

DESARROLLO DE UNA METODOLOGÍA PARA EL ENTENDIMIENTO DEL  
COMPORTAMIENTO DE LAS PROPIEDADES DE CRUDOS ATMOSFÉRICOS  
TIPO PARAFÍNICOS Y ASFALTÉNICOS, PARA SU APLICACIÓN EN EL  
MODELAMIENTO DE FLUIDOS A TRAVÉS DE ECUACIONES DE ESTADO EN  
LA CUENCA DEL VALLE MEDIO DEL MAGDALENA.

JUAN DAVID RODRÍGUEZ CASTELLANOS  
CAMILO ANDRÉS SANTANA OTALORA

FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA  
FACULTAD DE INGENIERÍAS  
PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS  
BOGOTÁ D.C.  
2020.

DESARROLLO DE UNA METODOLOGÍA PARA EL ENTENDIMIENTO DEL  
COMPORTAMIENTO DE LAS PROPIEDADES DE CRUDOS ATMOSFÉRICOS  
TIPO PARAFÍNICOS Y ASFALTÉNICOS, PARA SU APLICACIÓN EN EL  
MODELAMIENTO DE FLUIDOS A TRAVÉS DE ECUACIONES DE ESTADO EN  
LA CUENCA DEL VALLE MEDIO DEL MAGDALENA.

JUAN DAVID RODRÍGUEZ CASTELLANOS  
CAMILO ANDRÉS SANTANA OTALORA

Trabajo de investigación para optar al título de  
INGENIERO DE PETRÓLEOS

Directores:

Cristiam David Cundar Paredes  
Ingeniero de Petróleos

Libia Sofía Sandoval  
Ingeniera Química

FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA  
FACULTAD DE INGENIERÍAS  
PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS  
BOGOTÁ D.C.  
2020.

Nota de aceptación:

---

---

---

---

---

---

Firma del presidente del jurado

---

Firma del jurado

---

Firma del jurado

Bogotá D.C. Junio de 2020.

## DIRECTIVAS DE LA UNIVERSIDAD

Presidente de la Universidad y Rector del claustro

**Dr. MARIO POSADA GARCIA-PEÑA**

Consejero Institucional

**Dr. Luis Jaime Posada García-Peña**

Vicerrectora Académica y de Investigaciones

**Dra. María Claudia Aponte González**

Vicerrector Administrativo y Financiero

**Dr. Ricardo Alfonso Peñaranda Castro**

Secretaria General

**Dra. Alexandra Mejía Guzmán**

Decano general Facultad de Ingenierías

**Ing. Julio Cesar Fuentes Arismendi**

Director del Departamento de Ingeniería de Petróleos

**Ing. Juan Carlos Rodríguez Esparza**

Las directivas de la Universidad de América, los jurados calificadores y los docentes no son responsables por las ideas y conceptos emitidos en el presente documento. Estos corresponden únicamente al autor.

## DEDICATORIA

*Dedicado a mi mamá que con su esfuerzo hizo que sea la persona que soy hoy en día, a mi hermano por acompañarme a lo largo de toda la vida, y a Juan Sebastián por ser mi apoyo más grande y el motor en todo lo que hago.*

*Juan David Rodríguez Castellanos*

## DEDICATORIA

*Este trabajo es dedicado a mi abuelo, que con su infinita paciencia y amor me formó hasta llegar a ser la persona que soy hoy en día; a mi papá y a mi tía que me acompañaron y apoyaron en todo momento a lo largo del desarrollo de este increíble proyecto.*

*Camilo Andrés Santana Otálora.*

## AGRADECIMIENTOS

*A la Fundación Universidad de América en donde realizamos todos nuestros estudios y en donde crecimos como profesionales.*

*A Ecopetrol S.A. por brindarnos su apoyo y su confianza a lo largo del desarrollo del presente trabajo.*

*A los profesionales que nos brindaron todo su conocimiento, experiencia y apoyo para que este proyecto se llevara a cabo. Los ingenieros Cristiam Cundar, Libia Sandoval, Juliana Giraldo, Óscar Ramírez y Raúl Osorio.*

*Al ingeniero Alex Cuadrado por ser un guía a lo largo de la carrera y por brindarnos su colaboración en el aprendizaje.*

*A nuestros padres y hermanos por estar siempre ahí para nosotros y acompañarnos en todo el proceso.*



<b>CONTENIDO</b>		pág.
<b>INTRODUCCIÓN</b>		<b>20</b>
<b>1. MARCO TEÓRICO</b>		<b>23</b>
<b>1.1 CUENCA DEL VALLE MEDIO DEL MAGDALENA</b>		<b>23</b>
<b>1.2 CARACTERIZACIÓN DE CRUDOS</b>		<b>26</b>
<b>1.3 ECUACIONES DE ESTADO</b>		<b>30</b>
<b>1.4 CRUDOS ATMOSFÉRICOS</b>		<b>32</b>
<b>2. METODOLOGIA Y DATOS</b>		<b>33</b>
<b>2.1 METODOLOGÍA</b>		<b>33</b>
<b>2.2 DATOS</b>		<b>37</b>
<b>3. RESULTADOS Y ANÁLISIS</b>		<b>39</b>
<b>3.1 REALIZAR LA ORGANIZACIÓN Y VERIFICACIÓN DE LA INFORMACIÓN DISPONIBLE DE PROPIEDADES DE CRUDOS ATMOSFÉRICOS MEDIANTE ANÁLISIS ESTADÍSTICOS PARA LA POSTERIOR CLASIFICACIÓN DE ÉSTOS SEGÚN SU TIPO</b>		<b>39</b>
3.1.1	Gravedad API	39
3.1.2	Contenido de azufre.	40
3.1.3	Número ácido (TAN)	41
3.1.4	Contenido de ceras.	42
3.1.5	Residuo de carbón.	43
3.1.6	Factor de caracterización.	44
3.1.7	Contenido de níquel.	45
3.1.8	Contenido de vanadio.	46
3.1.9	Contenido de saturados.	47
3.1.10	Contenido de asfaltenos.	48
3.1.11	Contenido de resinas.	49
3.1.12	Contenido de aromáticos.	50
3.1.13	Insolubles N Heptano	51
3.1.14	Viscosidad medida a 40°C y 50°C.	52
3.1.15	Clasificación de los crudos según su tipo.	52

<b>3.2 DISEÑAR UNA METODOLOGÍA DE COMPARACIÓN QUE PERMITA EVALUAR LA EXISTENCIA DE RELACIONES ENTRE PROPIEDADES DE CRUDOS ATMOSFÉRICOS</b>	<b>53</b>
3.2.1 Gravedad API	54
3.2.2 Contenido de azufre	67
3.2.3 Número ácido TAN	72
3.2.4 Contenido de ceras.	73
3.2.5 Residuo de carbón	75
3.2.6 Factor de caracterización	76
3.2.7 Contenido de níquel	78
3.2.8 Contenido de vanadio	81
<b>3.3 VALIDAR LA METODOLOGÍA MEDIANTE SU IMPLEMENTACIÓN EN DATOS CORRESPONDIENTES A OTROS CAMPOS UBICADOS EN LA CUENCA DEL VMM Y SU APLICACIÓN EN ECUACIONES DE ESTADO</b>	<b>84</b>
3.3.1 Gravedad API	85
3.3.2 Contenido de azufre	90
3.3.3 Protocolo de predicción para la gravedad API.	93
<b>3.4 GENERAR UN MAPA GEOGRÁFICO DE LA CUENCA DEL VMM EN DONDE SE EVIDENCIA LA UNIFICACIÓN EN LAS TENDENCIAS DE LAS PROPIEDADES</b>	<b>99</b>
<b>4. CONCLUSIONES</b>	<b>105</b>
<b>5. RECOMENDACIONES</b>	<b>108</b>
<b>BIBLIOGRAFÍA</b>	<b>109</b>
<b>ANEXOS</b>	<b>111</b>

## LISTA DE TABLAS

	pág.
<b>Tabla 1.</b> Cantidad de campos, pozos y pruebas realizadas.	37
<b>Tabla 2.</b> Análisis estadístico para la gravedad API.	40
<b>Tabla 3.</b> Análisis estadístico de la gravedad API vs el contenido de azufre.	41
<b>Tabla 4.</b> Análisis estadístico de la gravedad API vs número ácido (TAN).	42
<b>Tabla 5.</b> Análisis estadístico de la gravedad API vs contenido de ceras.	43
<b>Tabla 6.</b> Análisis estadístico de la gravedad API vs residuo de carbón	44
<b>Tabla 7.</b> Análisis estadístico de la gravedad API vs factor de caracterización	45
<b>Tabla 8.</b> Análisis estadístico de la gravedad API vs contenido de níquel	46
<b>Tabla 9.</b> Análisis estadístico de gravedad API vs contenido de vanadio.	47
<b>Tabla 10.</b> Análisis estadístico de la gravedad API vs contenido de saturados.	48
<b>Tabla 11.</b> Análisis estadístico de la gravedad API vs contenido de asfaltenos.	49
<b>Tabla 12.</b> Análisis estadístico de gravedad API vs contenido de resinas.	50
<b>Tabla 13.</b> Análisis estadístico de la gravedad API vs contenido de componentes aromáticos.	51
<b>Tabla 14.</b> Análisis estadístico API vs Insolubles N Heptano.	52
<b>Tabla 15.</b> Clasificación de crudos según su tipo.	53
<b>Tabla 16.</b> Datos del Octano.	97

## LISTA DE GRÁFICAS

	pág.
<b>Gráfica 1.</b> Distribución de frecuencias de la gravedad API.	39
<b>Gráfica 2.</b> Distribución de frecuencias del contenido de azufre.	40
<b>Gráfica 3.</b> Distribución de frecuencias del número ácido (TAN).	41
<b>Gráfica 4.</b> Distribución de frecuencias del contenido de ceras.	42
<b>Gráfica 5.</b> Distribución del residuo de carbón.	43
<b>Gráfica 6.</b> Distribución del factor de caracterización.	44
<b>Gráfica 7.</b> Distribución del contenido de níquel.	45
<b>Gráfica 8.</b> Distribución del contenido de vanadio.	46
<b>Gráfica 9.</b> Distribución del contenido de saturados.	47
<b>Gráfica 10.</b> Distribución del contenido de asfaltenos.	48
<b>Gráfica 11.</b> Distribución del contenido de resinas.	49
<b>Gráfica 12.</b> Distribución del contenido de aromáticos.	50
<b>Gráfica 13.</b> Distribución de los insolubles en n heptano.	51
<b>Gráfica 14.</b> Gravedad API por pozo.	54
<b>Gráfica 15.</b> Gravedad API vs contenido de azufre.	55
<b>Gráfica 16.</b> Gravedad API vs número ácido TAN.	56
<b>Gráfica 17.</b> Gravedad API vs contenido de ceras.	57
<b>Gráfica 18.</b> Gravedad API vs residuo de carbón.	58
<b>Gráfica 19.</b> Gravedad API vs factor de caracterización.	59
<b>Gráfica 20.</b> Gravedad API vs contenido de níquel.	60
<b>Gráfica 21.</b> Gravedad API vs contenido de vanadio	61
<b>Gráfica 22.</b> Gravedad API vs contenido de saturados.	62
<b>Gráfica 23.</b> Gravedad API vs contenido de asfaltenos.	63
<b>Gráfica 24.</b> Gravedad API vs contenido de resinas.	64
<b>Gráfica 25.</b> Gravedad API vs contenido de aromáticos.	65
<b>Gráfica 26.</b> Gravedad API vs porcentajes de insolubles n heptano.	65
<b>Gráfica 27.</b> Gravedad API vs viscosidad a 40°C.	66
<b>Gráfica 28.</b> Gravedad API vs viscosidad a 50°C.	67
<b>Gráfica 29.</b> Contenido de azufre vs viscosidad a 40°C.	68
<b>Gráfica 30.</b> Contenido de azufre vs viscosidad a 50°C.	69
<b>Gráfica 31.</b> Contenido de azufre vs contenido de Asfaltenos.	69
<b>Gráfica 32.</b> Contenido de azufre vs número ácido (TAN).	70
<b>Gráfica 33.</b> Contenido de azufre vs residuo de carbón.	71
<b>Gráfica 34.</b> Número ácido TAN vs contenido de asfaltenos.	72
<b>Gráfica 35.</b> Número ácido TAN vs contenido de resinas.	73
<b>Gráfica 36.</b> Contenido de ceras vs contenido de saturados.	74
<b>Gráfica 37.</b> Contenido de ceras vs punto de fluidez.	74
<b>Gráfica 38.</b> Contenido de ceras vs factor de caracterización.	75
<b>Gráfica 39.</b> Residuo de carbón vs contenido de asfaltenos.	76
<b>Gráfica 40.</b> Factor de caracterización vs contenido de saturados.	77

<b>Gráfica 41.</b> Factor de caracterización vs contenido de aromáticos.	77
<b>Gráfica 42.</b> Contenido de níquel vs contenido de asfaltenos.	78
<b>Gráfica 43.</b> Contenido de níquel vs contenido de resinas.	79
<b>Gráfica 44.</b> Contenido de níquel vs residuo de carbón.	79
<b>Gráfica 45.</b> Contenido de níquel vs viscosidad a 40°C.	80
<b>Gráfica 46.</b> Contenido de níquel vs viscosidad a 50°C	81
<b>Gráfica 47.</b> Contenido de vanadio vs contenido de asfaltenos.	81
<b>Gráfica 48.</b> Contenido de vanadio vs contenido de resinas.	82
<b>Gráfica 49.</b> Contenido de vanadio vs residuo de carbón	83
<b>Gráfica 50.</b> Contenido de vanadio vs viscosidad a 40°C.	83
<b>Gráfica 51.</b> Contenido de vanadio vs viscosidad a 50°C.	84
<b>Gráfica 52.</b> Gravedad API vs contenido de azufre. (Validación)	85
<b>Gráfica 53.</b> Gravedad API vs número ácido TAN. (Validación)	86
<b>Gráfica 54.</b> Gravedad API vs residuo de carbón (Validación).	87
<b>Gráfica 55.</b> Gravedad API vs factor de caracterización (Validación).	87
<b>Gráfica 56.</b> Gravedad API vs insolubles en n heptano (Validación).	88
<b>Gráfica 57.</b> Gravedad API vs viscosidad a 40°C (Validación).	89
<b>Gráfica 58.</b> Gravedad API vs viscosidad a 50°C (Validación).	89
<b>Gráfica 59.</b> Contenido de azufre vs viscosidad a 40°C (Validación).	90
<b>Gráfica 60.</b> Contenido de azufre vs viscosidad a 50°C (Validación).	91
<b>Gráfica 61.</b> Contenido de azufre vs número ácido TAN (Validación).	92
<b>Gráfica 62.</b> Contenido de azufre vs residuo de carbón (Validación).	92
<b>Gráfica 63.</b> Rendimiento nominal del pozo CG12-P12.	94
<b>Gráfica 64.</b> Presión crítica y peso molecular según Peng-Robinson.	95
<b>Gráfica 65.</b> Presión crítica y peso molecular según SRK.	95
<b>Gráfica 66.</b> Valores de volumen shift por componente	96

## LISTA DE IMÁGENES

	pág.
<b>Imagen 1.</b> Límites de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena.	23
<b>Imagen 2.</b> Columna estratigráfica de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena.	25
<b>Imagen 3.</b> Mapa de contornos para la gravedad API.	100
<b>Imagen 4.</b> Mapa de contornos para el contenido de asfaltenos.	101
<b>Imagen 5.</b> Mapa de contornos para el contenido de azufre.	102
<b>Imagen 6.</b> Mapa de contornos para el contenido de metales.	103
<b>Imagen 7.</b> Mapa de contornos para viscosidad a 40°C.	104

## LISTA DE DIAGRAMAS

	pág.
<b>Diagrama 1.</b> Diagrama de flujo de la metodología de trabajo del primer objetivo específico.	33
<b>Diagrama 2.</b> Diagrama de flujo de la metodología de trabajo del segundo objetivo específico.	34
<b>Diagrama 3.</b> Diagrama de flujo de la metodología de trabajo del tercer objetivo específico.	35
<b>Diagrama 4.</b> Diagrama de flujo de la metodología de trabajo del cuarto objetivo específico.	36

## LISTA DE ECUACIONES

	pág.
<b>Ecuación 1.</b> Ecuación de estado de Soave-Redlich-Kwong.	31
<b>Ecuación 2.</b> Ecuación de estado de Peng-Robinson.	31



## LISTA DE ANEXOS

	pág.
<b>Anexo A.</b> Rendimiento nominal del pozo CG12-P12	112
<b>Anexo B.</b> Valores para Peng-Robinson	113
<b>Anexo C.</b> Valores para Soave Redlich Kwong	114
<b>Anexo D.</b> Métodos de determinación de propiedades reportados.	115

## RESUMEN

El presente proyecto de investigación se centra en la determinación de dos trenes de fluidos diferenciados a lo largo de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena, de acuerdo a la creencia desarrollada por los directores asignados por parte de la compañía Ecopetrol S.A., los cuales fueron determinados a través de la creación e implementación de una metodología de comparación que permitiera esclarecer y visualizar de una forma más clara y concisa la correlación que tienen las propiedades típicamente medidas en un análisis de caracterización de crudos realizados a los diferentes campos ubicados en la zona geográfica de interés. En primer lugar, se realizó una organización de la data que se utilizó como insumo para el desarrollo de la investigación, procediendo a diferenciar aquellas propiedades de las cuales se tenía más información, tales como: gravedad API, contenido de Azufre, análisis SARA, número ácido, contenido de metales, viscosidades, entre otras; para posteriormente, realizarle un análisis estadístico para conocer la confiabilidad y grado de dispersión de la data y así determinar si dicha información podría ser utilizada en el proceso de comparación; después de esto se procedió a clasificar el tipo de crudo producido por cada campo en la cuenca de acuerdo a la información disponible.

Posteriormente, se procedió a establecer las posibles correlaciones entre propiedades, realizando el análisis a nivel de pozo, de campo, de formación y finalmente, entre campos a lo largo del área geográfica. A partir de esto, se pudo observar de acuerdo a la tendencia adquirida por los datos en un determinado número de relaciones, que efectivamente, existen dos tendencias separas de fluidos a lo largo de la cuenca, donde por un lado se tienen los campos CG-10, CG-11 y CG-13, los cuales presentaron un comportamiento similar a lo largo del análisis, entre tanto, los campos CG-1, CG-4, CG-5 y CG-15 se agruparon en una segunda tendencia que sería observada en el transcurso de la aplicación de la metodología.

Continuando con el desarrollo del proyecto, una vez establecidas las correlaciones que permitían se procedió a validar dichos resultados con la inclusión de data de campos más pequeños, de los cuales se tenía poca información para conocer si efectivamente la metodología arrojaba resultados acordes con la realidad. De acuerdo a esto, se procedió a realizar la predicción del valor de gravedad API para uno de los pozos dentro del estudio para determinar así, qué ecuación de estado de las sugeridas en el planteamiento de la investigación se ajustaba de mejor manera a la data de la Cuenca, en este caso, se estableció que la ecuación de Peng-Robinson era la que menor porcentaje de error presentaba en la predicción de dicha propiedad.

Finalmente, se generaron los mapas de contornos para observar de forma más clara y concisa la distribución y comportamiento de la gravedad API, viscosidad, contenido de metales y contenido de metales a lo largo del área geográfica abarcada por los campos estudiados.

**Palabras claves:** crudos atmosféricos, trenes de fluidos, caracterización de crudos, análisis PVT, análisis SARA, ecuaciones de estado, análisis composicional

## INTRODUCCIÓN

El presente trabajo de grado tiene como objeto de estudio establecer la relación entre los trenes de fluidos presentes en la Cuenca del Valle Medio del Magdalena (VMM) y el comportamiento de las propiedades de los crudos atmosféricos (de tipo parafínicos y asfalténicos) presentes en ellos.

En la Cuenca del VMM se encuentran varios campos productores de hidrocarburos en donde se han identificado dos trenes de fluidos compuestos por crudos de tipo asfalténicos y de tipo parafínicos. Sin embargo, en la actualidad no existe una metodología que permita identificar dichos trenes, y por el contrario se tiene una mezcla de información y caracterización de todos los crudos provenientes de todos los campos.

Dado que no se ha desarrollado una alternativa que permita establecer la relación que indique cuales campos se encuentran bajo el mismo tren de producción, y que se ha identificado una alta incertidumbre en la generación de modelos de fluidos basados en la aplicación de ecuaciones de estado, que a su vez son insumo fundamental para la realización de simulaciones numéricas de los yacimientos ubicados en la cuenca. Aparece la necesidad de generar una metodología de análisis como alternativa y respuesta a los problemas anteriormente mencionados, la cual permitirá establecer dicha relación por medio de la comparación de propiedades de los crudos atmosféricos en etapa de producción dentro de los campos de la cuenca, para luego determinar cuáles campos se ajustan a qué tren de fluidos de acuerdo con sus propiedades.

Comprender el comportamiento de las propiedades de este tipo de crudos y la relación que puedan tener es bastante importante puesto que dicha relación se da a nivel de pozo, a nivel de formación, de campo y así mismo, entre campos. Es ahí donde llevar a cabo este tipo de investigaciones contribuye a que en la industria se optimicen y se aumenten de manera más eficiente los procesos llevados a cabo en superficie. Una de las ventajas con las que se cuenta para el desarrollo óptimo de este trabajo, es que las diferentes técnicas de medición de las propiedades a analizar y comparar se encuentran estandarizadas por los entes internacionales encargados como ASTM y UOP, facilitando el manejo de la información.

