \%$$

6.2. Ajuste de modelo de densidad API

El ajuste de modelos se realiza debido a la desviación presente en los modelos, lo que obliga a realizar un ajuste en las ecuaciones y tener un nivel de incertidumbre más bajo y aceptable para la industria. Aunque el modelo de Erno fue el que mejor representó el promedio de los datos de campo, al comparar las predicciones del modelo con los datos semanales (Figura 3) se encontró que la predicción del modelo era susceptible de ser mejorada. Al igual que en el ajuste del modelo de viscosidad, se utilizó el complemento Solver, de Excel

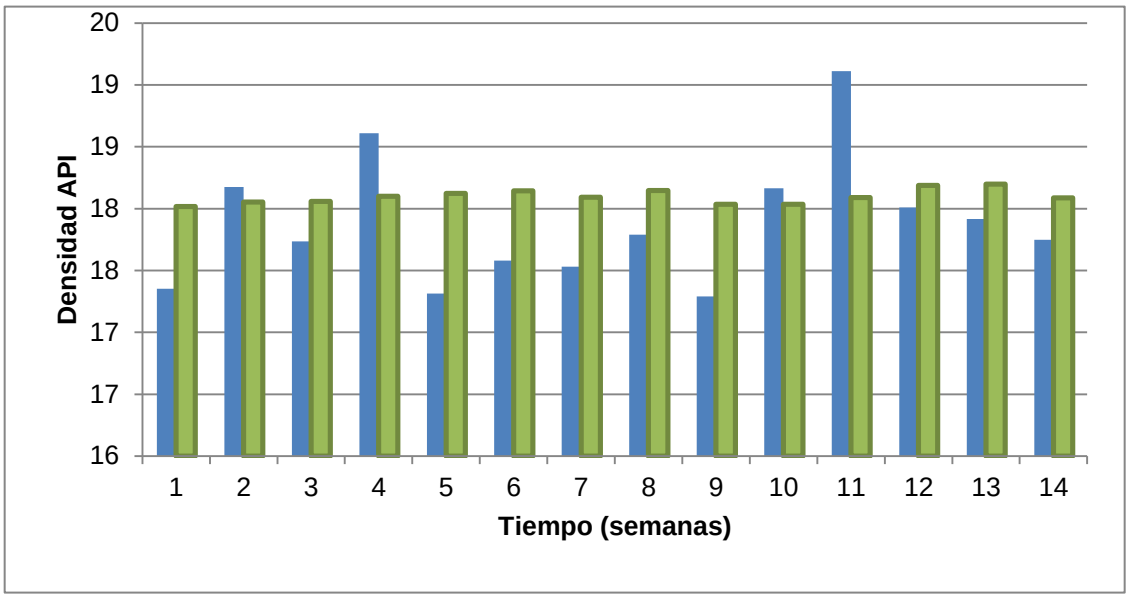


Figura 3. Comparación entre la densidad real en campo (verde) vs. Densidad con modelo de Erno sin ajustar (Azul)

La ecuación de Erno se modificó mediante una ecuación lineal que relaciona la fracción del diluyente (se ve afectada en el momento de mezclarla con el crudo), la diferencia entre el API del crudo y el API del diluyente y un parámetro ajustable que relaciona a estas dos variables de la siguiente manera:

Parámetros originales para el cálculo de densidad con la Ecuación de Erno (Tabla 2):

$$a = 0{,}029 \qquad b = 3{,}31 * 10^{-3} \qquad c = 8{,}23 * 10^{-5}$$

Parámetros modificados de la ecuación de Erno:

$$a' = 0{,}0219 \qquad b' = 3{,}322 * 10^{-3} \qquad c' = 8{,}137 * 10^{-5}$$

Este modelo relaciona la suma de los parámetros a', b' y c' con la fracción de diluyente y la diferencia de los API del crudo y del diluyente, proponiendo de la siguiente manera el modelo de ajuste al factor de encogimiento:

$$\mathrm{S} = \mathrm{K} * \mathrm{GFc}$$

Donde K es la sumatoria de los parámetros a', b' y c', G la diferencia de API y Fc la fracción de diluyente.

La Figura 4 muestra los resultados de la densidad API calculada por medio del ajuste de la ecuación de Erno y la densidad medida en campo

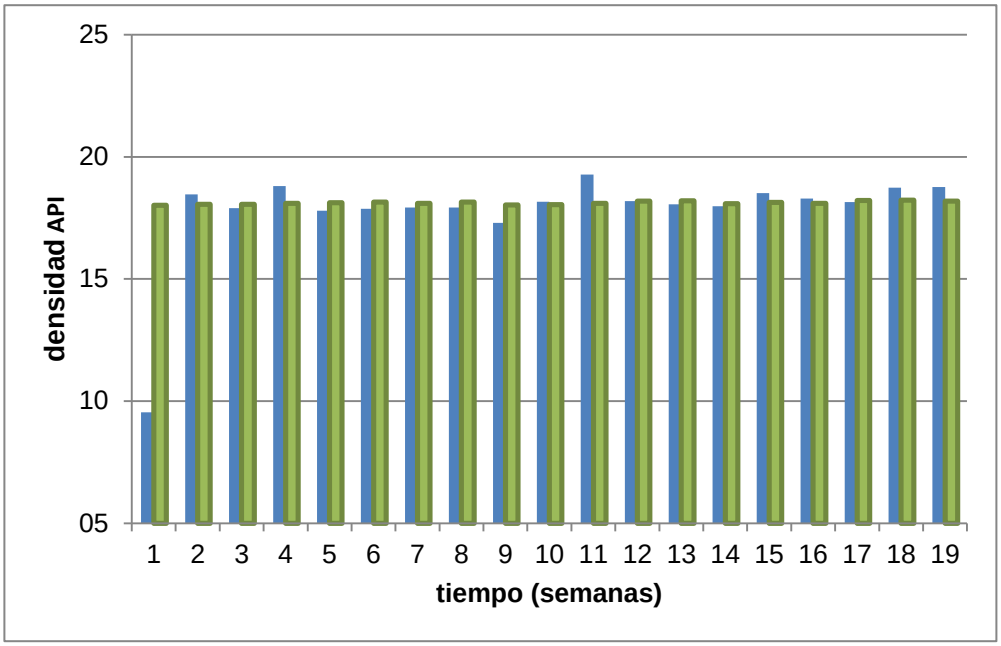


Figura 4. Comparación entre la densidad real en campo (verde) vs. densidad con modelo de Erno modificado (Azul)

La figura 4 evidencia la corrección dada por el ajuste de las variables y los parámetros que relacionan el modelo de Erno. Al modificar las variables, adicionando la diferencia de API de los componentes de la mezcla (G), se ajusta la ecuación polinómica de Erno donde su única variable final es la fracción del diluyente.

7. ANALISIS ESTADISTICO I

7.1. Modelo ajustado de viscosidad:

Inicialmente se realizó el análisis estadístico para el ajuste de la viscosidad y densidad con las variables que los relacionan respectivamente como los API de los crudos, las viscosidades de los componentes y el porcentaje de diluyente. El análisis se desarrolló con el software Excel

Tabla 6. Datos para la adaptación del modelo de viscosidad

API crudo	viscosidad de la mezcla crudo (cSt)	% diluyente	viscosidad de la mezcla diluyente (cSt)	API diluyente	viscosidad medida	Parkash Viscosidad Mezcla, cSt	Parkash viscosidad de mezcla, ajustada
15,17	1052	0,08	0,90	54,46	285,50	319	502
15,92	732	0,08	0,71	59,10	291,59	222	478
15,81	800	0,07	0,83	53,74	287,71	276	493
16,14	730	0,08	0,76	56,91	285,31	205	472
15,47	1011	0,06	0,61	63,42	291,74	323	503
15,85	831	0,06	0,71	58,53	288,80	304	499
15,69	870	0,06	0,65	61,62	291,42	294	497
15,21	966	0,09	0,85	55,00	290,08	249	486
16,18	612	0,06	1,48	39,77	292,14	312	501
17,06	522	0,06	1,46	39,53	294,02	266	490
17,54	398	0,06	0,85	54,51	285,73	184	464
17,45	388	0,02	0,72	59,14	280,43	279	493
17,42	382	0,02	1,01	50,62	280,65	280	493
17,03	452	0,03	0,75	60,18	290,23	298	498
17,08	481	0,05	0,86	54,75	286,41	246	485
16,86	538	0,04	0,66	60,34	294,35	275	492
16,58	561	0,05	0,70	59,86	292,85	271	491
17,28	461	0,04	0,68	60,20	286,10	238	483
17,50	385	0,04	0,67	61,65	291,75	223	478