Anterior a este trabajo se han realizado diferentes investigaciones cuyo enfoque principal son las técnicas empleadas para la correcta caracterización de los crudos, uno de los más importantes se titula “A Systematic Workflow Process for Heavy-Oil Characterization: Experimental Techniques and Challenges”, en éste los autores establecen una metodología para la identificación de las propiedades más importantes de un crudo, que permitan conocer la naturaleza y características de éste, dando como resultado que algunas de las pruebas que más se ajustan a la hora de determinar la caracterización de los crudos son análisis PVT, viscosidad,

punto de fluidez y análisis composicionales<sup>1</sup>, por lo cual algunas de estas propiedades se tomarán en el presente trabajo para el proceso de comparación. En otro trabajo titulado “The effect of asphaltene content on predicting dead oils viscosity: Experimental and modeling study”, se estableció que la viscosidad es una de las propiedades que más se deben tener en cuenta para la caracterización de los crudos, debido a que influye directamente en la forma de fluir de éstos y está dependiendo de otros factores que se relacionan al crudo, planteando como resultado una correlación empírica para representar la viscosidad de los crudos muertos en donde el contenido de Asfaltenos, la densidad del crudo y la temperatura de operación son algunos de los factores que la afectan<sup>2</sup>. Y por último, el trabajo titulado “A Genetic Algorithm-Based Model to Predict CO-Oil Physical Properties for Dead and Live Oil.” se centra en desarrollar un algoritmo que obtiene correlaciones para determinar propiedades de los crudos teniendo en cuenta el contenido de dióxido de carbono para luego predecir la solubilidad, la densidad y la viscosidad que los crudos puedan tener<sup>3</sup>. El aporte principal de las investigaciones mencionadas radica principalmente en que en las tres se busca por medio del proceso de correlación de propiedades de los crudos, se pueda llegar a predecir y comprender mejor el comportamiento de los crudos basados en factores que lo afecten.

El objetivo general de este trabajo es desarrollar una metodología para el entendimiento del comportamiento de las propiedades de crudos atmosféricos de tipo parafínicos y asfálticos para su aplicación en el modelamiento de fluidos a través de ecuaciones de estado en la cuenca del Valle Medio del Magdalena, y como objetivos específicos se tienen:

- Realizar la organización y verificación de la información disponible de propiedades de crudos atmosféricos mediante análisis estadísticos para la posterior clasificación de éstos según su tipo.
- Diseñar una metodología de comparación que permita evaluar la existencia de relaciones entre propiedades de crudos atmosféricos.
- Validar la metodología mediante su implementación en datos correspondientes a otros campos ubicados en la cuenca del VMM y su aplicación en ecuaciones de estado.

---

<sup>1</sup> MEMON, Afzal I., et al. A Systematic Workflow Process for Heavy Oil Characterization: Experimental Techniques and Challenges. En: Canadian Society for Unconventional Gas. 2010

<sup>2</sup> M. El Aily., et al. The effect of asphaltene content on predicting dead oils viscosity: Experimental and modeling study. En: Fuel 212 (2018) 405-411. 2018.

<sup>3</sup> EMERA, Mohammed Kamal and SARMA, Hemanta K. A genetic algorithm-based model to predict CO<sub>2</sub>-oil physical properties for dead and live oil. En: Journal of Canadian Petroleum Technology. 2008.

- Generar un mapa geográfico de la Cuenca del VMM en donde se evidencia la unificación en las tendencias de las propiedades

Mediante la aplicación de la metodología de comparación propuesta en los objetivos antes mencionados se buscará identificar y caracterizar los trenes de fluidos presentes en la cuenca. Para ello se contará como datos de entrada los datos de propiedades medidas a los crudos producidos en varios campos del VMM, específicamente los más grandes. Una vez se tengan los datos se procederá a realizar la organización y verificación de estos, por medio de un análisis estadístico que permita determinar el comportamiento de una propiedad con respecto a otra, posteriormente se clasificarán los crudos atmosféricos producidos en la cuenca según su tipo (asfalténicos o parafínicos). El diseño de la metodología se hará por medio de la comparación de las propiedades a nivel de pozo, a nivel de formación, de campo y entre campos, buscando siempre la existencia de una relación, que permita establecer la continuidad entre campos. Para la validación de la metodología, se tomarán datos de campos ubicados en la misma cuenca que no se hayan tomado para el estudio, y se aplicarán las ecuaciones de estado de Soave-Redlich-Kwong y Peng-Robinson con el fin de verificar la similitud entre las propiedades de estos campos con los del estudio, y si estos nuevos campos hacen parte de alguno de los dos trenes de fluidos. Además, como producto final fruto del presente proyecto, se generará un mapa geográfico el cual se realizará en el software "Surfer", el cual tiene diferentes métodos de interpolaciones para la generación de las curvas de nivel, en este caso, para este proyecto en específico se utilizará la interpolación de "*Kriging*".

El desarrollo de los diferentes objetivos del presente trabajo se puede encontrar de la siguiente forma: el diseño de la metodología estará en la sección de Metodología y Datos. Todo el proceso de organización, verificación de datos junto a las gráficas comparativas con los análisis estadísticos se encontrarán en Resultados y Análisis, así como la validación de la metodología y luego el mapa geográfico de la cuenca del VMM.

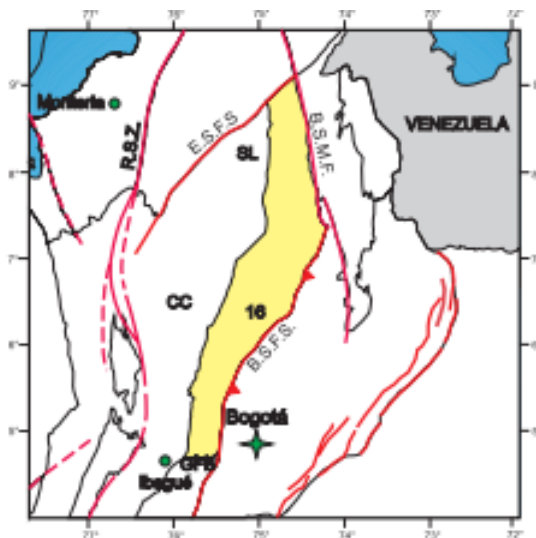
## 1. MARCO TEÓRICO

A continuación, se procede a realizar una breve definición de la caracterización de crudos, qué es un análisis SARA y cuales compuestos determina, así como también una conceptualización sobre qué propiedades físicas de los hidrocarburos se tendrán en cuenta de los reportes de caracterización y análisis que ya se tienen de los crudos que se producen en la cuenca por la compañía operadora Ecopetrol S.A.

### 1.1 CUENCA DEL VALLE MEDIO DEL MAGDALENA

Actualmente el país cuenta con 23 cuencas sedimentarias<sup>4</sup>, de las cuales la Cuenca del Valle Medio del Magdalena (VMM) es una de las más importantes y antiguas que se encuentra en exploración y producción en el país, la cual data del año 1918<sup>5</sup>. Esta cuenca se encuentra ubicada en la parte central del país entre las cordilleras Central y Oriental (SGC), con un área aproximada de 34000 km<sup>2</sup>, abarcando territorios de los departamentos de Boyacá, Santander, Cundinamarca, Antioquia, Bolívar, Cesar, entre otros. Esta cuenca se encuentra limitada por diferentes sistemas de fallas que se observan a continuación en la imagen 1.

**Imagen 1.** Límites de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena.



Fuente: BARRERO, Dario, et al. Colombian Sedimentary Basins: Nomenclature, Boundaries and Petroleum Geology, a New Proposal. Bogotá, Colombia: 2007

Como se observa en el mapa que representa la ubicación de la cuenca en la figura 1, al norte la cuenca se encuentra limitada por el sistema de fallas Espíritu Santo

<sup>4</sup> BARRERO, Dario, et al. Colombian Sedimentary Basins: Nomenclature, Boundaries and Petroleum Geology, a New Proposal. Bogotá, Colombia: 2007

<sup>5</sup> CORDOBA, Fabio, et al. Provincia Petrolífera del Valle Medio del Magdalena, Colombia. Bogotá, Colombia: 2000

(E. S.F.S.), al sureste por los sistemas Bituima y La Salina (B.S.F.S.), en el costado occidental de la cuenca se encuentran los sedimentos del Neógeno que cubren la Serranía de San Lucas (SL) y el basamento de la Cordillera Central (CC), al sur se encuentra el cinturón plegado de Girardot (GFB) y al noreste se encuentra limitada por el sistema Bucaramanga- Santa Marta (B.S.M.F.)<sup>6</sup>.

La Cuenca del Valle Medio del Magdalena cuenta con 62 campos activos de producción de hidrocarburos<sup>7</sup> que se encuentran distribuidos a lo largo de su área total, la cual está dividida en las siguientes provincias: Norte, Central, Oriente, Occidente y Sur<sup>8</sup>. La producción total de estos representa aproximadamente un 14% del total de hidrocarburos producidos diariamente en el país, lo cual ubica a la cuenca en el segundo lugar en términos de volumen de producción, detrás de la cuenca de los Llanos Orientales.

**1.1.1 Columna estratigráfica.** En la imagen 2, la cual se presenta a continuación, se observa la columna estratigráfica de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena, en la que se diferencian las diferentes acumulaciones de rocas que van desde el Jurásico hasta el Neógeno, las cuales se diferenciarán más adelante para señalar cuáles actúan como roca sello, cuáles como roca reservorio o almacén y las rocas generadoras de hidrocarburos.

---

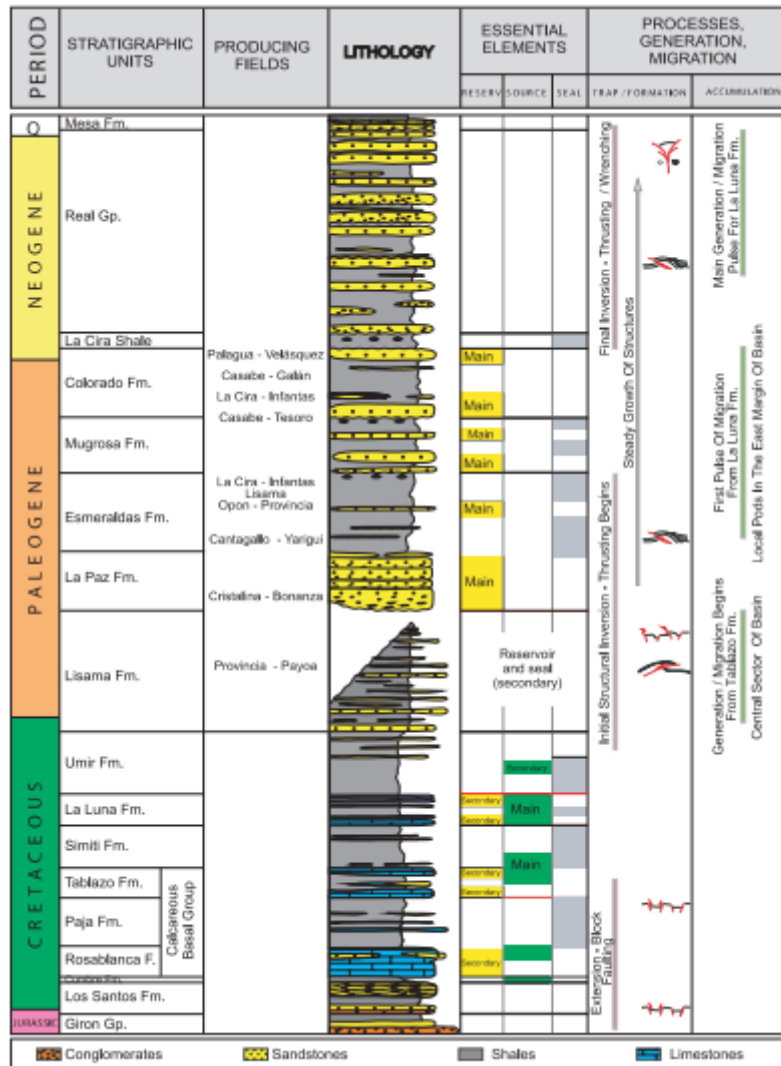
<sup>6</sup> BARRERO, Dario, et al. Colombian Sedimentary Basins: Nomenclature, Boundaries and Petroleum Geology, a New Proposal. Bogotá, Colombia: 2007

<sup>7</sup> Unión Temporal Prospección, UPME 2018. Evaluación de las cuencas y estructuración de escenarios de oferta de hidrocarburos convencionales y no convencionales. Bogotá. Colombia: Unidad de Planeación Minero Energética, 2018.

<sup>8</sup> Ibid, p. 75.



**Imagen 2.** Columna estratigráfica de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena.



Fuente: BARRERO, Dario, et al. Colombian Sedimentary Basins: Nomenclature, Boundaries and Petroleum Geology, a New Proposal. Bogotá, Colombia: 2007

Como la cuenca del VMM es la segunda más importante en producción del país, esta ha sido objeto de un gran número de estudios por parte de las empresas encargadas de la operación de los campos productores para su caracterización geológica y llegar así a comprender y definir con mayor precisión las zonas de mayor prospectividad para la producción de hidrocarburos. El sistema petrolífero de esta cuenca se encuentra compuesto por:

- Roca generadora: en esta cuenca se observa que diversas formaciones son fuentes generadoras de hidrocarburos, algunas de estas formaciones son:

a) Formación La Luna: es una formación muy conocida en el país y es fuente generadora para más de una cuenca sedimentario, esta es de origen marino y tiene en su composición materia orgánica con cantidades superiores al 4% en composición y una temperatura promedio de 435 °C. Para esta formación, se observan espesores de entre 300 y 600 metros<sup>9</sup>.

b) Formación Tablazo: esta formación madura fue depositada en un ambiente marino de plataforma con cantidades de materia orgánica iguales o inferiores al 5% con temperaturas que oscilan entre los 440° y 460°C. Esta formación posee un espesor que varía entre los 150 metros y los 325 metros<sup>10</sup>.

c) Formación Rosa Blanca: esta formación se encuentra compuesta por carbonatos y evaporitas que fueron depositadas en un ambiente marino somero con un espesor que varía entre los 925 metros en el sur hasta los 200 metros en el norte<sup>11</sup>. Tiene un porcentaje de contenido de materia orgánica mayor al 4% con una temperatura promedio de 435 °C.

- Rocas reservorios o almacén: el 97% del petróleo probado en los basamentos provienen de las siguientes formaciones: arenas del Paleógeno (Paleoceno-Mioceno), Lisama, Esmeraldas – La Paz y Colorado – Mugrosa. Estas formaciones tienen en promedio una porosidad que varía entre el 15 y el 20 % con permeabilidades promedio de 20 a 600 md. Algunos reservorios explorados son sistemas fracturados naturalmente que pertenecen al grupo de calizas cretáceas y de la formación La Luna<sup>12</sup>.

- Rocas sello: para detener y evitar la migración de los hidrocarburos, en esta cuenca sedimentario actúan como roca sello las formaciones: Paja, Simití; Umir, Lisama y los shales de La Paz, Esmeraldas; Mugrosa y Colorado.

## 1.2 CARACTERIZACIÓN DE CRUDOS

---

<sup>9</sup> LOZANO, Edinson y ZAMORA, Nadezhda. Compilación de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena. Bogotá, Colombia: Sistema Geológico Colombiano, 2014

<sup>10</sup> Unión Temporal Prospección, UPME 2018. Evaluación de las cuencas y estructuración de escenarios de oferta de hidrocarburos convencionales y no convencionales. Bogotá. Colombia: Unidad de Planeación Minero Energética, 2018.

<sup>11</sup> CASTRO DELGADO, Juliette Bernelly and GOMEZ BOHORQUEZ, Gustavo Adolfo. Cálculo de petróleo original en sitio y evaluación de reservas para el área de estudio Maracuy ubicado en la Cuenca del Valle Medio del Magdalena. Bogotá, Colombia.: Fundación Universidad de América, 2016.

<sup>12</sup> BARRERO, Dario, et al. Colombian Sedimentary Basins: Nomenclature, Boundaries and Petroleum Geology, a New Proposal. Bogotá, Colombia: 2007

En la industria petrolera es necesario ejercer un estricto control en la calidad del petróleo antes de comercializarlo o llevarlo a plantas de refinación para obtener los diversos derivados que poseen un gran valor comercial con el fin de que el crudo y sus derivados cumplan de manera rigurosa las funciones que se esperan de ellos<sup>13</sup>. Debido a la naturaleza propia del crudo, no es posible realizar una caracterización por moléculas o componentes individuales, sino que es necesario realizar la agrupación de hidrocarburos que posean características similares<sup>14</sup>, gracias a la realización de estos análisis se pueden estudiar de las condiciones de yacimiento, procesos de migración, pulsos de generación de hidrocarburos y el nivel de madurez del crudo, procesos de degradación, procesamiento del petróleo y posibles efectos de las actividad petroleras en el ambiente circundante. Uno de los procedimientos de caracterización por grupos de hidrocarburos es el análisis S.A.R.A, el cual se describe a continuación.

**1.2.1** Análisis S.A.R.A. Es un método de caracterización de crudos pesados basado en el fraccionamiento composicional, por el cual se separa la muestra líquida de petróleo en fracciones de menor tamaño, logrando que cada fracción posea una composición diferente respecto a las otras obtenidas durante el proceso de separación. La separación se basa principalmente en el principio de diferencia de solubilidad que presenta cada componente del hidrocarburo en diversos solventes utilizados. Cada fracción se encuentra una mezcla que se encuentra formada por componentes con solubilidades que se encuentran en un rango determinado de acuerdo a su peso molecular<sup>15</sup>. Dichas fracciones, se dividen en cuatro grupos de solubilidad determinados: saturados, aromáticos, resinas y asfaltenos; de las iniciales de estos grupos proviene el acrónimo de S.A.R.A. para el nombre de la prueba. A continuación, se realizará una breve definición de cada uno de los grupos de componentes:

- **Saturados:** también conocidos como parafinas, son compuestos hidrocarburos no polares constituidos por hidrógeno y carbono unidos por enlaces simples, son principalmente cadenas lineales o cadenas cíclicas con ramificaciones debido a que los átomos de hidrógeno pueden ser sustituidos por carbonos o cadenas de hidrocarburos para dar lugar a la formación de isoparafinas o isoalcanos<sup>16</sup>.
- **Aromáticos:** son hidrocarburos con estructura cíclica de anillos con seis átomos de carbono, constituidos principalmente por el benceno (C<sub>6</sub>H<sub>6</sub>) y sus

---

<sup>13</sup> DELGADO L, José G. Caracterización de crudos y productos petroleros. Venezuela: Universidad de los Andes. p. 6.

<sup>14</sup> CABRERA, Jaminton. Caracterización de crudos de petróleos. Bucaramanga. Universidad Industrial De Santander, 2014 p. 1.

<sup>15</sup> DEL CASTILLO, Yanil. Oilfield Glossary: análisis SARA. [0]. [Consultado el 27/09/2019]. Disponible en: [https://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/s/sara\\_analysis.aspx](https://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/s/sara_analysis.aspx)

<sup>16</sup> FERNANDEZ SALGADO, Yatzirih. Caracterización de las fracciones SARA de crudos provenientes de hidrodesintegración. Instituto Politécnico Nacional, 2017. p. 13.

derivados, la mayoría de estos compuestos se encuentran en fase líquida de baja densidad (menor que la del agua) de fuerte olor aromático. Después de realizar el análisis composicional del crudo, si se encuentra que más del 45% del contenido son hidrocarburos de este tipo, se determina que es un hidrocarburo aromático<sup>17</sup>.

- **Resinas:** son hidrocarburos de alta polaridad solubles en alcanos ligeros, tales como el *n*-pentano y *n*-hexano, pero insolubles en el propano líquido. Su estructura consiste básicamente en anillos aromáticos, además de estructuras similares a las nafténicas y alquílicas; en dicha estructura, en algunos casos se pueden encontrar diferentes heteroátomos tales como el azufre, nitrógeno y oxígeno<sup>18</sup>.
- **Asfaltenos:** son materiales orgánicos constituidos por compuestos aromáticos y nafténicos con la presencia de moléculas de nitrógeno, azufre y oxígeno, cuyo peso molecular oscila entre los 500 g/mol a 2000 g/mol. Esta fracción no es soluble en solventes de cadena recta tales como el pentano o el heptano. Estos compuestos precipitan como resultado de caídas de presión, fuerzas de cizalla, presencia de ácidos, dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>) en solución, mezclas de petróleos crudos incompatibles, entre otras condiciones o materiales que alteran la estabilidad de la dispersión asfáltica<sup>19</sup>.

**1.2.2 Propiedades del crudo.** De igual manera, para realizar una correcta comparación de los crudos de los diferentes campos es necesario definir aquellas variables que pueden determinar características que se pueden asociar los unos a los otros, dentro de las que se encuentran:

- **Densidad ( $\rho$ ):** se define como la masa por unidad de volumen de un fluido, la cual es función del estado en que se encuentra la muestra, teniendo en cuenta que para un compuesto puro depende de la temperatura y de la presión<sup>20</sup>. De esta propiedad se obtiene la derivación de una nueva propiedad importante en el estudio de las características propias del petróleo, la cual es la gravedad específica, esta consiste en la relación entre la densidad del fluido de estudio

---

<sup>17</sup> CRISTANCHO VELASCO, Diana Marcela and HOYOS ROMAN, Jorge Mario. Procedimientos metodológicos para la caracterización de fluidos de campos maduros. Aplicación a los fluidos del campo Colorado. Universidad Industrial de Santander, 2008 p. 40.

<sup>18</sup> FERNANDEZ SALGADO, Yatzirih. Caracterización de las fracciones SARA de crudos provenientes de hidrodesintegración. Instituto Politécnico Nacional, 2017. p. 14.