17,13	459	0,03	0,83	57,61	292,49	294	497
17,07	529	0,05	0,67	60,51	285,43	260	488
17,06	462	0,05	0,97	49,41	277,44	235	482
17,09	467	0,04	0,71	59,53	290,07	245	484
17,03	458	0,05	0,77	58,00	287,92	212	475
17,12	455	0,04	0,61	62,43	285,10	247	485
17,00	478	0,05	0,79	56,29	287,37	232	481
17,03	485	0,05	0,76	57,05	280,09	249	486
16,72	529	0,05	0,71	58,42	295,82	241	483
16,93	476	0,06	0,65	59,98	288,26	209	474
17,42	397	0,02	0,65	60,80	290,37	300	498
16,78	503	0,05	0,65	60,10	293,94	248	485
16,96	477	0,05	0,71	57,78	292,81	233	481
16,82	516	0,04	0,69	57,95	293,60	296	497
16,76	514	0,06	0,86	51,22	291,65	220	477
16,54	602	0,06	1,24	42,47	290,21	282	494
16,49	627	0,06	0,79	55,97	292,14	249	486
16,68	557	0,07	0,78	56,86	295,14	212	475
16,82	508	0,06	0,66	59,83	291,85	206	473
16,57	574	0,07	0,81	55,57	295,68	206	473

La Tabla 7 muestra los resultados de la regresión multivariada de los datos de la Tabla 6

Tabla 7 .Resultados del ajuste lineal múltiple

Estadísticas de la regresión	
Coeficiente de correlación múltiple	0,456
Coeficiente de determinación R^2	0,208
R^2 ajustado	0,088
Error típico	4,316
Observaciones	39

Dados los resultados obtenidos de la regresión lineal multivariada realizada para el cálculo de la viscosidad en la mezcla se evidencia que la estadística de la regresión da un coeficiente de determinación R^2 muy bajo, lo que indica que la

variabilidad de la viscosidad con las variables dependientes (viscosidad, densidad) no es significativa estadísticamente.

7.2. Modelo ajustado de densidad

Las variables utilizadas para la adaptación del modelo de densidad son las variables de: API de los componentes de la mezcla (crudo, diluyente) y % de diluyente. La tabla 8 muestra los datos utilizados en el análisis con el software Excel.

Tabla 8. Datos para la adaptación del modelo de densidad

API crudo	API diluyente	% diluyente	API medido
15,17	54,46	7,70%	18,0
15,92	59,10	7,70%	18,1
15,81	53,74	7,00%	18,1
16,14	56,91	8,45%	18,1
15,47	63,42	6,49%	18,1
15,85	58,53	6,21%	18,1
15,69	61,62	6,48%	18,1
15,21	55,00	8,87%	18,1
16,18	39,77	5,59%	18,0
17,06	39,53	5,77%	18,0
17,54	54,51	5,92%	18,1
17,45	59,14	2,30%	18,2
17,42	50,62	2,45%	18,2
17,03	60,18	2,88%	18,1
17,08	54,75	4,89%	18,1
16,86	60,34	4,34%	18,1
16,58	59,86	4,78%	18,2
17,28	60,20	4,47%	18,2
17,50	61,65	3,79%	18,2
17,13	57,61	3,17%	18,1
17,07	60,51	4,65%	18,2
17,06	49,41	5,17%	18,2
17,09	59,53	4,41%	18,1
17,03	58,00	5,48%	18,1

17,12	62,43	3,96%	18,1
17,00	56,29	5,12%	18,1
17,03	57,05	4,61%	18,1
16,72	58,42	5,29%	18,0
16,93	59,98	5,52%	18,1
17,42	60,80	1,88%	18,1
16,78	60,10	4,63%	18,0
16,96	57,78	4,90%	18,1
16,82	57,95	3,64%	18,1
16,76	51,22	6,16%	18,1
16,54	42,47	5,96%	18,0
16,49	55,97	6,25%	18,1
16,68	56,86	6,71%	18,0
16,82	59,83	6,02%	18,1
16,57	55,57	7,22%	18,1

Tabla 9 .Resultados del ajuste lineal múltiple

Estadísticas de la regresión	
Coeficiente de correlación múltiple	0,437
Coeficiente de determinación R^2	0,191
R^2 ajustado	0,122
Error típico	0,053
Observaciones	39

La tabla 9 muestra el análisis estadístico de los datos de la Tabla 8. Se observa que este modelo no evidencia una significancia entre las variables dependientes con la variable independiente densidad dado su bajo coeficiente de determinación R^2.

8. ANALISIS ESTADíSTICO II

8.1. Modelo adaptado de viscosidad

Para la adaptación de modelo se seleccionaron como variables el volumen de la mezcla, la viscosidad y el API de la mezcla y el índice de la mezcla (la relación adimensional que mide la variación de un crudo con la temperatura) [11] para predecir el cálculo de la viscosidad, los datos fueron escogidos de una suavización realizada en el consolidado semanal de los datos de campo Tabla 10:

Tabla 10. Datos utilizados en el análisis multivariado

Viscosidad	Volumen	API	INDICES DE MEZCLA
254	1.080.256	18,3	166
289	1.042.321	17,8	172
252	1.068.589	18,4	168
265	1.068.058	18,4	158
253	1.096.074	18,5	164
234	1.149.614	18,6	166
249	1.169.631	18,4	165
258	1.192.126	18,2	177
218	1.219.352	18,7	170

Tabla 11 .Resultados del ajuste lineal múltiple

PARAMETRO	Estimación	Error	estadistico	P-Value
Constante	1726	273	6,32	0,0015
API	-70,12	13,236	-5,299	0,0032
Índice	-0,805	0,575717	-1,398	0,2209
Volumen	-4,6E-5	5,4E-5	-0,85	0,4337
R-squared = 95,032 percent				
R-squared (adjusted for d.f.) = 92,05 percent				
Standard Error of Est. = 5,52				
Mean absolute error = 3,37				
Durbin-Watson statistic = 1,43 (P=0,0897)				
Lag 1 residual autocorrelation = 3,93E-3				

La Tabla 11 muestra los resultados del ajuste de los datos de la Tabla 10.Los resultados del ajuste de la regresión lineal múltiple describe la viscosidad (variable dependiente) con tres parámetros (variables independientes). La ecuación del modelo ajustado es:

$$\text{Viscosidad}_{mezcla} = 1726{,}78 - 70{,}1262 * \text{API}_{mezcla} - 0{,}805072 * \text{Indice} - 0{,}0000460023 * \text{Volumen}_{mezcla}$$

El valor de P es inferior a 0.01 lo que comprueba que las variables son estadísticamente significativamente y existe un nivel de confianza del 99%, índice y el volumen no resultan ser tan significativos, el estadístico R^2 fue de 0.95 con una variabilidad de la viscosidad, el R^2ajustado es de 92% con diferentes valores de las variables independientes, El error absoluto medio (MAE) de 3,37367 es el valor medio de la residuos, el volumen puede ser una variable que se podría eliminarse y no afectaría de manera notoria el resultado de la viscosidad, de esta manera la ecuación quedaría de la siguiente manera:

$$\text{Viscosidad}_{mezcla} = 1898{,}33 - 79{,}0109 * \text{API}_{mezcla} - 1{,}16314 * \text{Indice}$$

Validándolo de esta manera la importancia el valor que tiene el parámetro de la calidad API en la mezcla de crudos.

8.2. Modelo ajustado de densidad

Para el análisis del modelo de densidad se tuvieron en cuenta los datos de las variables masa, factor de encogimiento y volumen consolidados por semanas de los nueve meses analizados con los datos de la Tabla 12.

Tabla 12. Datos para la adaptación del modelo de densidad

masa de la mezcla klbs	volumen final	SF	Densidad Calc con Shrinkage (Erno)
356134	1073998	0,002	17,9

349615	1057156	0,002	18,3
351730	1059562	0,002	17,7
357121	1082167	0,002	18,6
371539	1118631	0,002	17,6
368962	1111490	0,002	17,7
354051	1066969	0,002	17,7
343236	1034055	0,002	17,7
316494	949720	0,001	17,1
341223	1029838	0,001	18
357344	1086547	0,001	19,1
366231	1106325	0,001	18,1
346982	1047290	0,001	18
352533	1063346	0,001	17,9
347751	1052313	0,001	18,4
344355	1040560	0,001	18,2
368913	1113664	0,001	18
351309	1064728	0,001	18,6
363102	1100819	0,001	18,6
351917	1062393	0,001	18
370309	1121285	0,001	18,5
362247	1095210	0,001	18,2
370394	1120907	0,001	18,4
373079	1130636	0,001	18,6
386610	1169672	0,001	18,3
387174	1171816	0,001	18,4
386200	1168155	0,001	18,3
343973	1039967	0,001	18,2
418453	1267976	0,001	18,6
376955	1137558	0	18
406419	1228092	0,001	18,2
394409	1193254	0,001	18,3
389179	1173507	0,001	17,8
389627	1178070	0,002	18,2
404368	1217532	0,001	17,6
408344	1234287	0,002	18,2
399430	1210173	0,002	18,5
399259	1210013	0,001	18,6
401070	1214984	0,002	18,5

Tabla 13.Resultados del ajuste lineal múltiple

parámetro	estímate	error	statistic	P-value
constante	18,21	0,12	150,	0
masa	-4,1516E-4	8,4415E-06	-49,16	0
SF	-13,14	14,20	0,36	0,36
volumen	1,375 E-4	2,7562E-06	49,83	0

R-squared = 98,79 percent
R-squared (adjusted for d.f.) = 98,7 percent
Standard Error of Est. = 0,044
Mean absolute error = 0,032
Durbin-Watson statistic = 1,682 (P=0,1020)
Lag 1 residual autocorrelation = 0,115

La tabla 13 muestra los resultados del ajuste de la regresión lineal múltiple que describe la densidad de la mezcla (variable dependiente) con tres parámetros como masa, SF (factor de encogimiento) y el volumen (variables independientes) de la tabla 12.