<sup>19</sup> DEL CASTILLO, Yanil. Oilfield Glossary: asfaltenos. [0]. [Consultado el 28/09/2019]. Disponible en: <https://www.glossary.oilfield.slb.com/Terms/a/asphaltenes.aspx>

<sup>20</sup> RIAZI, M. R. Characterization and properties of petroleum fractions. First Edition. ASTM International, 2005. 31-36 p

y la del agua, las dos densidades medidas a condiciones de superficie (1 atm de presión y 60°F).

- **Gravedad API:** es una escala arbitraria de valores para indicar de forma más clara la densidad del crudo, en el cálculo de esta propiedad se hace uso de la gravedad específica, aumentando su valor a medida que la gravedad específica tiende a valores más bajos<sup>21</sup>. Las unidades de esta propiedad son los grados API (°API) y es de gran importancia el conocimiento exacto de esta propiedad para definir de forma más precisa el valor comercial del crudo producido.

Para la determinación y cálculo de las tres propiedades comúnmente se hace uso de la norma ASTM D 1298-12b<sup>22</sup>, la cual estandariza el procedimiento que se llevaba a cabo para que los valores obtenidos de la prueba sean representativos y acordes a las regulaciones internacionales.

- **Punto de fluidez:** es la temperatura más baja que puede alcanzar la muestra de crudo a la cual todavía fluye, es decir, que si se llega a reducir más la temperatura el petróleo pierde la capacidad de movilizarse<sup>23</sup>, dicho fenómeno se da tanto en aceites ligeros como en aceites pesados. De acuerdo a la ASTM, la organización que se encarga de definir los procedimientos estandarizados para la determinación de las propiedades, el método aceptado es el “*Test Method D 97*”<sup>24</sup>, el cual se encuentra descrito en la norma ASTM D97.
- **Contenido total de sulfuros:** esta propiedad es la medida de la cantidad total de componentes ácidos presentes en el petróleo crudo<sup>25</sup>. De acuerdo a la norma ASTM D 4294, se realiza la determinación en petróleo crudo y en productos derivados que se encuentren en una fase líquida a condiciones de superficie o ambiente, que se puedan liquidificar por el uso de solventes solubles de hidrocarburos<sup>26</sup>.
- **Contenido de Vanadio y Níquel:** es la medida de la cantidad de contaminantes inorgánicos presentes en las moléculas de hidrocarburos que componen al petróleo. En relación a la cantidad de níquel, se suele presentar

---

<sup>21</sup> CRISTANCHO. Op cit. p. 37.

<sup>22</sup> ASTM. 1298-12b: Standard Test Method for Density, Relative Density (Specific Gravity), or API Gravity of Crude Petroleum and Liquid Petroleum Products by Hydrometer Method. 2012.

<sup>23</sup> RODRIGUEZ, Xiomara. Punto de fluidez. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander, 2017.

<sup>24</sup> ASTM. D 97-05: Standard Test Method for Pour Point of Petroleum Products. 2017.

<sup>25</sup> DEL CASTILLO, Yanil. Oilfield Glossary: número de acidez. [Consultado el 28/09/2019]. Disponible en: [https://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/a/acid\\_number.aspx](https://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/a/acid_number.aspx)

<sup>26</sup> ASTM. D4294 Standard Test Method for Sulfur in Petroleum and Petroleum Products by Energy Dispersive X-ray Fluorescence Spectrometry. 2016.

en pequeñas cantidades, básicamente en trazas en las cenizas de algunos petróleos, depende de la naturaleza del yacimiento y su contenido de metales; en cuanto a la cantidad de vanadio, este se observa en las cenizas de la gran mayoría de petróleos de base asfáltica. El método de determinación se encuentra consignado en la norma ASTM D5185.

- **Asfaltenos y parafinas:** como ya se definió anteriormente, con compuestos que se encuentran en el petróleo que, dependiendo su porcentaje de contenido, afectan la naturaleza del crudo y, por consiguiente, las demás propiedades medidas. Los métodos de determinación de estos componentes varían de acuerdo al laboratorio donde se realice la prueba, debido a que no existe un procedimiento estandarizado.
- **Contenido de cenizas:** esta es la cantidad de material que no se quema en un proceso de combustión, tales como la sílice y demás residuos metálicos que se encuentran contenidos en el petróleo<sup>27</sup>, vale la pena aclarar que estos residuos no deben ser confundidos con el contenido de sedimentos o de residuos no solventes en el aceite. La ASTM tiene estandarizado este proceso bajo la designación D482.03 para realizar los test de determinación de cenizas en productos del petróleo.
- **Viscosidad dinámica:** esta propiedad es un indicador de forma general, la resistencia que presenta la muestra a fluir o a cambiar de forma física; dicho en otras palabras, es la fuerza que un fluido opone a ser deformado a temperatura de superficie; su unidad de medida es el cp. Esta es medida en diversas temperaturas de acuerdo a la norma ASTM D7042 con la finalidad de poder apreciar como es el comportamiento de la viscosidad con respecto a los cambios de temperatura.

### 1.3 ECUACIONES DE ESTADO

Una ecuación de estado (EOS) es una ecuación matemática que permite relacionar la presión, el volumen y la temperatura (RIAZZI), esta ecuación permite establecer las relaciones que existen entre el número mínimo de magnitudes que definen el estado del sistema y los valores posibles que estas pueden tener. Una ecuación de estado de una sustancia en particular es una expresión matemática fundamental o constitutiva, es decir, es una relación entre varias magnitudes físicas que son específicas para dicha sustancia y que no se deriva directamente de una ley física, pero que esta, al ser combinada con otras ecuaciones puede constituir una ley física. Estas ecuaciones integran las relaciones entre magnitudes físicas determinadas empíricamente.

---

<sup>27</sup> DELGADO L, José G. Caracterización de crudos y productos petroleros. Venezuela: Universidad de los Andes. p. 26.

La forma más simple de una ecuación de estado es la del gas ideal, la cual permite determinar el comportamiento de un gas bajo ciertas condiciones controladas. En 1873, Van der Waals propuso la primera ecuación de estado cúbica que se basó en la teoría de continuidad de los líquidos y los gases. Desde entonces, con el paso de los años y un mayor entendimiento de las variables que afectan el estado de las sustancias, se han desarrollado modificaciones a las ecuaciones cúbicas, sobre todo en la industria del petróleo debido a que son más sencillas de desarrollar matemáticamente<sup>28</sup>.

Para efectos del desarrollo de este trabajo, a continuación, se procederá a explicar las ecuaciones de estado que se aplicarán a los datos de los campos seleccionados.

**1.3.1 Soave-Redlich-Kwong.** Esta ecuación es una modificación realizada por Soave en el año de 1972 a la ecuación de Redlich-Kwong, reemplazando un término específico por una expresión que se encontrara en función de la temperatura y el factor acéntrico. Dicha función  $\alpha$  fue creada para que los datos de las presiones de vapor de los hidrocarburos fueran aceptados; esta ecuación permite describir de forma más precisa el comportamiento de equilibrio de las fases de este tipo de sustancias<sup>29</sup>.

**Ecuación 1.** Ecuación de estado de Soave-Redlich-Kwong.

$$P = \frac{RT}{(V - b)} = \frac{a(T)}{V(V + B)}$$

Fuente: SOAVE, Giorgio. Equilibrium constants from a modified Redlich-Kwong equation of state. En: CHEMICAL ENGINEERING

**1.3.2 Peng-Robinson.** Esta ecuación de estado es una de las más utilizadas en la industria del petróleo para la descripción del comportamiento de los hidrocarburos. Este modelo matemático fue desarrollado a partir de la ecuación de van der Waals en el año de 1976 para cumplir principalmente con cuatro objetivos<sup>30</sup>:

**Ecuación 2.** Ecuación de estado de Peng-Robinson.

$$P = \frac{RT}{(V - b)} = \frac{a(T)}{(v^2 + 2vb + b^2)}$$

---

<sup>28</sup> RIAZI, M. R. Characterization and properties of petroleum fractions. First Edition. ed. ASTM International, 2005. 31-36 p.

<sup>29</sup> SOAVE, Giorgio. Equilibrium constants from a modified Redlich-Kwong equation of state. En: CHEMICAL ENGINEERING SCIENCE. Junio, 1972. vol. 27, no. 6, p. 1197-1203

<sup>30</sup> ROBINSON, Donald B. and PENG, Ding-Yu. A New Two-Constant Equation of State. En: Industrial and Engineering Chemistry. Alberta, Canadá: University of Alberta, 1976.

Fuente: ROBINSON, Donald B. and PENG, Ding-Yu. A New Two-Constant Equation of State. En: Industrial and Engineering Chemistry. Alberta, Canadá: University of Alberta, 1976.

1. El modelo debería ser más preciso que sus antecesores cerca del punto crítico, principalmente para cálculos del factor de compresibilidad y la densidad líquida.
2. Los parámetros deberían poder ser expresados en función de las propiedades críticas y el factor acéntrico.
3. Las reglas del mezclado no debían emplear más que un parámetro sobre las interacciones binarias, que debía ser independiente de la presión, temperatura y composición.
4. La ecuación de estado debería ser aplicable a todos los cálculos de todas las propiedades de los fluidos en procesos naturales de gases.

#### **1.4 CRUDOS ATMOSFÉRICOS**

Los crudos atmosféricos son aquellos crudos que se encuentran a condiciones de superficie, es decir, a presión atmosférica. Por lo cual, no se tienen en cuenta las condiciones de yacimiento a las que pudieron haber sido sometidos.

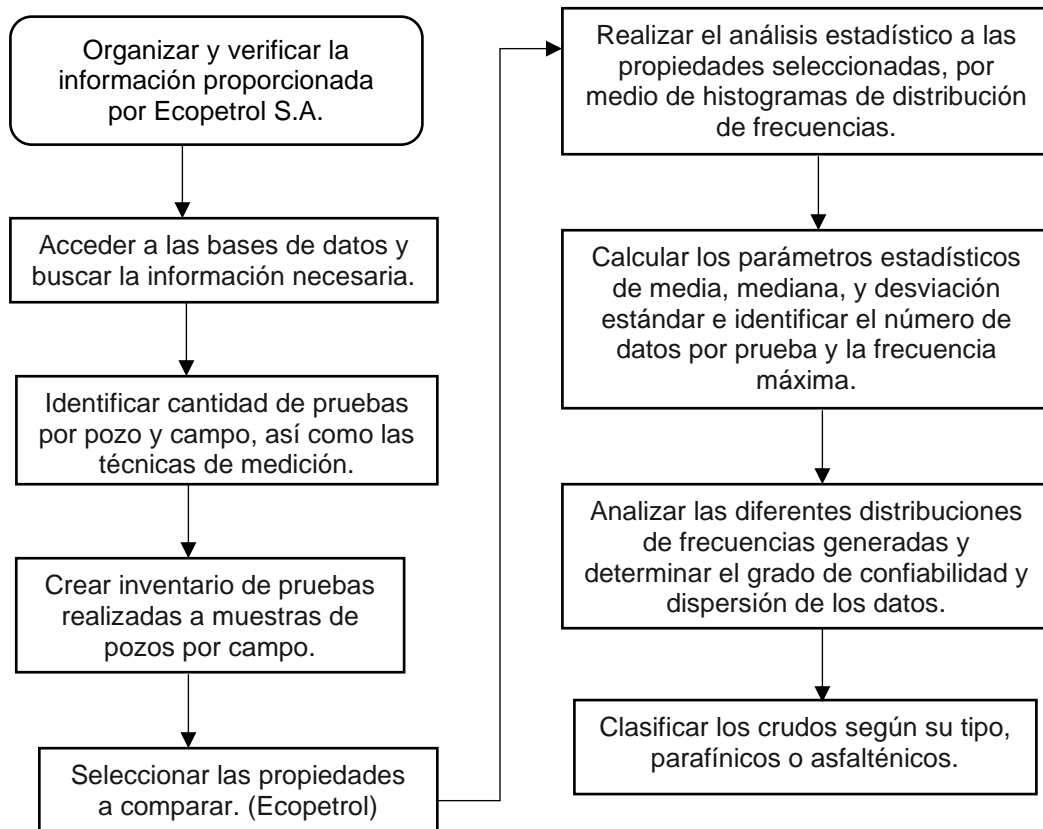


## 2. METODOLOGIA Y DATOS

### 2.1 METODOLOGÍA

A continuación, se procede a describir la metodología de trabajo que fue implementada en este proyecto de investigación. En la **Figura 1** se encuentra un diagrama de flujo, el cual ilustra de forma clara el paso a paso a seguir para el desarrollo del primer objetivo específico.

**Diagrama 1.** Diagrama de flujo de la metodología de trabajo del primer objetivo específico.



**Fuente:** elaboración propia.

Lo primero que se hace para el desarrollo de este trabajo es la organización y verificación de la información proporcionada por Ecopetrol S.A. Se tienen alrededor de 200 archivos que cuentan con información de los pozos y las pruebas realizadas a muestras tomadas en cabeza de ellos según el campo donde se encuentran. Para organizar la información, se crea un inventario en donde se pueda identificar por cada campo cuantos pozos fueron tomados en cuenta para la toma de muestras y cuantas pruebas se le realizaron a cada pozo, con el fin de establecer con que datos de propiedades se cuenta. Este se crea en el programa Excel y su función principal

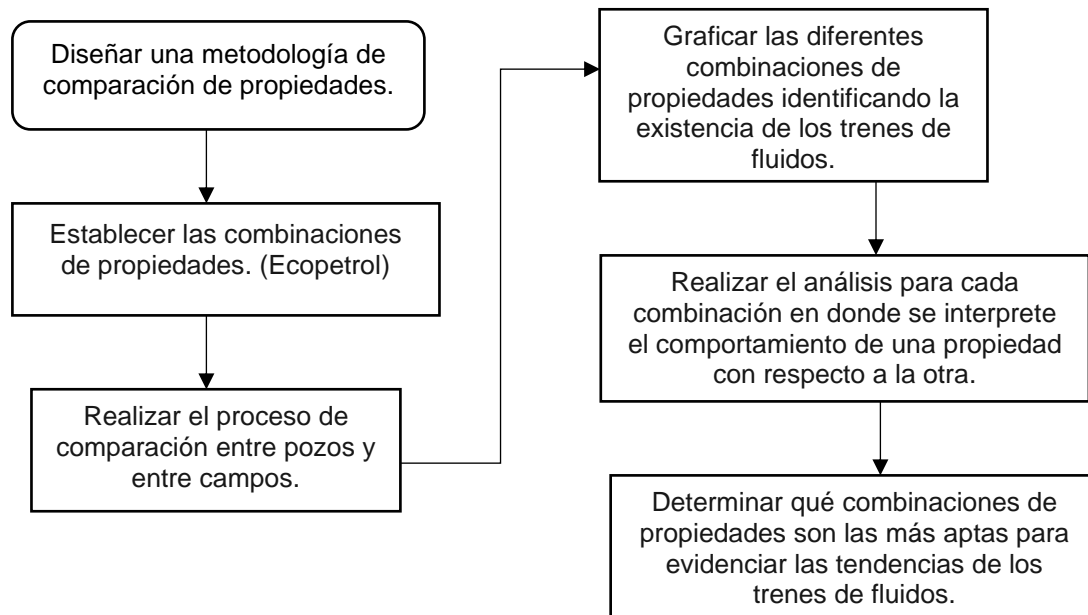
es que mediante el uso de la herramienta filtro, se pueda seleccionar el campo y el pozo y éste arrojará las pruebas que se le hicieron a la muestra tomada en dicho pozo.

Una vez se tenga el inventario se procede a seleccionar las variables que se requieren para el proceso de comparación, se deben tener en cuenta las que fueron empleadas en los antecedentes, debido a que son las que mejor reflejan y caracterizan los crudos. No obstante, la empresa Ecopetrol S.A, seleccionará las propiedades que se emplearán en el proceso de comparación, así como las diferentes combinaciones según la cantidad de información con la que se cuente.

Posteriormente, se realiza el análisis estadístico a las propiedades seleccionadas, para ello se grafican histogramas de distribución de frecuencias para identificar el comportamiento de los datos y se calculan las variables estadísticas de media, mediana y frecuencia. Con estas variables se pretende determinar la confiabilidad y la dispersión de los datos pertenecientes a las diferentes propiedades. Para la clasificación de los crudos, se emplean los valores promedios de factor de caracterización para cada campo y se les asigna el tipo (parafínico o asfaltenico).

Siguiendo con el desarrollo de la metodología para el presente trabajo, se puede observar en la **Figura 2** el segundo diagrama de flujo, el cual ilustra el paso a paso a emplear para el desarrollo del segundo objetivo específico.

**Diagrama 2.** Diagrama de flujo de la metodología de trabajo del segundo objetivo específico.



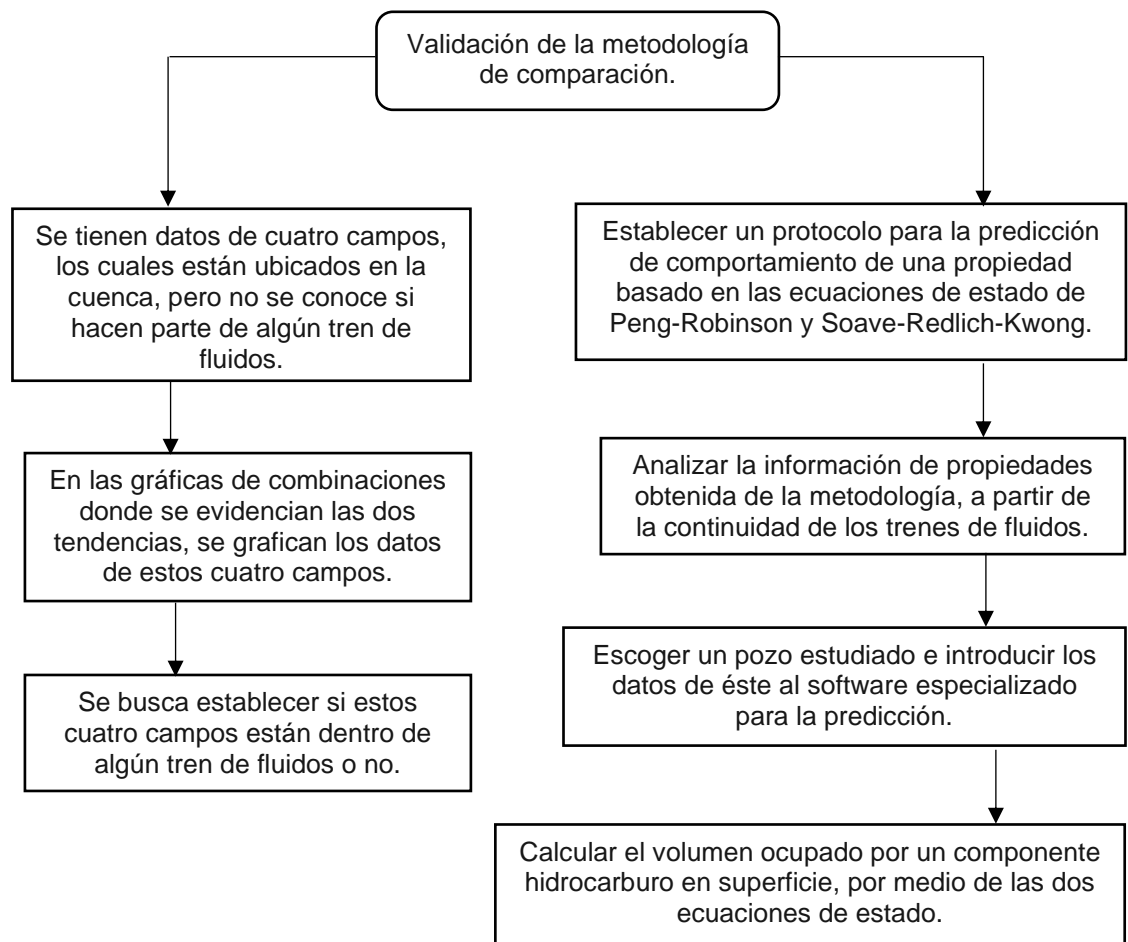
**Fuente:** elaboración propia.

Como se mencionó anteriormente lo siguiente a realizar es el diseño de la metodología de comparación como tal. La comparación se hace primero a nivel de

pozo, luego a nivel de formación, a nivel de campo y por último entre campos. Se establece el proceso de comparación así, debido a que es necesario empezar a establecer la relación entre las propiedades de los crudos a nivel micro para luego llegar al nivel macro. Después de establecer las combinaciones de propiedades, se grafican de manera que se pueda ir identificando los dos trenes de fluidos presentes en la cuenca. Cada combinación tiene características específicas, por lo cual es necesario analizar cada una de ellas y así observar el comportamiento de una propiedad con respecto a la otra. Al realizar este análisis se puede determinar que combinaciones presentan mayor correlación, y así se puede evidenciar en cuales de estas se presentan las tendencias que hacen alusión a los dos trenes de fluidos.

El paso para seguir es realizar la respectiva validación de la metodología propuesta en este trabajo, para ello en la **Figura 3** se encuentra el respectivo diagrama de flujo, en donde se enuncian los pasos a seguir para la realización satisfactoria del tercer objetivo específico.

**Diagrama 3.** Diagrama de flujo de la metodología de trabajo del tercer objetivo específico.



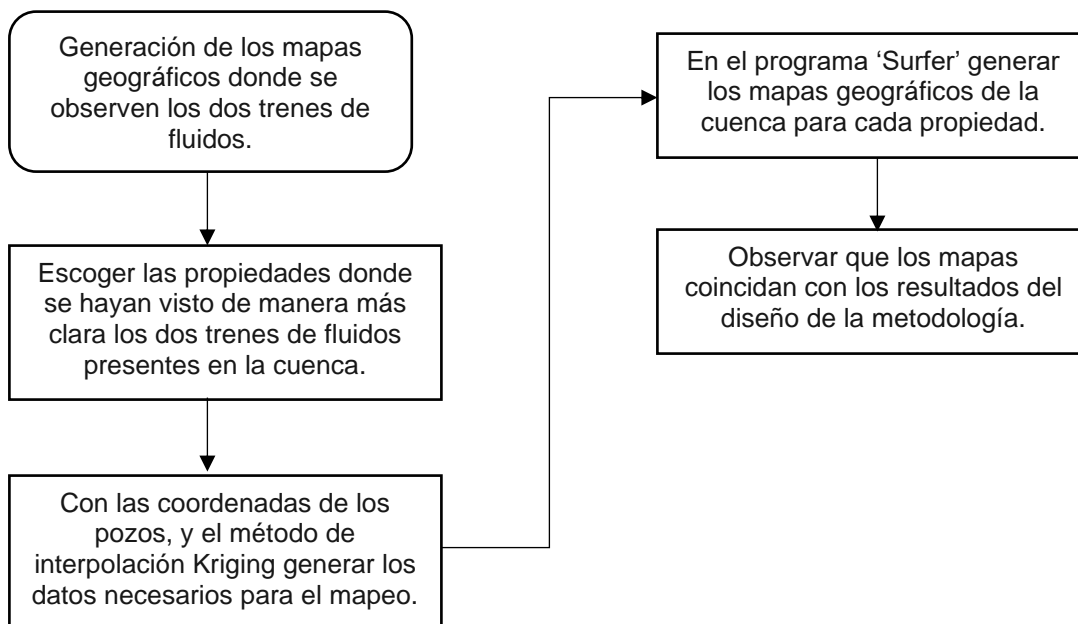
**Fuente:** elaboración propia.

Para realizar la validación de la metodología propuesta, se realizan dos procesos, en primer lugar, toman datos de cuatro campos ubicados dentro de la misma cuenca, de los cuales se tenga registro de toma de muestras y análisis y que no hayan sido incluidos en el estudio. Cuando se tengan estos datos se hace el mismo proceso de comparación que se utilizó para el diseño de la metodología, en este caso cuando existe la relación entre las propiedades, el campo se ubica dentro de uno de los dos trenes de fluidos. Si por el contrario no la hay, se puede inferir que el campo en cuestión no se encuentra bajo alguno de dichos trenes.

Después de establecer la relación de las propiedades de estos campos con la metodología, se procede a aplicar las ecuaciones de estado de Soave-Redlich-Kwong y Peng-Robinson. La idea radica en utilizar datos de un pozo seleccionado dentro del estudio, y se procede a predecir el comportamiento que puede tener la gravedad API de los crudos de este pozo por medio de un software especializado que arroja dicho valor. Adicionalmente, se calcula el porcentaje en volumen que va a ocupar uno de los componentes hidrocarburos que hacen parte del crudo, por medio del uso de las dos ecuaciones de estado.

Y para dar cumplimiento al cuarto objetivo específico propuesto, se observa en la **Figura 4** el diagrama de flujo respectivo, en donde se enuncian los pasos a seguir para el desarrollo de este.

**Diagrama 4.** Diagrama de flujo de la metodología de trabajo del cuarto objetivo específico.



**Fuente:** elaboración propia.

Finalizando el desarrollo de la investigación, se generarán los mapas geográficos de la Cuenca donde se observe la distribución de cada una de las diferentes propiedades que son analizadas mediante la generación de curvas de contornos, las cuales se realizan mediante el método de interpolación de Kriging, el cual es uno de los que se encuentra en el programa “*Surfer*” y es uno de los más utilizados en la industria.

## 2.2 DATOS.

Los datos de entrada para el presente trabajo fueron proporcionados por la empresa Ecopetrol S.A. En la **Tabla 1**, se muestran la cantidad de pozos que hay para cada uno de los campos que serán objeto de estudio y la cantidad de análisis o prueba de propiedades que se realizaron a los crudos producidos en dichos pozos.

**Tabla 1.** Cantidad de campos, pozos y pruebas realizadas.

<b>Campo</b>	<b># Pozos</b>	<b># Pruebas</b>
CG-1	2	31
CG-2	27	159
CG-3	1	2
CG-4	30	415
CG-5	2	60
CG-6	60	701
CG-7	37	212
CG-8	18	187
CG-9	13	113
CG-10	26	580
CG-11	13	201
CG-12	33	402
CG-13	8	201
CG-14	8	164
CG-15	6	107

**Fuente:** elaboración propia con base a datos suministrados por parte de Ecopetrol S.A.

El total de pozos empleados en el proceso de comparación de propiedades es de 283 y el total de pruebas realizadas es de 3535; entre tanto, en el **ANEXO D** se presenta una tabla resumen en la cual se encuentran reportados por la empresa Ecopetrol S.A., los métodos de determinación para cada una de las propiedades utilizadas en el desarrollo de la investigación. La selección de propiedades que se compararán las unas con las otras se hizo por el número de repetibilidad que tienen estas en los diferentes campos, por ello se estableció una metodología para la

comparación en donde se enfocó una variable como la independiente y las otras dependientes, listadas de la siguiente manera:

- Gravedad API vs azufre, número ácido (TAN), ceras, residuo de carbón, factor de caracterización, metales (Níquel y Vanadio), análisis SARA, insolubles en n-Heptano, y la viscosidad a dos temperaturas: 40°C y 50°C.
- Azufre vs viscosidad a 40°C, viscosidad a 50°C, asfaltenos, número ácido (TAN) y residuo de carbón.
- Número ácido (TAN) vs resinas y asfaltenos.
- Ceras vs saturados, punto de fluidez, y factor de caracterización.
- Residuo de carbón vs asfaltenos.
- Factor de caracterización vs saturados y vs aromáticos.
- Metales (Níquel y Vanadio) vs asfaltenos, resinas, residuo de carbón, viscosidad a 40°C y viscosidad a 50°C.

Para el análisis estadístico las variables que se utilizarán son cantidad de datos, media, mediana, desviación estándar, y frecuencia.

### 3. RESULTADOS Y ANÁLISIS

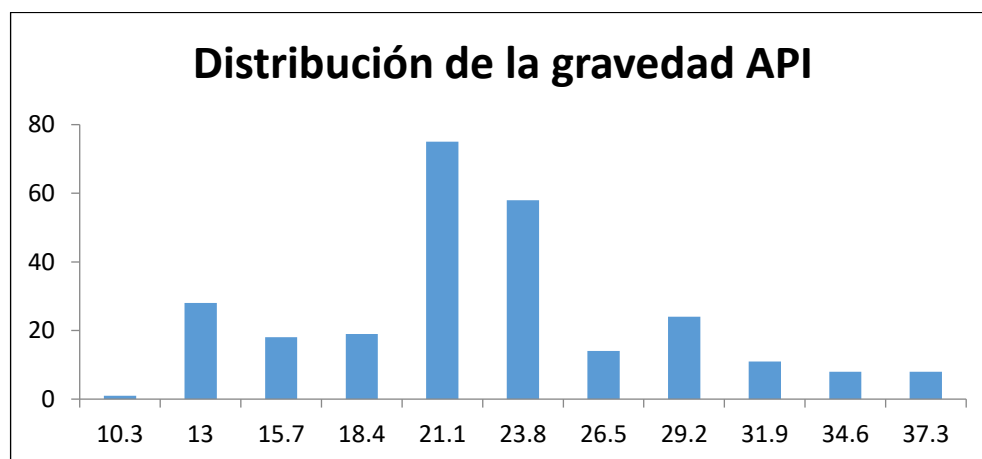
En esta sección se proceden a presentar todos los resultados obtenidos de la aplicación de la metodología descrita previamente en los diagramas de flujo presentados en el capítulo anterior. Así mismo, se procedió a interpretar y analizar dichos resultados con el fin de dar cumplimiento y seguimiento a cada uno de los objetivos específicos planteados para el desarrollo del presente trabajo de investigación.

#### 3.1 REALIZAR LA ORGANIZACIÓN Y VERIFICACIÓN DE LA INFORMACIÓN DISPONIBLE DE PROPIEDADES DE CRUDOS ATMOSFÉRICOS MEDIANTE ANÁLISIS ESTADÍSTICOS PARA LA POSTERIOR CLASIFICACIÓN DE ÉSTOS SEGÚN SU TIPO

A continuación, se presentan los resultados que se obtuvieron al momento de realizar la selección, organización y verificación de todos los datos de propiedades de los pozos para los 15 campos que fueron utilizados como caso de estudio del presente proyecto, todos estos datos fueron suministrados por la empresa Ecopetrol S.A., fueron organizados por campos y por propiedades, corroborando que cada uno de estos estuvieran ubicados en la Cuenca del VMM y los valores obtenidos por las pruebas entraran en los rangos de tolerancia de cada una de las pruebas de acuerdo a la normativa internacional para la determinación de cada una de las propiedades.

**3.1.1 Gravedad API.** A continuación, en la **Gráfica 1** se presenta el histograma de frecuencias que se obtuvo para la distribución de los datos que se tienen para la gravedad API, mientras que en la **Tabla 2** se resumen los valores que se obtuvieron a raíz del cálculo de las diferentes variables estadísticas que se obtuvieron a partir del histograma.

**Gráfica 1.** Distribución de frecuencias de la gravedad API.



**Fuente:** elaboración propia.

**Tabla 2.** Análisis estadístico para la gravedad API.

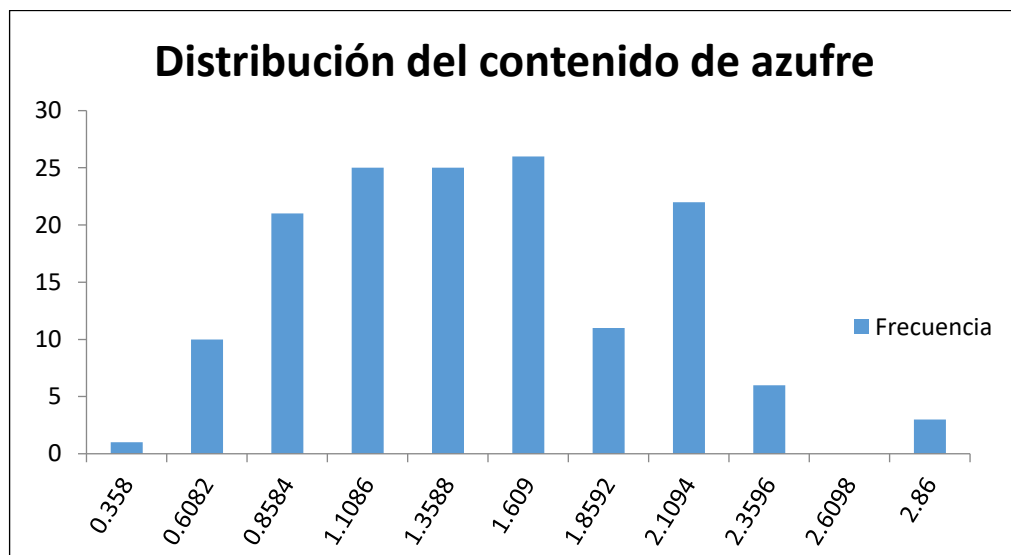
Abreviatura	Valor	Variable
<b>N</b>	269	Cantidad de datos
<b>Media</b>	21.18	Media
<b><math>\sigma</math></b>	5.79	Desviación Estándar
<b>Mediana</b>	20.80	Mediana
<b>Frecuencia</b>	75	Frecuencia

**Fuente:** elaboración propia.

La distribución de frecuencias para la gravedad API tiene un comportamiento simétrico, el cual se describe como una distribución normal debido a que, de los pozos empleados para este estudio, 75 de ellos tienen en promedio un valor de 21.18 °API. Con respecto a la desviación estándar teniendo un valor de 5.79 y siendo menor que la media, es un indicador de que la dispersión de los datos es bastante baja y, por tanto, la confiabilidad de éstos es alta debido a que la mediana tiene un valor similar a la media, reduciendo la inestabilidad de los datos. De acuerdo a este análisis estadístico, se concluye que los datos para esta propiedad pueden ser utilizados en el desarrollo del presente proyecto.

**3.1.2 Contenido de azufre.** Para el contenido de azufre para cada uno de los pozos que se tienen dentro de este estudio, en la **Gráfica 2** se encuentra la distribución de frecuencias de los datos en un diagrama de histogramas, entre tanto, en la **Tabla 3** se resume el respectivo análisis estadístico para su posterior interpretación.

**Gráfica 2.** Distribución de frecuencias del contenido de azufre.



**Fuente:** elaboración propia.



**Tabla 3.** Análisis estadístico de la gravedad API vs el contenido de azufre.

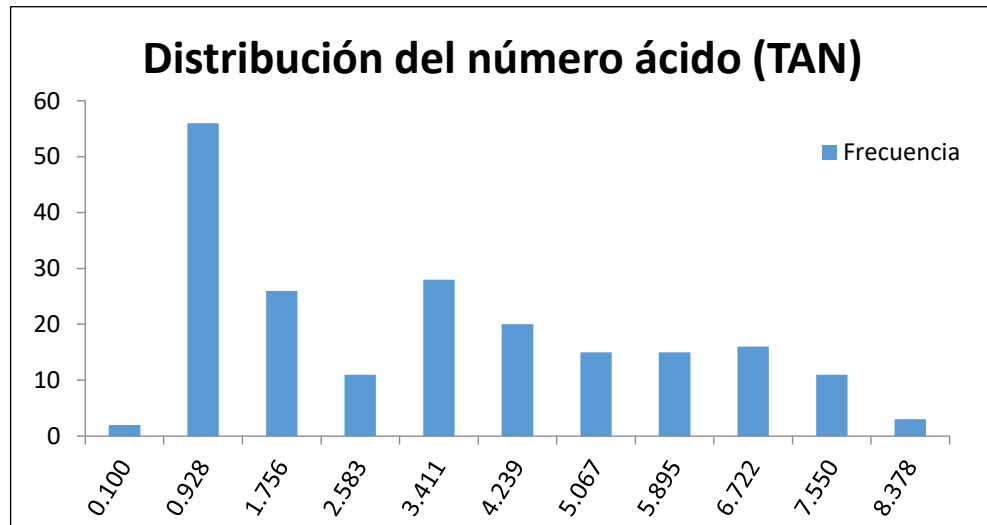
Abreviatura	Valor	Variable
<b>N</b>	148	Cantidad de datos
<b>Media</b>	1.33	Media
<b><math>\Sigma</math></b>	0.53	Desviación Estándar
<b>Mediana</b>	1.33	Mediana
<b>Frecuencia</b>	26	Frecuencia

**Fuente:** elaboración propia.

En cuanto a la distribución de frecuencias de la gráfica 2, el intervalo donde se presenta una mayor cantidad de datos es en el intervalo de 1.35 % en peso a 1.60 % en peso, con un valor de 26 pozos dentro de ese rango de valores. Esta distribución de frecuencias de igual manera que en el caso para la distribución de los valores de gravedad API, representa una distribución normal de los datos. Además, en cuanto a la desviación estándar, esta tiene un valor menor al valor promedio (media), por lo tanto, se puede concluir que la dispersión en los datos es baja, y como la mediana y la media tienen (para este caso) el mismo valor, la confiabilidad de los datos es mucho mayor.

**3.1.3 Número ácido (TAN).** A continuación, en la **Gráfica 3** se puede observar la distribución de frecuencias para los datos del número ácido (TAN). Además, en la **Tabla 4** se encuentra el análisis estadístico para esta propiedad.

**Gráfica 3.** Distribución de frecuencias del número ácido (TAN).



**Fuente:** elaboración propia.

**Tabla 4.** Análisis estadístico de la gravedad API vs número ácido (TAN).

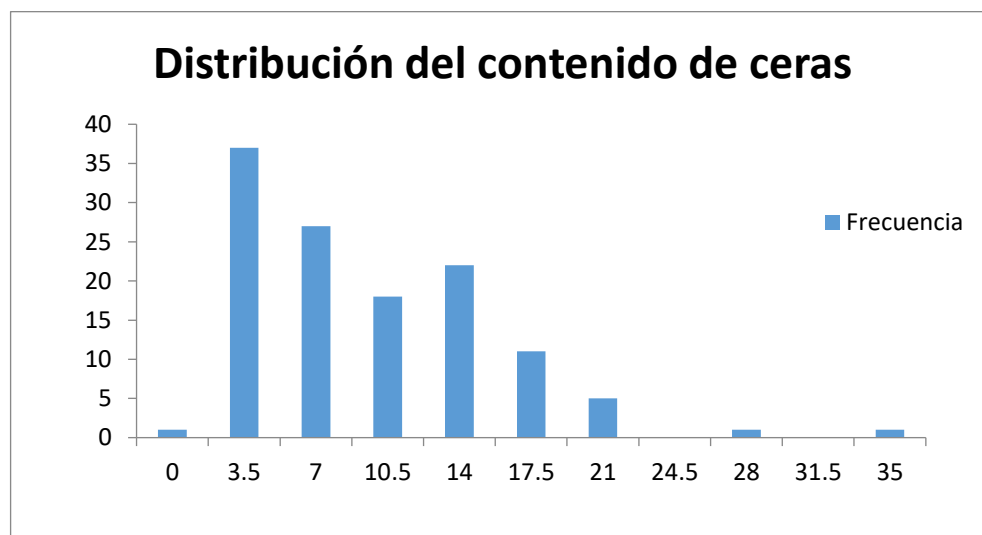
Abreviatura	Valor	Variable
<b>n</b>	202	Cantidad de datos
<b>Media</b>	2.92	Media
<b><math>\sigma</math></b>	2.30	Desviación Estándar
<b>Mediana</b>	2.85	Mediana
<b>Frecuencia</b>	56	Frecuencia

**Fuente:** elaboración propia.

En cuanto a la distribución del número ácido TAN, esta tiene un comportamiento asimétrico hacia la izquierda, con una frecuencia máxima de 56. Es decir, que existen 56 pozos estudiados que producen crudos con 0.928 mgKOH/g. Los valores de la media y la mediana se asimilan bastante, por lo tanto, la confiabilidad de los datos es mayor con un 98%, entre tanto, la desviación estándar es menor que la media, lo cual es un indicador de que la dispersión en este grupo de los datos es reducida y se encuentra en un 21%.

**3.1.4 Contenido de ceras.** En base a los datos que se tienen para el contenido total de ceras, en la Gráfica 4 se presenta la distribución de frecuencias del contenido de ceras. Posteriormente en la Tabla 5, el resumen de los datos estadísticos obtenidos de la distribución de frecuencias.

**Gráfica 4.** Distribución de frecuencias del contenido de ceras.



**Fuente:** elaboración propia.

**Tabla 5.** Análisis estadístico de la gravedad API vs contenido de ceras.

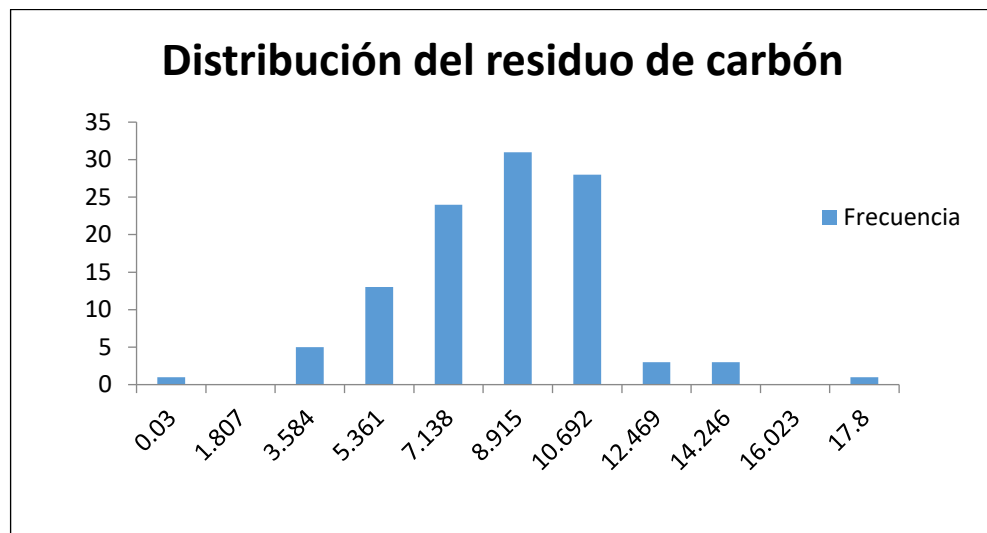
Abreviatura	Valor	Variable
<b>n</b>	120	Cantidad de datos
<b>Media</b>	7.59	Media
<b><math>\sigma</math></b>	5.79	Desviación Estándar
<b>Mediana</b>	6.10	Mediana
<b>Frecuencia</b>	37	Frecuencia

**Fuente:** elaboración propia.

En este caso, para el análisis del contenido total de ceras presente en los crudos, la desviación estándar tiene un valor menor que la media, lo cual es un indicador de que no habría dispersión de los datos. En caso contrario a las propiedades previamente analizadas, la mediana no tiene un valor similar a la media, por ello al calcular la confiabilidad de los datos, esta tiene un porcentaje del 80%. En cuanto a la distribución de frecuencias, esta tiene un comportamiento desplazado hacia la izquierda con 37 pozos en un intervalo bajo para el valor del contenido de ceras con un promedio de un 3.5% en peso.

**3.1.5 Residuo de carbón.** A partir de la información recolectada de acuerdo al contenido de residuo de carbón, se procedió a construir la **Gráfica 5** en la que se encuentra la distribución de frecuencias para los datos obtenidos, posteriormente, se resumen los datos estadísticos obtenidos del histograma en la **Tabla 6**.