La ecuación del modelo ajustado es:

$$Densidad_{\ mezcla} = 18.2118 - 0.000415164 * masa_{mezcla} - 13.1339 * SF + 0.000137348 * volumen_{\ mezcla}$$

El valor de P es inferior a 0.01 lo que comprueba que las variables (son estadísticamente significativamente) y existe un nivel de confianza del 99% el estadístico R^2 fue de 0.98 con una variabilidad de la densidad, el R^2 ajustado es de 98.7% con diferentes valores de las variables independientes, El error absoluto medio (MAE) de 0.0326727 es el valor medio de la residuos.

9. VALIDACION DE LOS MODELOS

9.1. Modelo de viscosidad

visco	vol.	api	índice
252	1068589	18,43	167,78

$$Viscosidad = 1726{,}78 - 70{,}1262 * \text{API} - 0{,}805072 * \text{Indice} - 0{,}000046 * \text{Volumen}$$

$$Viscosidad = 1726{,}78 - 70{,}1262 * 18{,}43 - 0{,}805072 * 167{,}8 - 0{,}000046 * 1068589$$

$$Viscosidad = 249{,}449$$

Lo cual indica que el porcentaje de error usando la suma de mínimos cuadrados es de 0,07%, dando como resultado un modelo óptimo para el uso en la industria petrolera para el cálculo de la viscosidad en mezclas de crudos multicomponentes

9.2. Modelo de densidad

masa de la mezcla klbs	**volumen final**	**SF**	**Densidad Calc con Shrinkage (Erno)**
351.730	1.059.562	0,002	17,7

$$Densidad_{mezcla} = 18{,}2118 - 0{,}000415164 * \text{masa}_{mezcla} - 13{,}1339 * \text{SF} + 0{,}000137348 * \text{Volumen final}_{mezcla}$$

$$Densidad_{mezcla} = 18{,}2118 - 0{,}000415164 * 351.730 - 13{,}1339 * 0{,}002 + 0{,}000137348 * 1.059.562$$

$$Densidad_{mezcla} = 17{,}6921553$$

El cálculo de los errores con la suma de los mínimos cuadrados da: 2,01587E-06 lo cual indica la eficiencia del método hallado y calculado para el cálculo de la densidad, dando un método que puede ser evaluado y supervisado para su aprobación en campo.

CONCLUSIONES

- Se aplicaron modelos para el cálculo de la viscosidad y de la densidad y el ajuste del factor de encogimiento durante el proceso de mezcla de crudos pesados colombianos con diluyentes, con base en lineamientos teórico-prácticos soportados con data de campo experimental de la estación de bombeo de Apiay (EBA) y aportes de los modelos mostrados en la literatura para el cálculo de estas variables. Los modelos de Parkash y Erno resultaron más adecuados para representar la viscosidad y la densidad de los datos disponibles, respectivamente.

- Utilizando herramientas estadísticas y datos de campo es posible proponer diferentes modelos o correlaciones prácticas que permitan predecir la viscosidad y densidad de mezclas de crudos con diluyentes, sin embargo la elección de las variables independientes es crucial para obtener correlaciones aceptables con relación a los datos de campo. Posiblemente por el rango de incertidumbre de la toma de los datos causado a fallas humanas, climatológicas etc.

RECOMENDACIONES

- Recomendar al personal de campo (operadores), la toma más precisa de los datos y con mayor frecuencia.

- Realizar más estudios sobre los modelos de predicción de variables para mezclas de crudos y poder mitigar un poco la problemática encontrada en las compañías petroleras
- Tener en cuenta el análisis multivariado utilizado que arrojo datos estadísticamente significativos para tener en cuenta y llevarlos a cabo en la practica

REFERENCIAS

[1] *Ashcroft, S,J. Booker D.R., and Turner J.C.R, Volumetric Behavior of mixtures of crude oils and light hydrocarbons, J. inst. Energy* , vol. 65, n° 179,1975.