**Gráfica 5.** Distribución del residuo de carbón.



**Fuente:** elaboración propia.

**Tabla 6.** Análisis estadístico de la gravedad API vs residuo de carbón

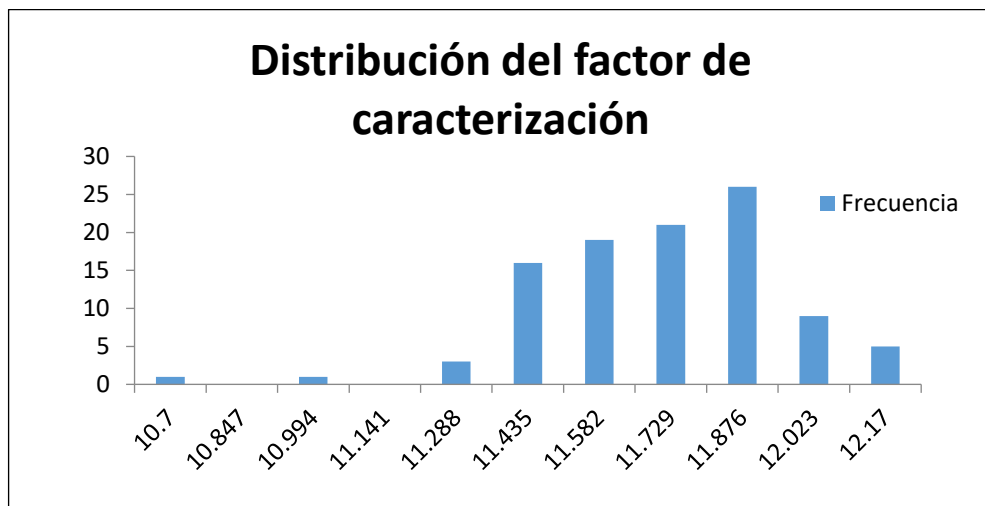
Abreviatura	Valor	Variable
<b>n</b>	104	Cantidad de datos
<b>Media</b>	7.71	Media
<b><math>\sigma</math></b>	2.25	Desviación Estándar
<b>Mediana</b>	8.09	Mediana
<b>Frecuencia</b>	31	Frecuencia

**Fuente:** elaboración propia.

La distribución de frecuencias para el residuo de carbón tiene un comportamiento asociado a una distribución normal, debido a que su frecuencia más alta se encuentra en la mitad, con un valor de 31. No obstante, hay datos que se salen de la tendencia, más exactamente en los extremos de la gráfica, siendo un indicativo de la amplia variedad de valores para esta propiedad, dentro los crudos de los campos empleados para este estudio; 31 de los pozos estudiados contienen un porcentaje de residuo de carbón de 8.919% en peso. Así mismo, por tener datos asimétricos es que la mediana y la media no son valores similares. Entre tanto, la desviación estándar es menor que la media indicando que la dispersión de los datos se encuentra en el 29%.

**3.1.6 Factor de caracterización.** Dentro la **Gráfica 6** se encuentra la distribución de frecuencias para el factor de caracterización. Y en la **Tabla 7**, el análisis estadístico respectivo. Cabe resaltar, que el factor de caracterización será la propiedad que será utilizada para realizar la clasificación de los crudos según su tipo (asfalténicos o parafínicos).

**Gráfica 6.** Distribución del factor de caracterización.



**Fuente:** elaboración propia.

**Tabla 7.** Análisis estadístico de la gravedad API vs factor de caracterización

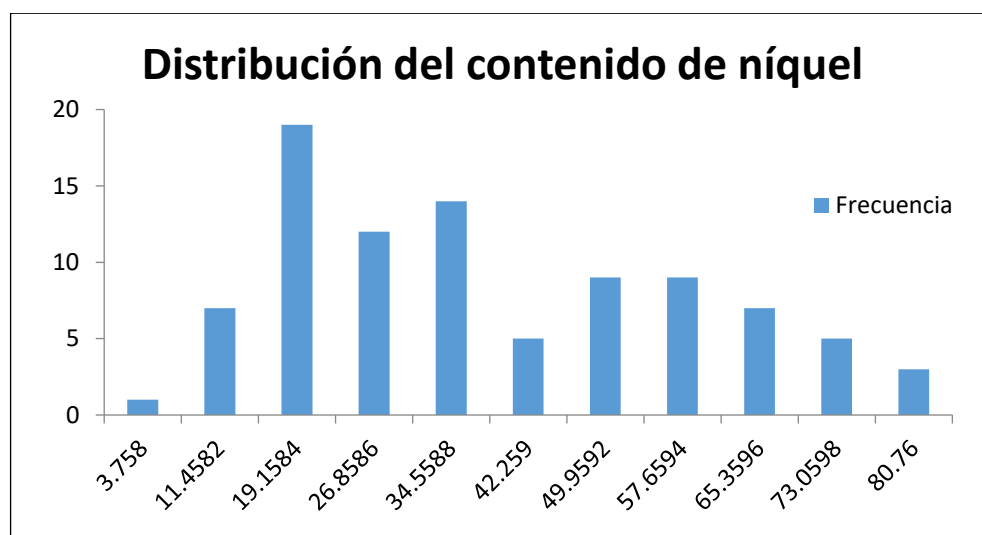
Abreviatura	Valor	Variable
<b>n</b>	97	Cantidad de datos
<b>Media</b>	11.68	Media
<b><math>\sigma</math></b>	0.20	Desviación Estándar
<b>Mediana</b>	11.72	Mediana
<b>Frecuencia</b>	26	Frecuencia

**Fuente:** elaboración propia.

En cuanto a la distribución de frecuencias del factor de caracterización, esta tiende a tener un comportamiento que describe una distribución normal con un ligero desplazamiento hacia la derecha. En virtud de que la mayoría de los valores de esta propiedad para los crudos producidos en la cuenca oscila entre un rango de 11 a 12. La frecuencia máxima en este caso es de 26. Son 26 pozos estudiados cuyo factor de caracterización tiene un valor de 11.876. Con respecto a los valores estadísticos calculados previamente, la mediana y la media son similares, por lo cual la confiabilidad de los datos es alta con 99.6%. La desviación estándar es bastante menor que la media, por lo cual la dispersión de los datos es casi nula teniendo un porcentaje de 1.70%.

**3.1.7 Contenido de níquel.** La **Gráfica 7** contiene la distribución de frecuencias para el contenido de níquel. Mientras que en la **Tabla 8**, se puede encontrar el respectivo análisis estadístico.

**Gráfica 7.** Distribución del contenido de níquel.



**Fuente:** elaboración propia.

**Tabla 8.** Análisis estadístico de la gravedad API vs contenido de níquel

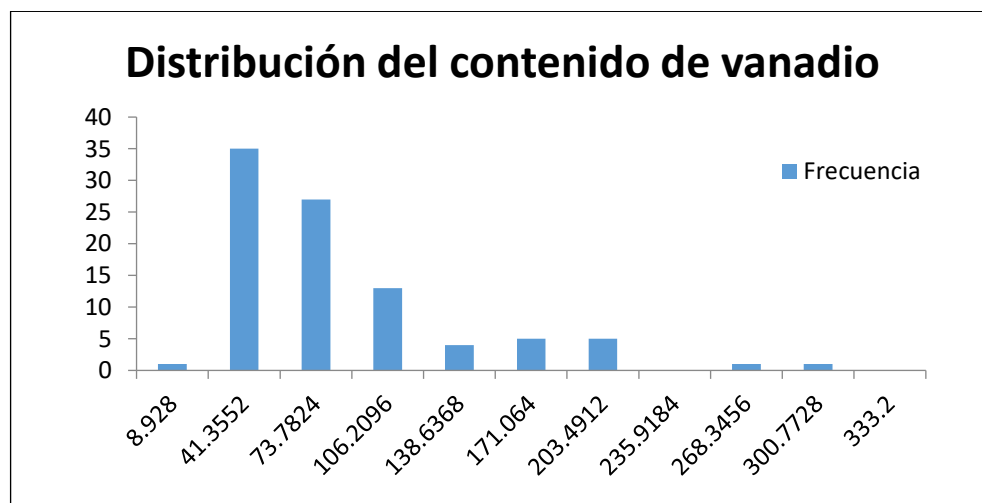
Abreviatura	Valor	Variable
<b>N</b>	93	Cantidad de datos
<b>Media</b>	36.88	Media
<b><math>\Sigma</math></b>	20.70	Desviación Estándar
<b>Mediana</b>	33.37	Mediana
<b>Frecuencia</b>	19	Frecuencia

**Fuente:** elaboración propia.

La distribución de frecuencias del contenido de níquel contiene una simetría doble, siendo el comportamiento típico de una distribución bimodal, lo cual se da debido a que son varios los campos que producen crudos pesados, lo cual dará un valor de contenido de níquel mayor. A su vez, también hay varios campos que producen crudos livianos, con contenidos de níquel menor. Como es una distribución bimodal, se pueden destacar dos frecuencias principalmente, 19 y 9 son los valores para cada grupo de campos. El efecto de los valores estadísticos calculados es similar a las anteriores combinaciones, la mediana y la media tienen valores similares y la desviación estándar es menor que la media, asegurando la confiabilidad en el 90.4% y la dispersión de los datos en 56%

**3.1.8 Contenido de vanadio.** Se puede observar la distribución de frecuencias del contenido de vanadio en la **Gráfica 8**. Más adelante en la **Tabla 9**, se encuentra el análisis estadístico para esta propiedad.

**Gráfica 8.** Distribución del contenido de vanadio.



**Fuente:** elaboración propia.

**Tabla 9.** Análisis estadístico de gravedad API vs contenido de vanadio.

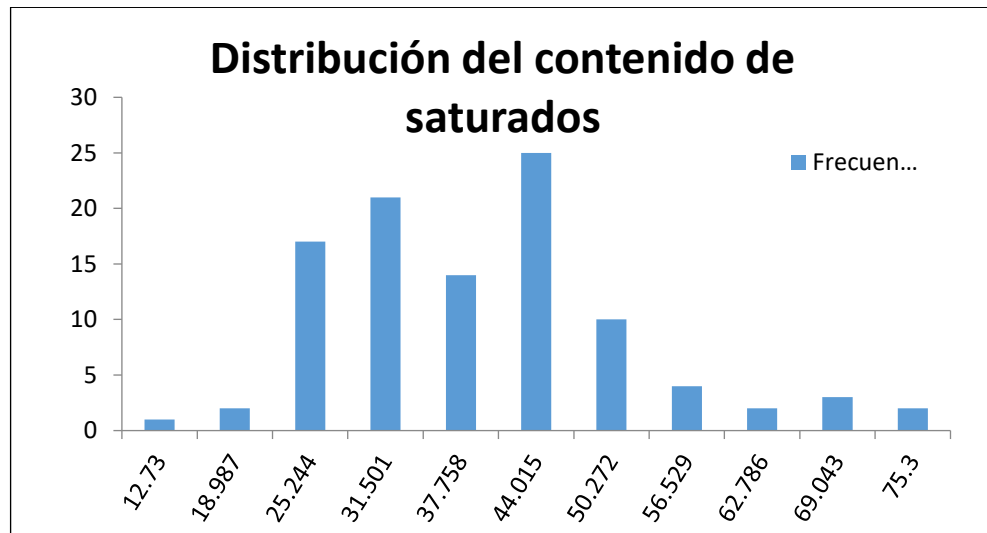
Abreviatura	Valor	Variable
<b>n</b>	96	Cantidad de datos
<b>Media</b>	82.52	Media
<b><math>\sigma</math></b>	78.48	Desviación Estándar
<b>Mediana</b>	57.10	Mediana
<b>Frecuencia</b>	35	Frecuencia

**Fuente:** elaboración propia.

Para la distribución de frecuencias del contenido de vanadio, se tiene un comportamiento desplazado hacia la izquierda. Debido a que, la mayoría de los campos empleados en este estudio producen crudos con contenido de vanadio bajos. Teniendo una frecuencia máxima de 35 pozos con 41.3% de este contenido. En cuanto a los valores estadísticos calculados, la media y la mediana no son muy similares, por lo cual la confiabilidad de los datos está en el 69%. Existe una dispersión de los datos contrario a los casos de estudio anteriores debido a que, aunque la desviación estándar es menor que la media, el valor es muy cercano a esta y tiene un porcentaje del 95%.

**3.1.9 Contenido de saturados.** En la **Gráfica 9** se puede encontrar la distribución de frecuencias para el primer componente de un análisis SARA (Saturados). Luego en la **Tabla 10**, se muestran los valores para el análisis estadístico.

**Gráfica 9.** Distribución del contenido de saturados.



**Fuente:** elaboración propia.

**Tabla 10.** Análisis estadístico de la gravedad API vs contenido de saturados.

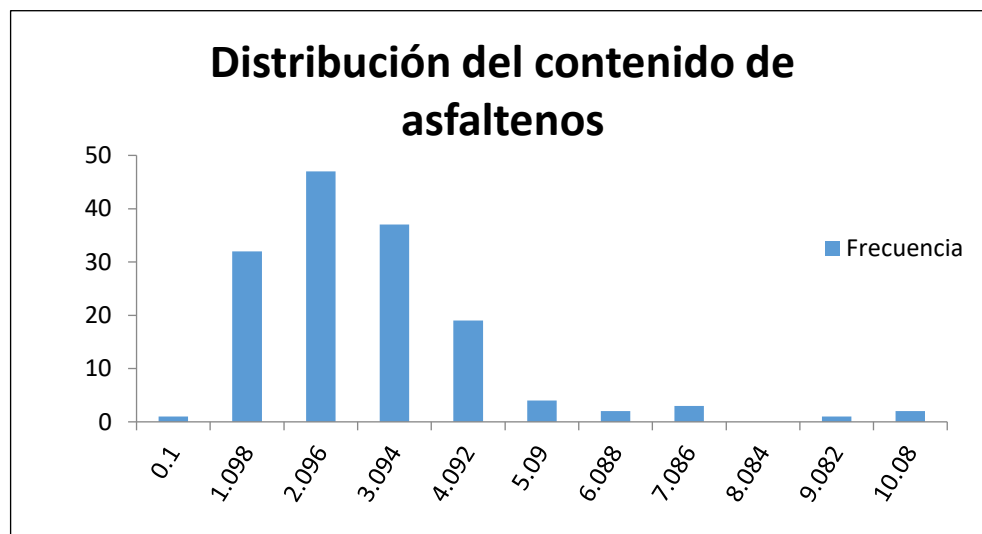
Abreviatura	Valor	Variable
<b>n</b>	103	Cantidad de datos
<b>Media</b>	35.80	Media
<b><math>\sigma</math></b>	12.26	Desviación Estándar
<b>Mediana</b>	34.73	Mediana
<b>Frecuencia</b>	25	Frecuencia

**Fuente:** elaboración propia.

Para la distribución de frecuencias del contenido de saturados, se identifica un comportamiento con tendencia a una distribución normal, aun cuando entre las frecuencias más altas, hay un rango de valores que tiene una menor cantidad de datos. La frecuencia más alta es de 25 pozos, para un valor de 44.015% de contenido de saturados. Los valores estadísticos para este caso confirman nuevamente que la confiabilidad de los datos es alta en un 97% y la dispersión baja en un 34.24%, debido a que la mediana y la media son similares y la desviación estándar es menor que la media, respectivamente.

**3.1.10 Contenido de asfaltenos.** Dentro de la **Gráfica 10** se observa la distribución de frecuencias para el segundo componente de un análisis SARA (Asfaltenos). Más adelante en la **Tabla 11**, se encuentra el análisis estadístico correspondiente.

**Gráfica 10.** Distribución del contenido de asfaltenos.



**Fuente:** elaboración propia.



**Tabla 11.** Análisis estadístico de la gravedad API vs contenido de asfaltenos.

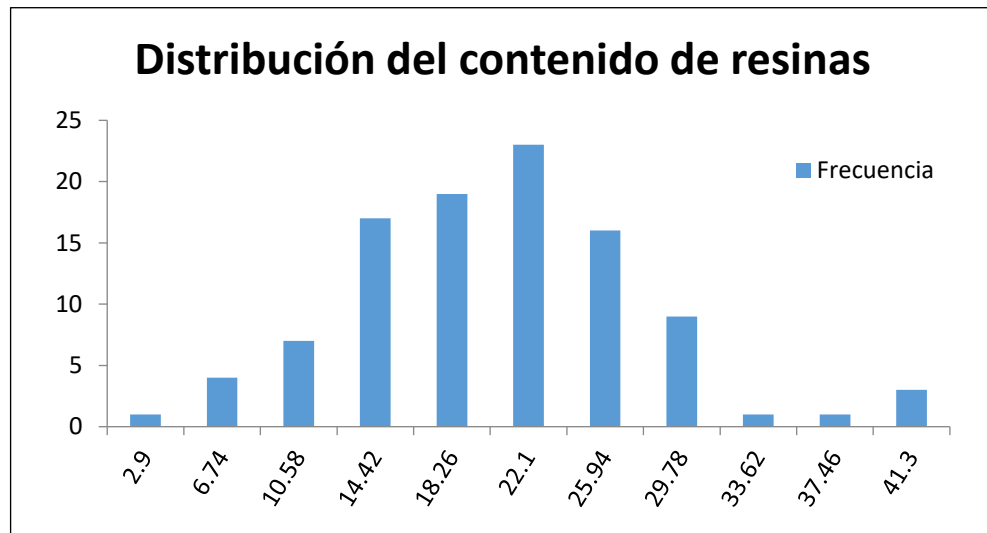
Abreviatura	Valor	Variable
<b>n</b>	150	Cantidad de datos
<b>Media</b>	2.35	Media
<b><math>\sigma</math></b>	1.85	Desviación Estándar
<b>Mediana</b>	1.91	Mediana
<b>Frecuencia</b>	47	Frecuencia

**Fuente:** elaboración propia.

La distribución de frecuencias del contenido de asfaltenos tiende a ser simétrica con un ligero desplazamiento hacia los datos de menor valor. De los pozos estudiados, 45 de ellos producen crudos con contenido de asfaltenos de aproximadamente 2.096% en peso, un valor bajo pero constante entre los campos. Como era de esperarse, por los resultados de la gráfica, la confiabilidad de los datos está en un 81% y la dispersión de los datos es mayor en un 78%. La mediana y la media no son valores similares, no obstante, no se alejan mucho entre ellos, mientras que la desviación estándar es menor que la media, aun teniendo un valor alto.

**3.1.11 Contenido de resinas.** La distribución de frecuencias para el tercer componente de un análisis SARA (Resinas) se encuentra en la **Gráfica 11**. Además, en la **Tabla 12** el respectivo análisis estadístico está ubicado.

**Gráfica 11.** Distribución del contenido de resinas.



**Fuente:** elaboración propia.

**Tabla 12.** Análisis estadístico de gravedad API vs contenido de resinas.

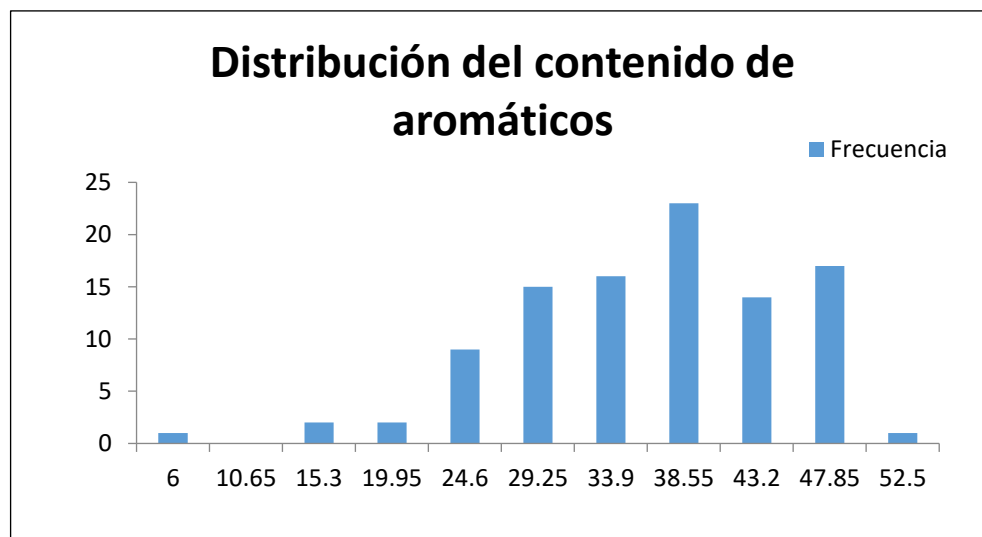
Abreviatura	Valor	Variable
<b>n</b>	103	Cantidad de datos
<b>Media</b>	18.47	Media
<b><math>\sigma</math></b>	7.08	Desviación Estándar
<b>Mediana</b>	18.92	Mediana
<b>Frecuencia</b>	23	Frecuencia

**Fuente:** elaboración propia.

El comportamiento de la distribución de frecuencias del contenido de resinas es acorde a una distribución normal, con 23 pozos produciendo crudos con contenidos de resinas de 22% en peso. En cuanto a los valores estadísticos, la mediana y la media son similares, por ende, los datos son confiables en un 98% y la desviación estándar es menor que la media, por lo tanto, la dispersión de los datos es menor en un 37%.

**3.1.12 Contenido de aromáticos.** Dentro de la **Gráfica 12** se puede observar la distribución de frecuencias del cuarto componente de un análisis SARA (Aromáticos). Posteriormente, en la **Tabla 13** se encuentra el correspondiente análisis estadístico.