[2]. *Approaches to predict viscosities of crude oil blends, (Beijing Key Laboratory of Urban Oil and Gas Distribution Technology, china University of Petroleum),*2007

[3] http://ropdigital.ciccp.es/pdf/publico/1967/1967_tomoI_3021_02.pdf (en línea-15-marzo-11)

[4] NAVARRO Lina, ALVAREZ Mario, Separación y caracterización de resinas y asfáltenos provenientes del crudo castilla. Evaluación de su interacción molecular, UIS, U. autónoma Bucaramanga, Santander, Colombia, Facultad de Ingeniería en Energía, Ecopetrol S.A. – Instituto Colombiano del Petróleo, Nov.2-2004

[5] VILLAMIL, Velásquez Javier, Aproximación a los recursos minero-energéticos nacionales y el capital extranjero en Colombia, Nov 20-2007

[6] *Viscosity correlation with specific gravity and molecular weight of crude oil fractions, Elsevier science, Japan* 1997

[7] SANIERE, A, HÉNAUT, I, and ARGILLIER, J-F. *"Pipeline Transportation of Heavy Oils, a Strategic, Economic and Technological Challenge". Oil & Gas Science and Technology.* Vol. 59.2004. Pág. 455-466.

[8] *Besharah, Jasem, Viscosities of binary crude-oil mistures correlated, Oil & Gas Journal,* Feb 20, 1989.

[9] http://www.scribd.com/doc/7329828/15/Relacion-Viscosidad-Temperatura (en linea julio 25-11)

[10] R.P. SUTTON, MARATHON OIL, and D.F. BERGMAN, BP AMERICA. *"Application of Bergman-Sutton Method for Determining Blend Viscosity". Copyright 2008, Society of Petroleum Engineers,* SPE 117711

[11] *Erno, Brian (equation predicts shrinkage of heavy oil/ condensate blend), revista Novacor Research & Technology Calgary, Oil & Gas Journal, dec* 5 1994.

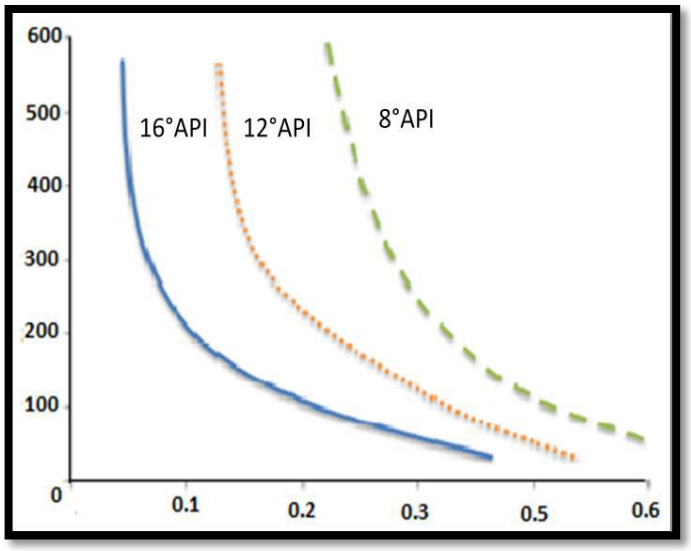
[12] *James, Harry, shrinkage losses resulting from liquid hydrocarbon blending, Gibson Energy Ltd. Canadá* T2P 5E9.0

[13]García Chinchilla, Cesar, ingeniero de petróleos, datos tomados de AVOCET de EBA, Ecopetrol S.A- ICP

[14] http://www.scribd.com/doc/7329828/15/Relacion-Viscosidad-Temperatura

ANEXOS

ANEXO 1. Influencia de la cantidad de diluyente en la viscosidad de la mezcla [4]



Influencia de la viscosidad y la cantidad de diluyente [4]

ANEXO 2. Estadística descriptica de los parámetros de los modelos[2]:

API crudo	
Media	16,6987638
Error típico	0,10001731
Mediana	16,8559329
Moda	#N/A
Desviación estándar	0,6246079

[2] *Fuente: Realizado por medio del programa estadísticos Excel 2010*

Varianza de la muestra	0,39013503
Curtosis	0,28353407
Coeficiente de asimetría	-0,99963214
Rango	2,37472513
Mínimo	15,1696647
Máximo	17,5443898
Suma	651,25179
Cuenta	39
Nivel de confianza (95,0%)	0,20247446

viscosidad de la mezcla crudo (cSt)	
Media	570,52959
Error típico	28,0155432
Mediana	514,418469
Moda	#N/A
Desviación estándar	174,957011
Varianza de la muestra	30609,9557
Curtosis	1,34422099
Coeficiente de asimetría	1,45301136
Rango	670,742498
Mínimo	381,729492
Máximo	1052,47199
Suma	22250,654
Cuenta	39
Nivel de confianza (95,0%)	56,7145021

% diluyente	
Media	0,05303611
Error típico	0,00259976
Mediana	0,05289435
Moda	#N/A
Desviación estándar	0,01623552
Varianza de la muestra	0,00026359
Curtosis	-0,07139569
Coeficiente de asimetría	-0,01753258
Rango	0,06989296
Mínimo	0,01880707
Máximo	0,08870003