**Gráfica 12.** Distribución del contenido de aromáticos.



**Fuente:** elaboración propia.

**Tabla 13.** Análisis estadístico de la gravedad API vs contenido de componentes aromáticos.

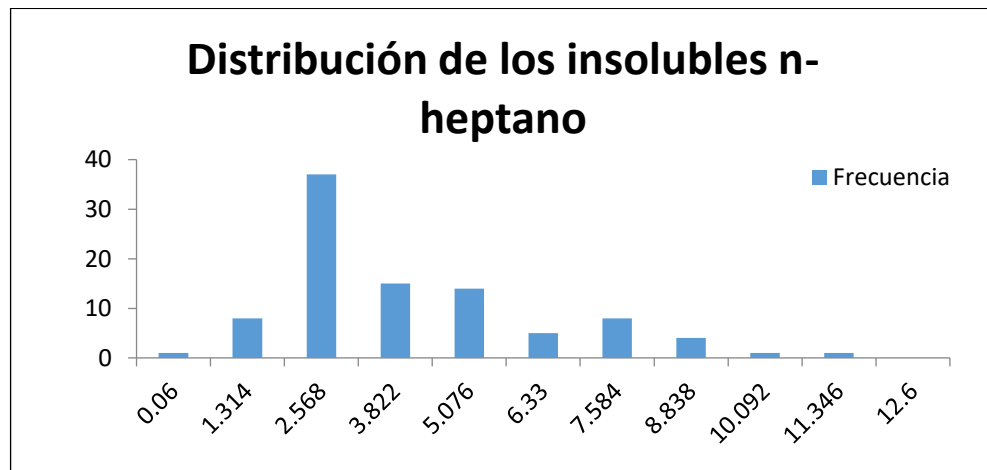
Abreviatura	Valor	Variable
<b>n</b>	103	Cantidad de datos
<b>Media</b>	34.25	Media
<b><math>\sigma</math></b>	8.53	Desviación Estándar
<b>Mediana</b>	34.88	Mediana
<b>Frecuencia</b>	23	Frecuencia

**Fuente:** elaboración propia.

De la distribución de frecuencias para el contenido de aromáticos, se puede observar que 23 pozos (al igual que el contenido de resinas) producen crudos con contenidos de aromáticos con valor de 38.55% en peso aproximadamente. El comportamiento es de acuerdo con una distribución normal con un desplazamiento hacia los valores más altos para el contenido de componentes aromáticos, precisamente porque la mayoría de los pozos producen crudos con contenido de aromáticos hacia el mismo rango. Con respecto a las variables estadísticas, la confiabilidad de los datos está en un 98% debido a los valores similares de la media y la mediana. Según la desviación estándar, la dispersión de los datos está en un 24%.

**3.1.13 Insolubles N Heptano.** En este caso, esta propiedad representa el contenido de asfaltenos en el crudo, sino que en este caso hacen énfasis en el solvente utilizado para realizar la determinación de este componente y por tanto, en los reportes SARA como no se especifica el solvente utilizado, se hace un análisis separado para aquellos pozos que reportan esta propiedad en específico. El comportamiento de estos gráficos se resume en la **Gráfica 13**; entre tanto, en la **Tabla 14** está el análisis estadístico respectivo.

**Gráfica 13.** Distribución de los insolubles en n heptano.



**Fuente:** elaboración propia.

**Tabla 14.** Análisis estadístico API vs Insolubles N Heptano.

<b>Abreviatura</b>	<b>Valor</b>	<b>Variable</b>
<b>n</b>	93	Cantidad de datos
<b>Media</b>	3.44	Media
<b><math>\sigma</math></b>	2.43	Desviación Estándar
<b>Mediana</b>	2.61	Mediana
<b>Frecuencia</b>	37	Frecuencia

**Fuente:** elaboración propia.

La distribución de frecuencias para los insolubles en n-heptano tiene un comportamiento asimétrico hacia la izquierda, en donde 35 de los pozos del estudio producen crudos con contenido de insolubles de 2.568% en peso. Finalmente, la confiabilidad de los datos está en el 75%, debido a que los valores de la media y la mediana no son tan similares, sin embargo, no se alejan mucho entre ellos. Y la dispersión de los datos es alta en un 70%, ya que los valores de la desviación estándar y la media no se alejan mucho entre sí.

**3.1.14 Viscosidad medida a 40°C y 50°C.** Para la viscosidad medida a ambas temperaturas no se le hizo un análisis estadístico, debido a que en algunos pozos estudiados el valor de esas viscosidades es bastante alto. Por lo tanto, la distribución de frecuencias es desplazada hacia la izquierda sin evidenciar el comportamiento real de esta propiedad. Sin embargo, por la calidad de la data y siendo una propiedad tan importante a la hora de clasificar los crudos, será tomada en cuenta al momento de ser comparada con las otras propiedades descritas anteriormente.

**3.1.15 Clasificación de los crudos según su tipo.** Para realizar la clasificación de los crudos según su tipo, se emplea el factor de caracterización como herramienta para este fin, en donde los campos que producen crudos con factores de caracterización menores son asfálticos y, los campos que producen crudos con factores de caracterización mayores se consideran parafínicos.

La clasificación se hace teniendo en cuenta el promedio de esta propiedad para cada campo teniendo en cuenta que el rango de factor de caracterización para todos los campos del estudio está entre 11.2 y 12.2. Dentro de la **Tabla 15** se encuentra dicha clasificación.

**Tabla 15.** Clasificación de crudos según su tipo.

<b>Campo</b>	<b>Promedio Factor de Caracterización</b>	<b>Asfalténicos</b>	<b>Parafínicos</b>
CG-1	11.84		X
CG-4	11.69	X	
CG-5	11.58	X	
CG-6	11.89		X
CG-7	11.79		X
CG-8	12.05		X
CG-9	11.64	X	
CG-10	11.43	X	
CG-11	11.48	X	
CG-12	11.73		X
CG-13	11.41	X	
CG-14	11.72		X
CG-15	11.92		X

**Fuente:** elaboración propia.

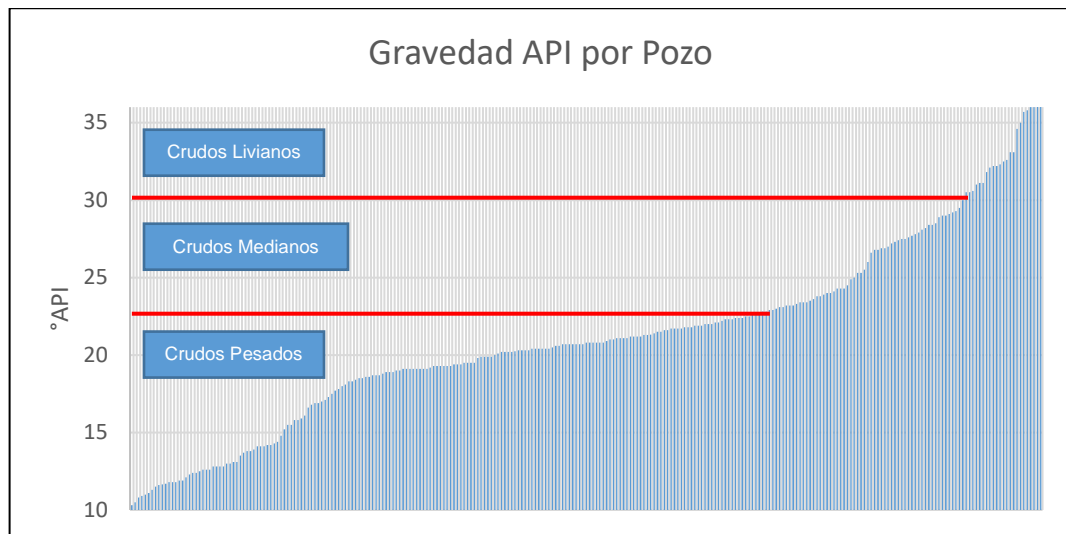
Son 113 pozos los que corresponden a los campos que están produciendo crudos con tendencia a ser asfalténicos, siendo el 40% del total de los pozos estudiados. Mientras que, de los campos restantes hacen parte los 170 pozos restantes que producen crudos con tendencia a ser parafínicos y son el 60% de los pozos estudiados.

### **3.2 DISEÑAR UNA METODOLOGÍA DE COMPARACIÓN QUE PERMITA EVALUAR LA EXISTENCIA DE RELACIONES ENTRE PROPIEDADES DE CRUDOS ATMOSFÉRICOS**

Una vez organizados los datos de las diferentes propiedades que van a ser utilizadas como objeto de estudio y después de haber sido verificada su calidad y aplicabilidad en el presente proyecto se procedió a comparar las propiedades las unas con las otras de acuerdo a lo descrito de la metodología, esto con el fin de poder establecer posibles relaciones que existan entre las propiedades y verificar si estas relaciones se dan a lo largo de todos los análisis y se dan para los mismos campos, esto con el fin de poder establecer patrones y posibles trenes de fluidos que se observen a lo largo de toda la cuenca o de por lo menos, del área geográfica que abarcan los 15 campos utilizados.

**3.2.1 Gravedad API.** A continuación, en la **Gráfica 14** se encuentra la distribución de la gravedad API para todos los campos, en orden ascendente. Esta gráfica ayuda a comprender de una forma más clara cuales son los valores de gravedad API que se tienen, sin importar el campo ni el pozo, mostrando que se trabajará con un rango de gravedades desde 10° hasta 37°API.

**Gráfica 14.** Gravedad API por pozo.

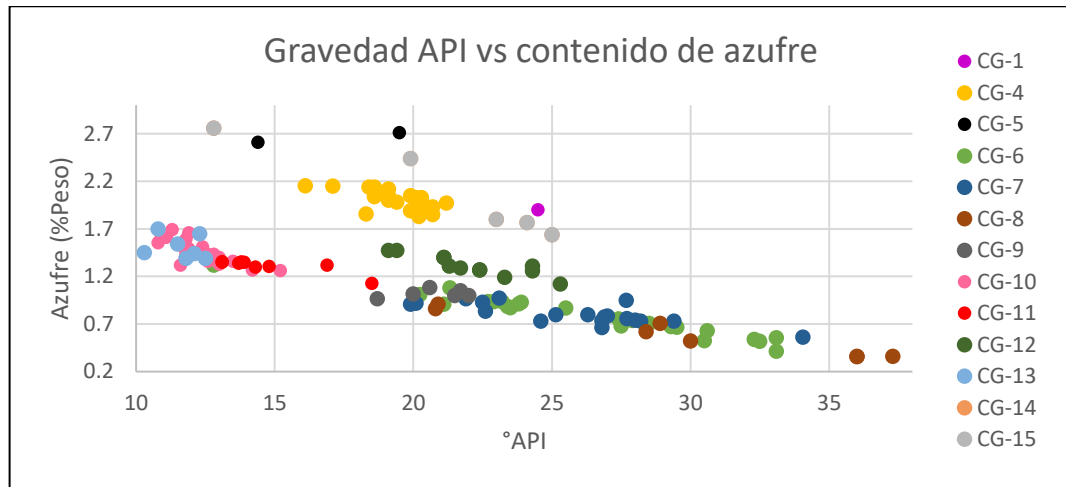


**Fuente:** elaboración propia.

En promedio la gravedad API de la cuenca de acuerdo con los datos es de 21.18 API, indicando que en su mayoría predomina la producción de crudos pesados, acercándose a crudos livianos. También se resalta que el pozo con menor gravedad API y el que se considera produce crudo más pesado es el CG13-P3 perteneciente al campo CG-13 con 10.3 API y el pozo con producción de crudo más liviano es el CG8-P1 del campo CG8 con 37.3 API. Además, de los pozos estudiados 169 están produciendo crudos pesados, 76 tienen producción de crudos medianos y 24 de crudos livianos. La **Gráfica 14** sirve como base para entender la variedad de crudos presentes en la cuenca, y por ende justificar los diferentes comportamientos que pueden llegar a tener en base a las propiedades.

**3.2.1.1** Gravedad API vs contenido de azufre. En la **Gráfica 15** se observa el comportamiento del contenido de azufre en porcentaje en peso con respecto a la gravedad API.

**Gráfica 15.** Gravedad API vs contenido de azufre.



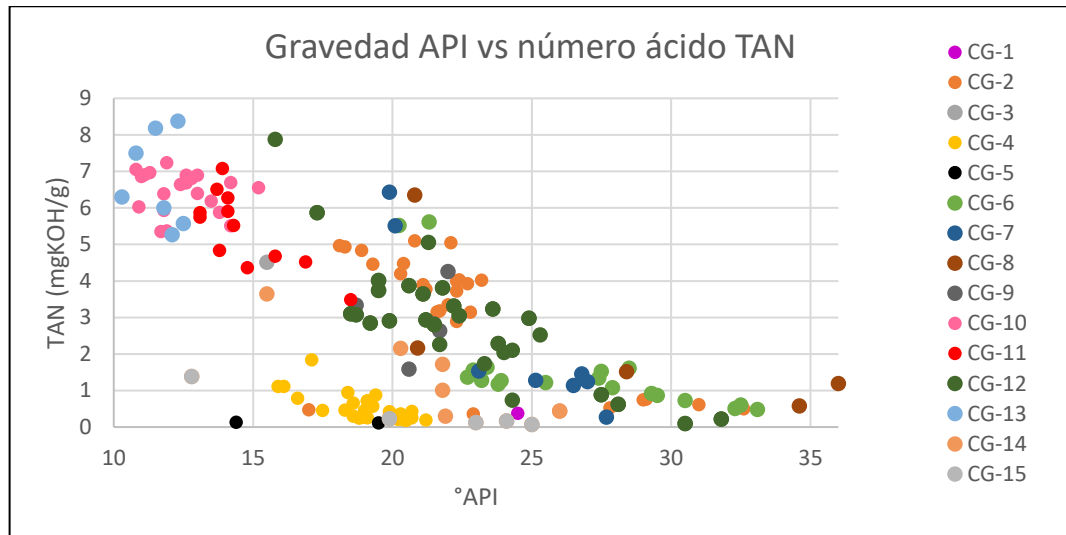
**Fuente:** elaboración propia.

En la **Gráfica 15** se observa como los crudos con gravedades API menores, los más pesados, tienden a tener mayor contenido de azufre, mientras que los más livianos, menor contenido de azufre. También se pueden observar dos tendencias. Hay campos que caen sobre una misma tendencia, lo cual indica una relación entre ellos, estos campos son desde el campo CG-6 hasta el campo CG-14, y suelen tener valores de contenido de azufre entre 0.2% y 1.7%. Sobre la otra tendencia están los campos CG-1, CG-4, CG-5 y CG-15, cuyos valores de contenido de azufre son mayores.

Si se comparan los pozos en la mayoría de los campos, se observa que hay algunos cuyos valores están ubicados en una sola zona de la gráfica en un intervalo entre 10 y 15 API, tales son los casos de los campos CG-10, CG-11 y CG-13, por lo cual se puede inferir que los pozos de estos campos producen de la misma formación. El mismo fenómeno ocurre entre los campos CG-1, CG-4, CG-5 y CG-15, con la diferencia que el rango de API es mayor, específicamente entre 13 y 25 API. Para el resto de los campos, el rango de API es mucho mayor, debido a la variedad de crudos que estos producen, y es por ello, que representan la relación más grande del estudio.

**3.2.1.2** Gravedad API vs número ácido TAN. Continuando con los análisis de la relación de las diferentes propiedades con respecto a la gravedad API, dentro de la **Gráfica 16** se presenta el comportamiento del número ácido (TAN).

**Gráfica 16.** Gravedad API vs número ácido TAN.



**Fuente:** elaboración propia.

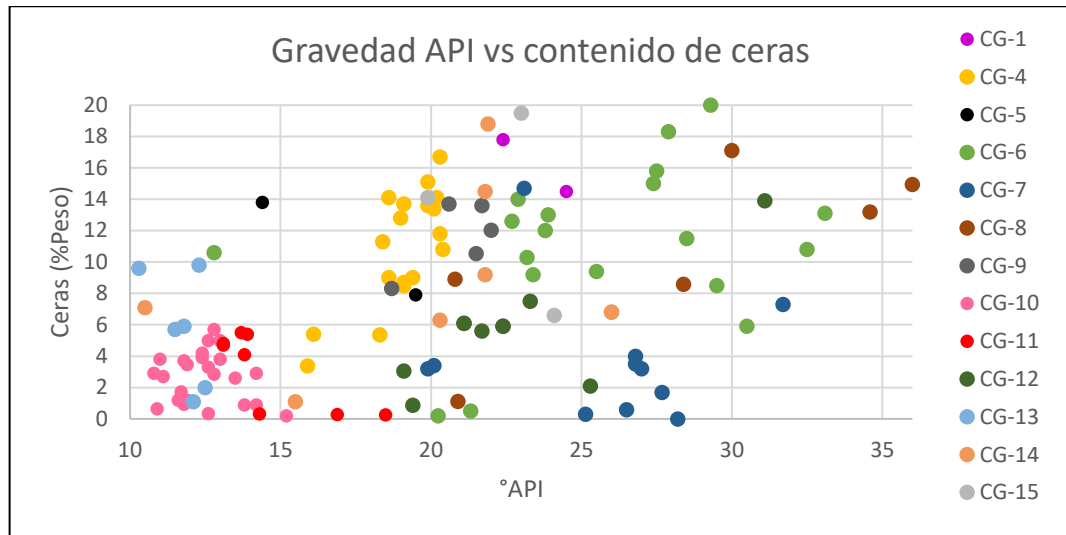
Para esta combinación se presenta el mismo comportamiento que en la **Gráfica 15**, con la diferencia que los campos CG-1, CG-4, CG-5 y CG-15, pertenecientes a una de las tendencias, contienen valores de número ácido TAN menores que los campos pertenecientes a la otra tendencia. El rango de valores de estos campos es de 0 a 2 mgKOH/g. Debido a que la acidez del crudo se da más que todo por el contenido de resinas y asfaltenos en este, tiene sentido que el número ácido tenga un valor mayor en los crudos más pesados.

La comparación entre pozos y campos es similar, dado que es muy clara la relación que hay entre estos dentro de las tendencias halladas. Sólo está el caso del campo CG-14, en donde algunos pozos caen dentro de la tendencia de los números ácidos pequeños, en base de lo cual se puede concluir que estos pozos producen desde una formación diferente, aun cuando pertenecen al mismo campo. Al igual que la Gráfica 3, los campos que producen crudos más pesados son los que están sobre el mismo tren de fluidos, puesto que se encuentran juntos en los mismos rangos de las propiedades en la gráfica. Hay campos cuyos valores de número ácido, están dentro de un rango bastante amplio, de 1 a 8 mgKOH/g, y tienen valores de gravedad API similares, entre 18 y 25 API aproximadamente. Tal es el caso de los campos CG-2, CG-12 y CG-14. Caso contrario ocurre con los campos CG-6, CG-8 y CG7, que si bien es cierto están dentro de la misma tendencia, poseen un rango para el número ácido mucho más reducido, y el rango de gravedades API mayor.

**3.2.1.3** Gravedad API vs contenido de ceras. A continuación, en la **Gráfica 17** se presenta el comportamiento que se obtuvo para los datos que se tienen del contenido de ceras con respecto a la gravedad API.



**Gráfica 17.** Gravedad API vs contenido de ceras.

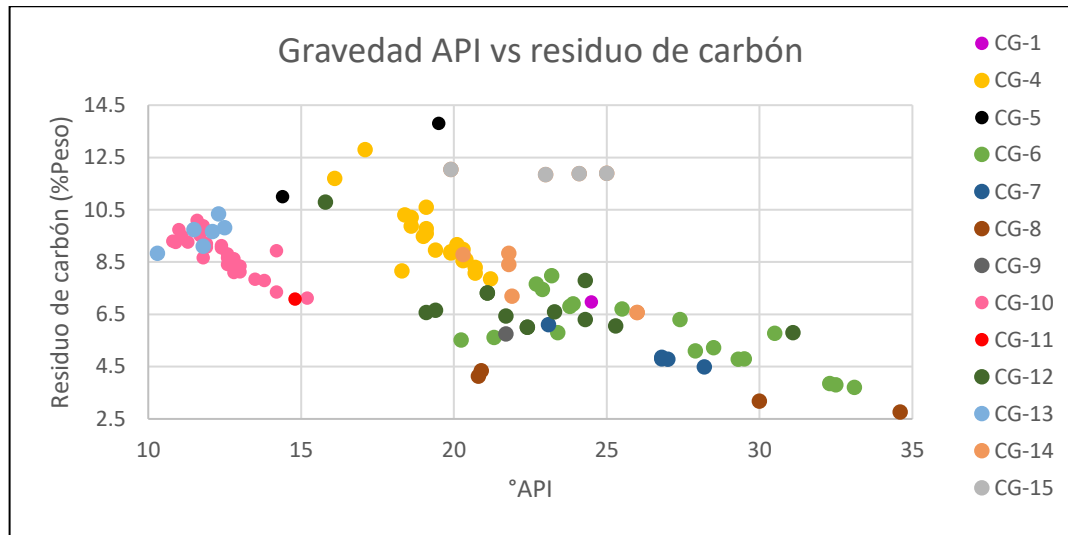


**Fuente:** elaboración propia.

De acuerdo a la gráfica anterior, se observa que el comportamiento de la gravedad API con respecto a los valores reportados para el contenido de ceras presenta una alta dispersión en los datos, por consiguiente, no existe una relación clara entre dichas propiedades que permita observar la agrupación de los pozos de los campos estudiados, por lo tanto, no es una correlación de propiedades que permitan establecer los trenes de fluidos. La alta dispersión de los datos se debe a que se usaron varias técnicas de medición para la obtención de estos datos, y por ende el margen de error varía.

**3.2.1.4** Gravedad API vs residuo de carbón. En cuanto al residuo de carbón, la **Gráfica 18** que se muestra a continuación, representa el comportamiento que se obtuvo al momento de graficar los datos de residuo de carbón en función de la gravedad API para los campos que se utilizaron como objeto de estudio.