Suma	2,06840811
Cuenta	39
Nivel de confianza (95,0%)	0,00526295

Δ API	
Media	39,7395878
Error típico	0,89944607
Mediana	40,9655245
Moda	#N/A
Desviación estándar	5,61703892
Varianza de la muestra	31,5511262
Curtosis	3,18707332
Coeficiente de asimetría	-1,77161807
Rango	25,4799112
Mínimo	22,4703134
Máximo	47,9502246
Suma	1549,84392
Cuenta	39
Nivel de confianza (95,0%)	1,82083338

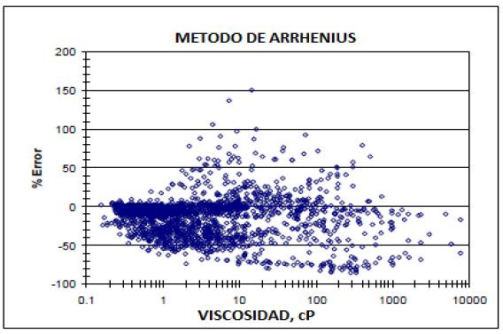
viscosidad de la mezcla diluyente (cSt)	
Media	0,79930173
Error típico	0,03196406
Mediana	0,75094949
Moda	#N/A
Desviación estándar	0,19961549
Varianza de la muestra	0,03984635
Curtosis	5,53888182
Coeficiente de asimetría	2,29869255
Rango	0,87447523
Mínimo	0,60654329
Máximo	1,48101853
Suma	31,1727675
Cuenta	39
Nivel de confianza (95,0%)	0,06470786

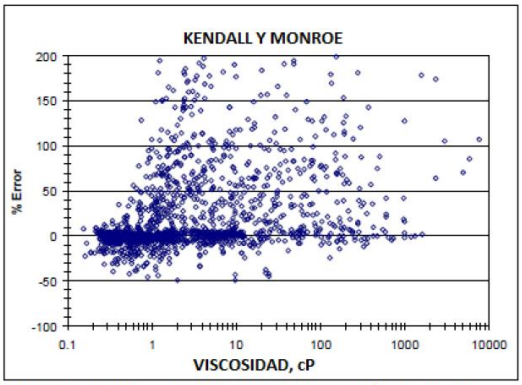
API diluyente	

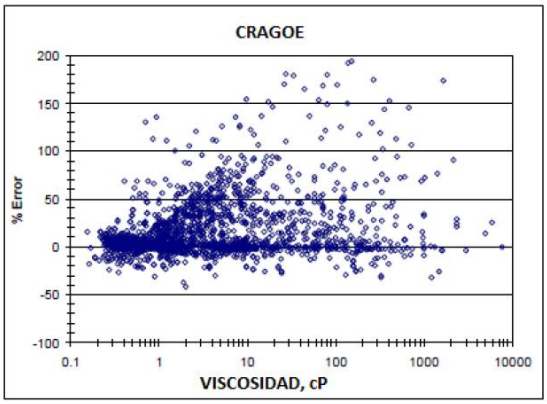
Media	56,4383517
Error típico	0,89897284
Mediana	57,9494427
Moda	#N/A
Desviación estándar	5,6140836
Varianza de la muestra	31,5179347
Curtosis	3,21808724
Coeficiente de asimetría	-1,80184225
Rango	23,891793
Mínimo	39,5306959
Máximo	63,4224889
Suma	2201,09571
Cuenta	39
Nivel de confianza (95,0%)	1,81987538

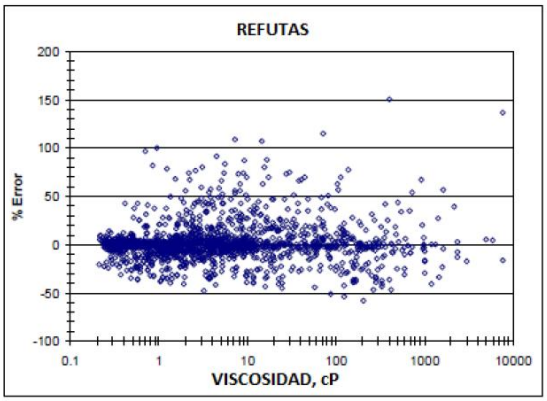
viscosidad de la mezcla despacho	
Media	289,3386425
Error típico	0,723947314
Mediana	290,2272143
Moda	#N/A
Desviación estándar	4,521049525
Varianza de la muestra	20,4398888
Curtosis	0,278598347
Coeficiente de asimetría	-0,855665397
Rango	18,3798335
Mínimo	277,4438814
Máximo	295,8237149
Suma	11284,20706
Cuenta	39
Nivel de confianza (95,0%)	1,465554717

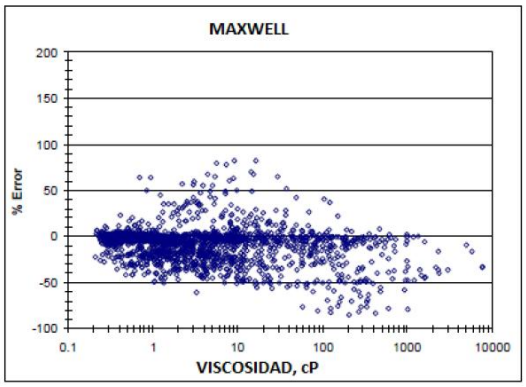
ANEXO 3.Efecto de la viscosidad y el porcentaje de error de los diferentes modelos de mezcla [7]

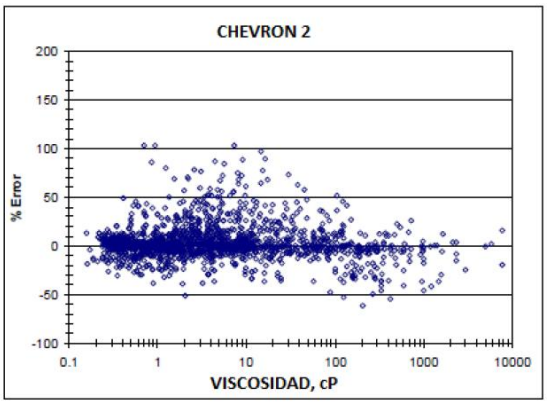


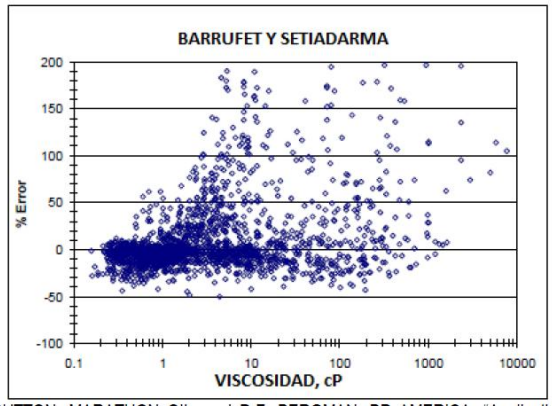


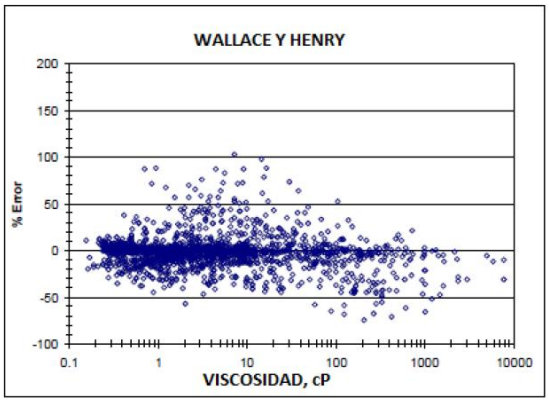


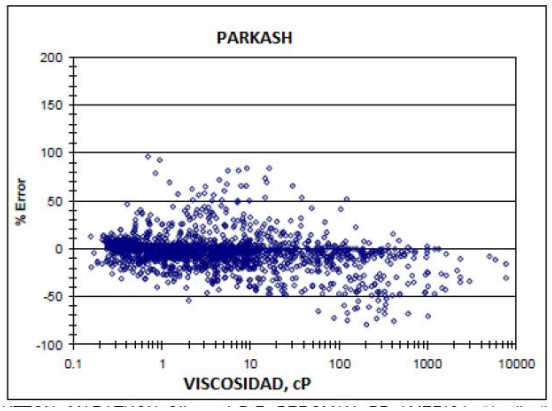

REFUTAS
200
150
100
50
0
-50
-100
% Error
0.1
1
10
100
1000
10000
VISCOSIDAD, cP


MAXWELL
200
150
100
50
0
-50
-100
% Error
0.1
1
10
100
1000
10000
VISCOSIDAD, cP


CHEVRON 2
200
150
100
50
0
-50
-100
% Error
0.1
1
10
100
1000
10000
VISCOSIDAD, cP


BARRUFET Y SETIADARMA
% Error
200
150
100
50
0
-50
-100
0.1
1
10
100
1000
10000
VISCOSIDAD, cP


WALLACE Y HENRY
% Error
200
150
100
50
0
-50
-100
0.1
1
10
100
1000
10000
VISCOSIDAD, cP


PARKASH
% Error
200
150
100
50
0
-50
-100
0.1
1
10
100
1000
10000
VISCOSIDAD, cP