**Gráfica 18.** Gravedad API vs residuo de carbón.



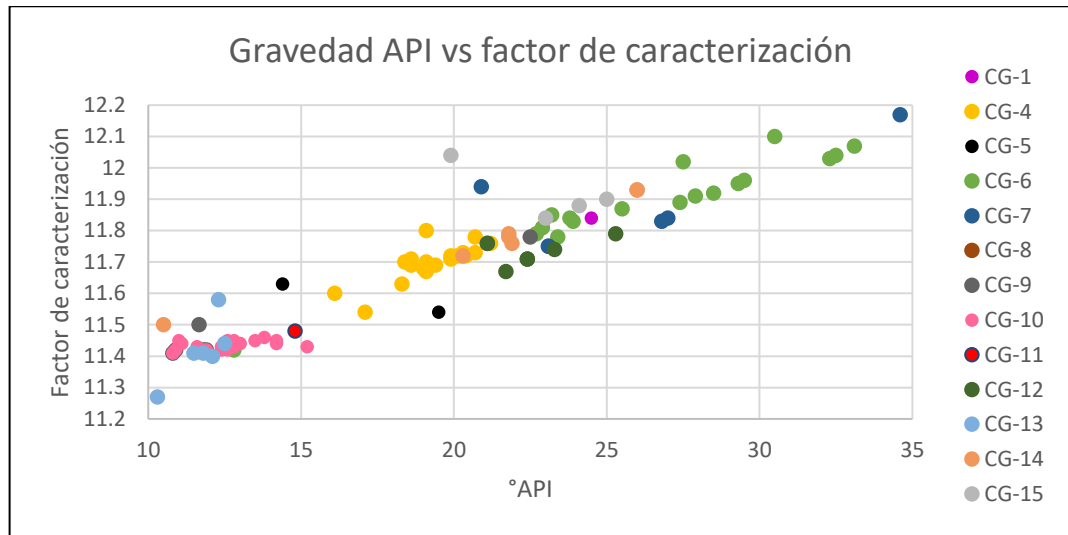
**Fuente:** elaboración propia.

De la gráfica anterior se puede observar que, al igual que casos anteriores, hay dos tendencias marcadas. Por un lado, está la tendencia que contiene los campos cuyos pozos producen crudos con gravedades API más bajas, es decir, crudos pesados y cuyos valores de porcentaje de residuo de carbón están entre un rango de 6.5% a 10.5%. Los campos que más representan esta tendencia son los campos CG-10, CG-11 y CG-13. En el otro lado, se encuentran los campos cuyas gravedades API son un poco más altas, aunque aún se consideran crudos pesados. Los campos que más representan esta tendencia son los campos CG-4, CG-5 y CG-15.

Finalmente, los demás campos se encuentran sobre la primera tendencia mencionada, con la diferencia que sus rangos de gravedades API son más amplios, alcanzando la producción de crudos livianos. Con respecto al porcentaje de residuo de carbón, estos campos tienen valores menores que los anteriores mencionados, estando dentro de un rango entre 2.5% y 8.5%. Estos campos son: el campo CG-6, CG-7, CG-8, CG-9, CG-12 y CG-14.

**3.2.1.5** Gravedad API vs factor de caracterización. De acuerdo a la data que se proporcionó por parte de Ecopetrol S.A. para el factor de caracterización, se obtuvo la **Gráfica 19** en la que se describe el comportamiento de esta propiedad con respecto a la gravedad API.

**Gráfica 19.** Gravedad API vs factor de caracterización.



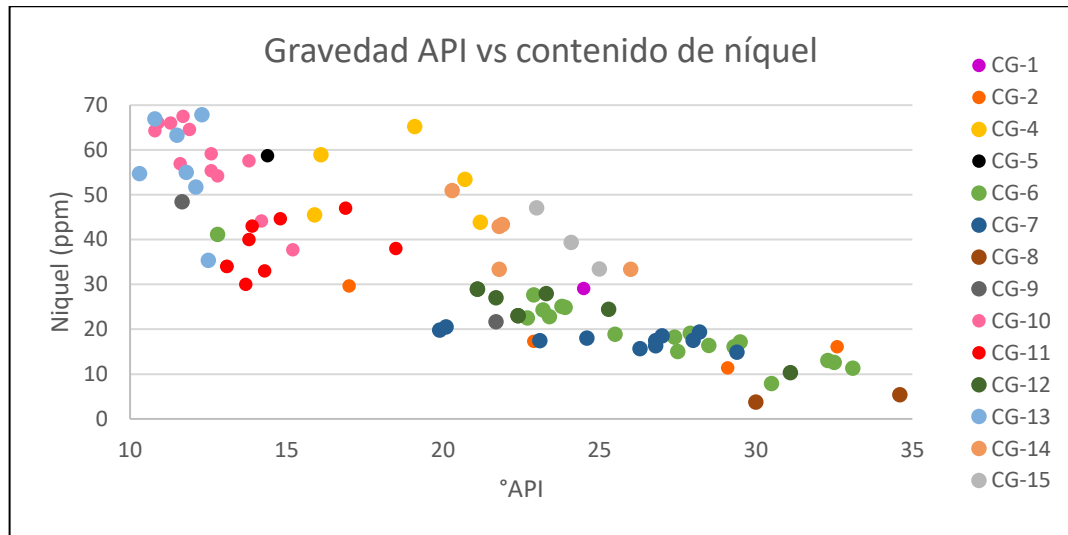
**Fuente:** elaboración propia.

El comportamiento del factor de caracterización con respecto a la gravedad API en todos los campos es el mismo básicamente porque este depende de esta. En este caso, no se evidencian dos tendencias diferentes como en algunas combinaciones anteriores.

Lo anterior se debe principalmente, a que el efecto que tiene la gravedad API en el factor de caracterización es directamente proporcional. En los campos cuyos pozos producen crudos más pesados, es decir, con gravedades API menores, el factor de caracterización es menor. A medida que aumentan los campos con producciones de crudos más livianos, el factor de caracterización también lo hace.

**3.2.1.6** Gravedad API vs contenido de níquel. En la **Gráfica 20**, se muestra el comportamiento del contenido de níquel en los crudos producidos en la cuenca con respecto a las gravedades API de estos.

**Gráfica 20.** Gravedad API vs contenido de níquel.

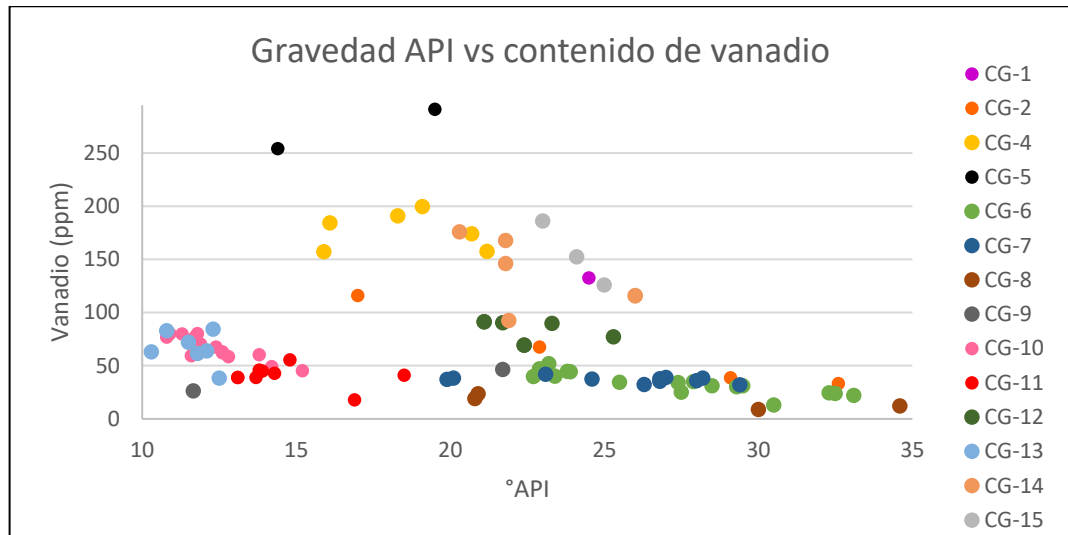


**Fuente:** elaboración propia.

En el comportamiento del contenido de níquel con respecto a la gravedad API, se puede observar que sigue habiendo la existencia de dos tendencias, no se reconocen de manera más clara como en los anteriores casos, sin embargo, están presentes. Nuevamente, los campos cuyos pozos producen crudos pesados, tienden a tener valores de contenido de níquel mayores. A medida que la gravedad API aumenta, el contenido de níquel disminuye, y se debe principalmente a que, entre más contenido de este metal tenga un crudo, más pesado es. La no existencia tan marcada de las tendencias, indica que, en algunos campos, los pozos están produciendo crudos que tienen valores de contenido de níquel diferentes. Como en el caso de los campos CG-4 y CG-11.

**3.2.1.7** Gravedad API vs contenido de vanadio. En este caso, se analiza el segundo metal que se presenta más comúnmente en los crudos, siendo el Vanadio; en este caso, la tendencia que se obtuvo en la **Gráfica 21**, presenta una relación más clara con respecto a la gravedad API en comparación al Níquel, analizado anteriormente.

**Gráfica 21.** Gravedad API vs contenido de vanadio



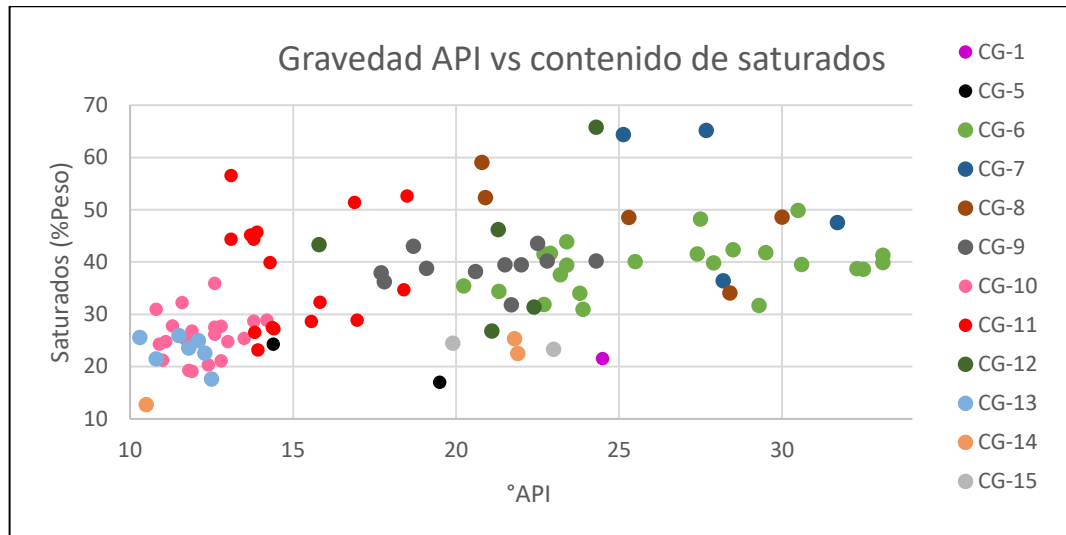
**Fuente:** elaboración propia.

El comportamiento del contenido de vanadio con respecto a la gravedad API es diferente al del contenido de níquel, aun cuando presenta naturaleza similar al anterior. En este caso, las dos tendencias propuestas son mucho más marcadas en el mismo orden que los casos anteriores. La diferencia radica en tanto los crudos más pesados, como los crudos más livianos contienen menor cantidad de vanadio. Ajenos a la regla se encuentran los campos pertenecientes a una de las tendencias, en donde este contenido alcanza valores que doblan en ppm a los anteriores.

Caso particular el del campo CG-5 que, si bien es cierto, está dentro de la misma tendencia que lo caracteriza, los valores de este contenido son mucho mayores. También se puede deber a que sólo se cuenta con información de dos pozos de este campo, la información no está tan general.

**3.2.1.8** Gravedad API vs contenido de saturados. A continuación, en la **Gráfica 22** se encuentra representado el comportamiento del primer componente de un análisis SARA, en este caso los saturados en función de la gravedad API, la cual actuará como variable independiente.

**Gráfica 22.** Gravedad API vs contenido de saturados.



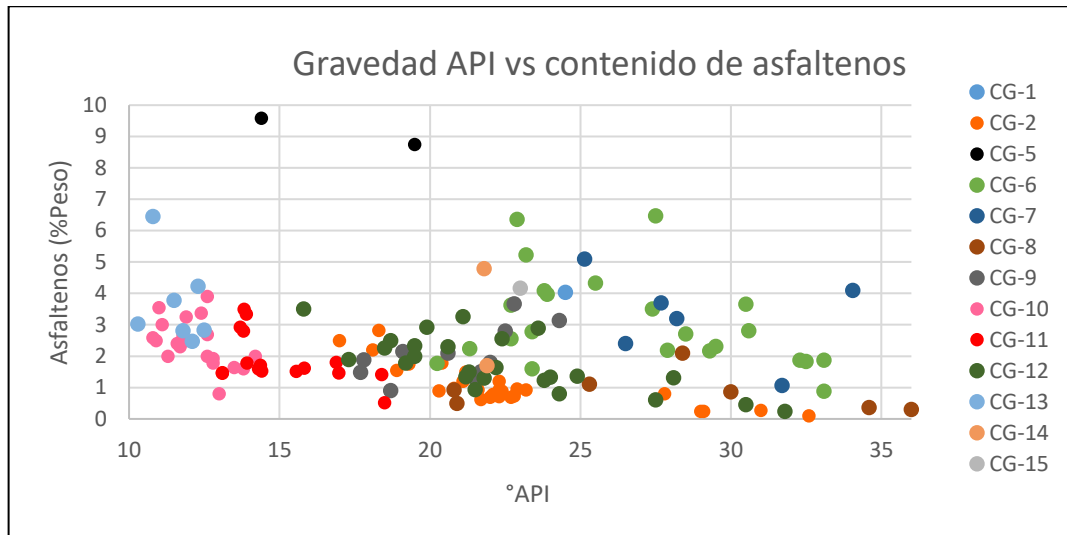
**Fuente:** elaboración propia.

La gráfica del comportamiento del contenido de saturados con respecto a la gravedad API, tiene una sola tendencia, aun cuando se ve un poco distorsionada. Los saturados, en los crudos más pesados están en menor proporción y a medida que las gravedades API aumentan, así también lo hace este contenido. Ese aumento no es muy proporcional, es más que todo constante en los campos que tienen producción de crudos con gravedades API mayores a 20. La dispersión de algunos datos se debe principalmente, a que la producción de crudos en estos campos tiene variedad de contenido de saturados.

Cabe resaltar, es que existen campos (los que producen crudos pesados) cuyos rangos de producción de crudos con contenido de saturados está entre valores de 15% a 35% aproximadamente y en los demás, este contenido es mayor.

**3.2.1.9** Gravedad API vs contenido de asfaltenos. Para analizar el comportamiento del segundo grupo de componentes de un análisis SARA, se procedió a construir la **Gráfica 23** en la cual se encuentran los datos de dicha propiedad en función de la gravedad API.

**Gráfica 23.** Gravedad API vs contenido de asfaltenos.



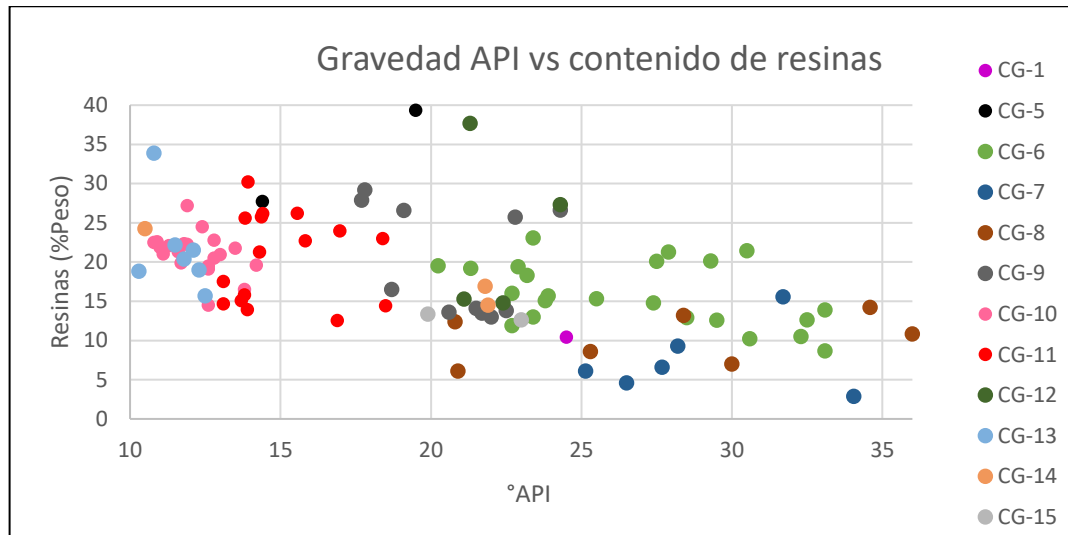
**Fuente:** elaboración propia.

Para el caso del comportamiento del contenido de asfaltenos con respecto a la gravedad API, se observa que el 93% de los campos estudiados presentan valores de contenido de asfaltenos bajos para los crudos producidos. El caso del campo CG-5 es un caso atípico, debido a que de la información con la que se cuenta, el campo produce crudos con alto contenido de asfaltenos. Existen campos que tienen algunos pozos produciendo crudos con contenido de asfaltenos mayores, con respecto a los otros pozos de estos mismos campos.

En general, el contenido de asfaltenos en la producción de crudos en la mayoría de los campos, se encuentra en un rango de 0% a 5% en peso. Cabe resaltar que el campo CG-2 produce crudos con contenidos de asfaltenos bastante bajos, casi nulos.

**3.2.1.10** Gravedad API vs contenido de resinas. En la **Gráfica 24**, se presenta el comportamiento del tercer componente de un análisis SARA (resinas) con respecto a la gravedad API.

**Gráfica 24.** Gravedad API vs contenido de resinas.



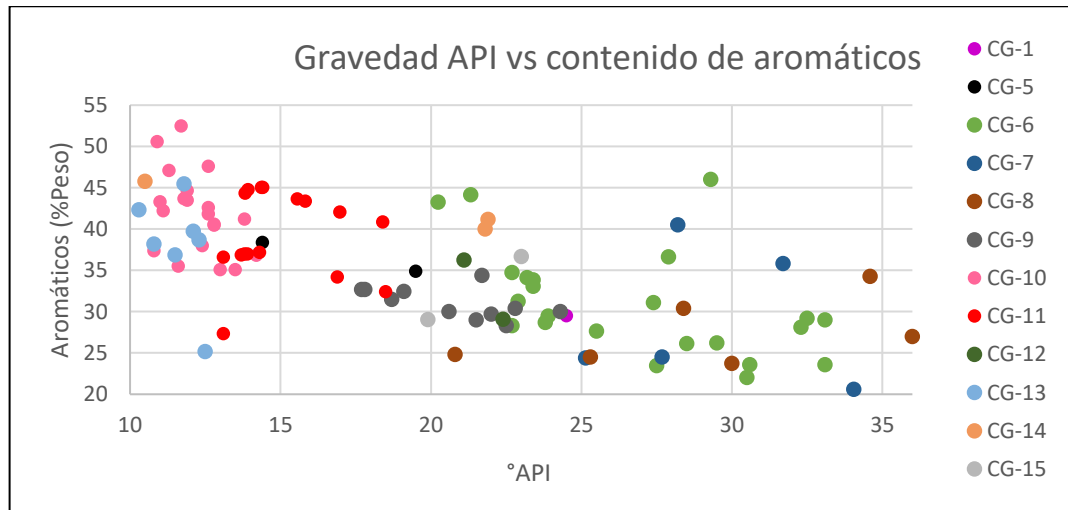
**Fuente:** elaboración propia.

En el comportamiento del contenido de resinas con respecto a la gravedad API ocurre un efecto similar al que ocurre con el contenido de saturados, con la diferencia que, en este caso, la tendencia es inversamente proporcional. Los campos que producen crudos más pesados suelen tener contenidos de resinas mayores que aquellos campos que producen crudos más livianos. Se observa un poco de dispersión en los datos, por la variedad de crudos producidos en varios campos. Se repite el fenómeno en el campo CG-5, en donde los valores de contenido de resinas son mayores si se comparan con los demás campos. El campo CG-7 es aquel que produce crudos livianos con menor contenido de resinas.

**3.2.1.11** Gravedad API vs contenido de aromáticos. La **Gráfica 25** presenta el comportamiento del cuarto componente de un análisis SARA (Aromáticos) con respecto a la gravedad API.



**Gráfica 25.** Gravedad API vs contenido de aromáticos.

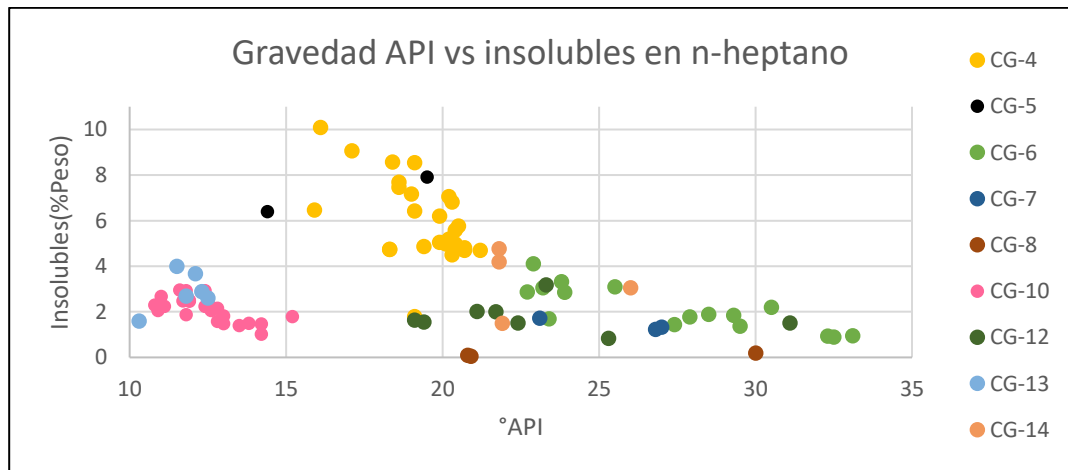


**Fuente:** elaboración propia.

El contenido de aromáticos en los crudos producidos en la cuenca se comporta de manera similar al contenido de resinas con respecto a la gravedad API. El contenido de componentes aromáticos es mayor en esos campos que producen crudos más pesados, mientras que en campos que producen crudos livianos, este contenido es menor. Caso particular nuevamente el del campo CG-5, puesto que a diferencia de los otros componentes del análisis SARA, en este caso, está dentro de la tendencia.

**3.2.1.12** Gravedad API vs Insolubles N Heptano. En la **Gráfica 26** se presenta el comportamiento de los componentes insolubles en n heptano con respecto a la gravedad API.

**Gráfica 26.** Gravedad API vs porcentajes de insolubles n heptano.

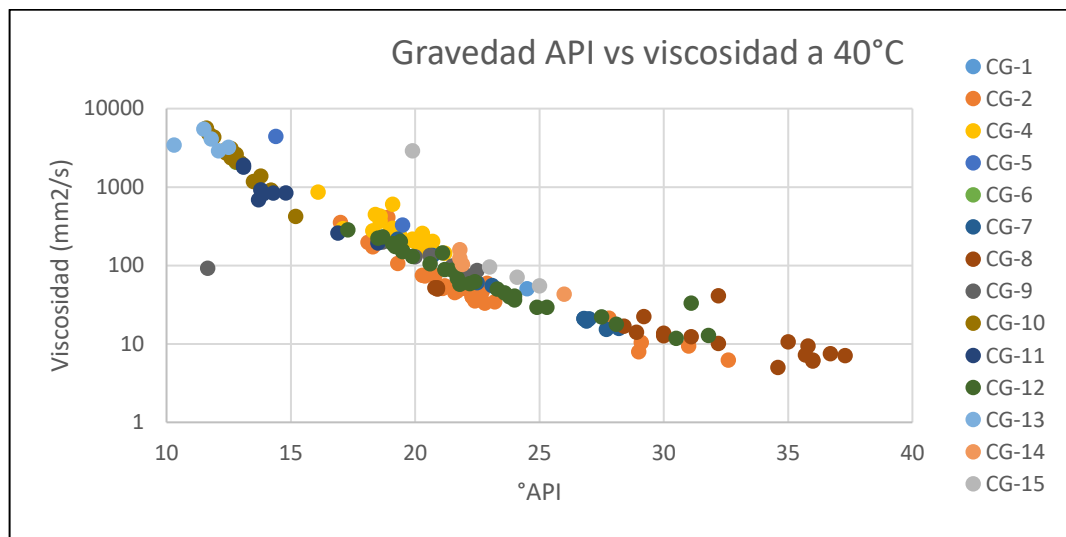


**Fuente:** elaboración propia.

Los componentes insolubles en n-heptano vuelven a marcar las dos tendencias ya conocidas. La primera de estas es en la que los campos que se encuentran en ella producen crudos con bajo contenido de insolubles, en el rango más amplio de gravedades API y estos campos son desde el CG-6 hasta el CG-14. En la segunda tendencia, se ubican los campos CG-4 y CG-5, los cuales contienen pozos que producen crudos con valores de insolubles en n-heptano mayores. Los campos que más crudos pesados producen, tienen valores de insolubles en n-heptano bajos.

**3.2.1.13** Gravedad API vs viscosidad a 40°C. En la **Gráfica 27** se presenta el comportamiento de la viscosidad medida a 40°C con respecto a la gravedad API en escala logarítmica con el fin de evidenciar mejor las tendencias de las curvas.

**Gráfica 27.** Gravedad API vs viscosidad a 40°C.

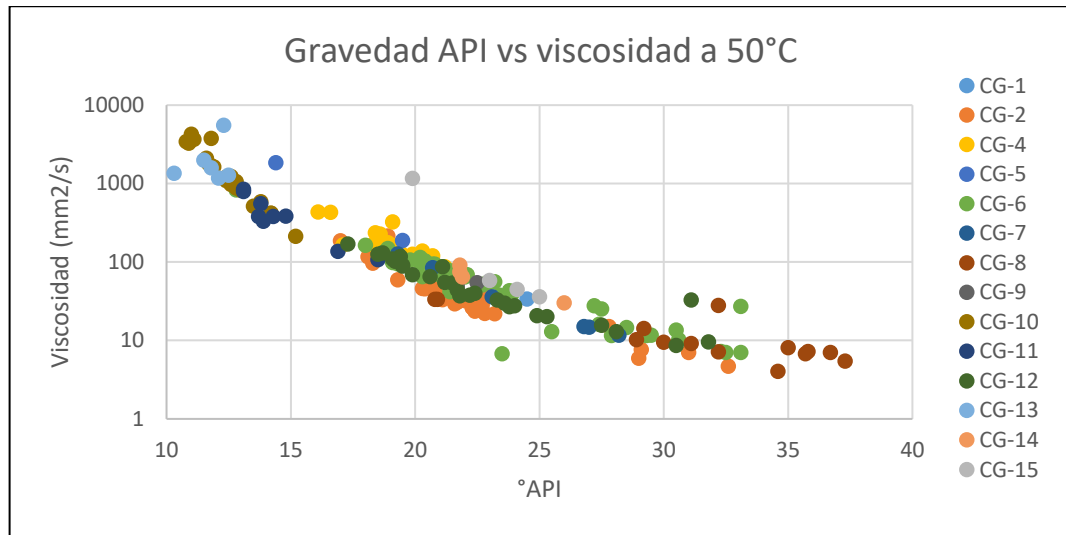


**Fuente:** elaboración propia.

El comportamiento de la viscosidad con respecto a la gravedad API, es más que todo un principio físico. La viscosidad es mucho más alta en los crudos más pesados, pues estos van a tener mucha más restricción al movimiento. En crudos livianos, la viscosidad es baja debido a que estos tienen más libertad de fluir y moverse. Lo anterior se confirma con la gráfica, aquellos campos que producen crudos más pesados tienen viscosidades más altas y los campos con producción de crudos más livianos, viscosidades bajas. El campo con la producción de crudos más pesados es el CG-5, mientras que el campo que produce crudos más livianos es el campo CG-12.

**3.2.1.14** Gravedad API vs viscosidad a 50°C. En la **Gráfica 28** se ilustra el comportamiento de la data para los valores de la viscosidad del crudo a una temperatura fija de 50°C con respecto a la gravedad API en escala logarítmica con el fin de evidenciar mejor las tendencias de las curvas.

**Gráfica 28.** Gravedad API vs viscosidad a 50°C.



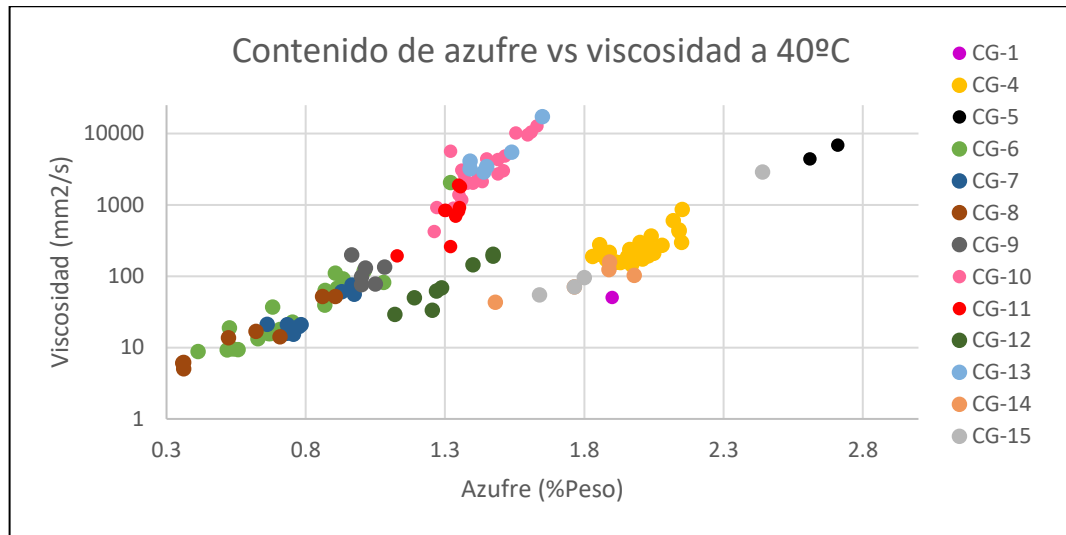
**Fuente:** elaboración propia.

Para la viscosidad medida a 50°C ocurre el mismo fenómeno que la viscosidad a 40°C. Es la misma propiedad, medida a diferentes temperaturas. Aun cuando la viscosidad a 50°C es menor que la medida a 40°C, el comportamiento es el mismo.

**3.2.2 Contenido de azufre.** Prosiguiendo con los análisis de relación de una propiedad con las otras, se procederá a presentar los resultados de la comparación del comportamiento de las demás propiedades en función del contenido de azufre.

**3.2.2.1** Contenido de azufre vs viscosidad a 40°C. En la **Gráfica 29** se presenta el comportamiento de la viscosidad medida a 40°C con respecto al contenido de azufre.

**Gráfica 29.** Contenido de azufre vs viscosidad a 40°C.



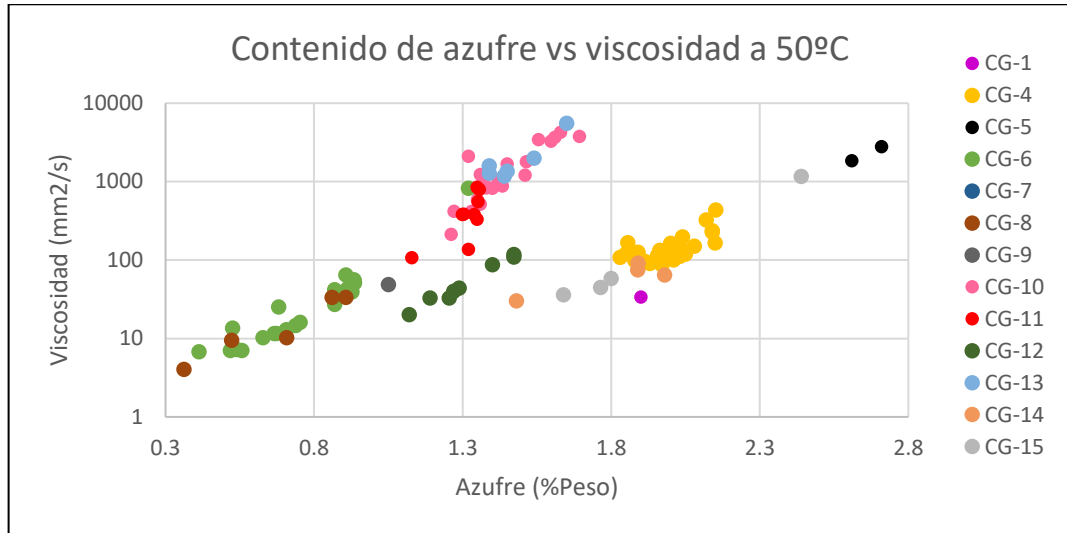
**Fuente:** elaboración propia.

Al momento de observar el comportamiento de la viscosidad con respecto al contenido de azufre, se define que aquellos campos cuyos pozos producen crudos livianos, suelen tener menor contenido de azufre. Al ser livianos, son menos viscosos. Es por lo anterior, que se observa un crecimiento lineal a medida que van apareciendo los campos con producción de crudos pesados.

Es notoria la marcación de las dos tendencias anteriormente mencionadas, en la primera de ellas, se observan más que todo los campos con producción de crudos más pesados del estudio, con contenidos de azufre entre el 1.3% y el 1.8% en peso, continuando la línea de los campos con producción de crudos más livianos. En la segunda tendencia, se ubican los campos CG-1, CG-4, CG-5 y CG-15, los cuales producen crudos con contenidos de azufre entre 1.6% y 2.8% en peso. Caso curioso el del campo CG-5, en donde los contenidos de azufre son bastante elevados con el resto de los campos.

**3.2.2.2** Contenido de azufre vs viscosidad a 50°C. En la **Gráfica 30** se presenta el comportamiento de la viscosidad medida a 50°C con respecto al contenido de azufre.

**Gráfica 30.** Contenido de azufre vs viscosidad a 50°C.

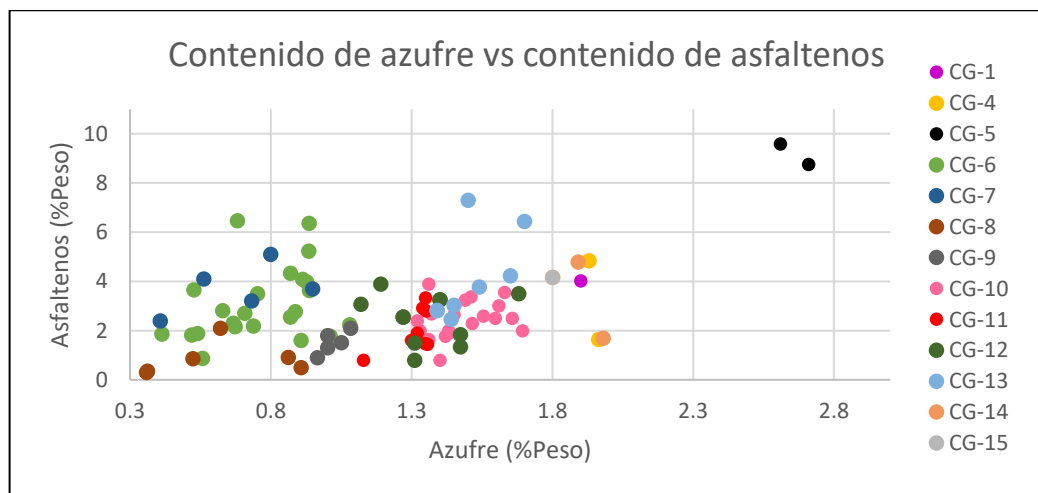


**Fuente:** elaboración propia.

Mismo fenómeno ocurre con la viscosidad medida a 50°C que con la viscosidad medida a 40°C, y es principalmente, debido a que es la misma propiedad con la diferencia de medición en las temperaturas. Los rangos de contenido de azufre son los mismos para las dos tendencias y los mismos campos se ubican en estas.

**3.2.2.3** Contenido de azufre vs contenido de asfaltenos. En la **Gráfica 31** se presenta el comportamiento del contenido de Asfaltenos con respecto al contenido de azufre.

**Gráfica 31.** Contenido de azufre vs contenido de Asfaltenos.



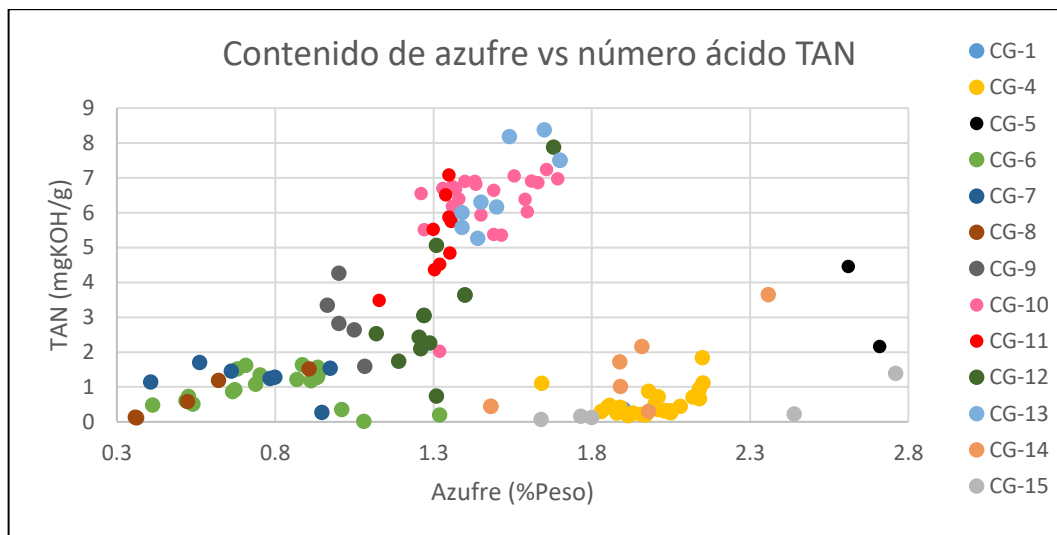
**Fuente:** elaboración propia.

El comportamiento del contenido de asfaltenos con respecto al contenido de azufre no marca dos tendencias claras, pero sí se pueden observar dos grupos de datos. En el primer grupo de datos se evidencian aquellos campos cuya producción de crudos es liviana en su mayoría (CG-6, CG-7, CG-8, CG-9), y el contenido de azufre se encuentra en un rango entre 0.3% y 1.3% en peso. En el segundo grupo de datos, se encuentran los campos cuya producción se basa en crudos pesados, y son aquellos que más marcan las tendencias en las gráficas anteriores. Los campos que hacen parte de este segundo grupo son CG-1, CG-4, CG-10, CG-11, CG-13, CG-14 y CG-15. El contenido de azufre en estos campos está dentro de un rango mayor entre 1.3% y 2.0% en peso.

Cabe resaltar que para todos los campos el contenido de asfaltenos no supera el 8% en peso, salvo para el campo CG-5 cuyo contenido es mayor a esta cifra. Además, el campo CG-12 se encuentra en la mitad entre los dos grupos de datos, lo anterior se debe principalmente a que dentro de este campo hay pozos que pueden estar produciendo crudos de diferentes formaciones, haciendo que varíen sus características y por ende su contenido de azufre.

**3.2.2.4** Contenido de azufre vs número ácido TAN. A continuación, se encuentra la **Gráfica 32**, la cual presenta el comportamiento de los datos que se tienen del contenido de azufre y su relación con el número ácido TAN de cada crudo.

**Gráfica 32.** Contenido de azufre vs número ácido (TAN).



**Fuente:** elaboración propia.

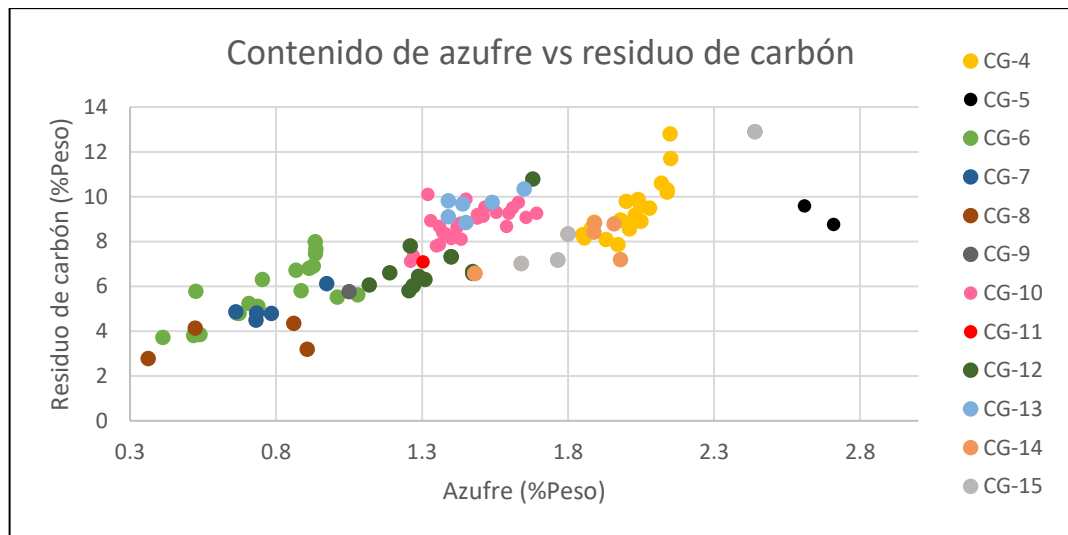
Para el número ácido TAN, se evidencia un comportamiento similar a la viscosidad con respecto al contenido de azufre. Las dos tendencias se pueden observar. La que hace referencia a los campos con producción de crudos pesados denota que estos tienen valores de número ácido mayores. Lo anterior se debe a que el número

ácido representa la acidez que tiene un crudo, y a su vez, la acidez está ligada a la cantidad de resinas y asfaltenos que pueda tener este. Es así como los crudos pesados suelen tener mayor contenido de estos componentes y, por ende, mayor número ácido. Son los mismos campos los que se ubican dentro de esta primera tendencia.

Dentro de la segunda tendencia se encuentran los campos que producen crudos con bajos niveles de número ácido TAN, pero alto contenido de azufre. Ese contenido de azufre está en un rango entre 1.4% a 2.8% en peso.

**3.2.2.5** Contenido de azufre vs residuo de carbón. En la **Gráfica 33** se presenta el comportamiento del residuo de carbón con respecto al contenido de azufre.

**Gráfica 33.** Contenido de azufre vs residuo de carbón.



**Fuente:** elaboración propia.

El comportamiento del residuo de carbón con respecto al contenido de azufre es similar al del número ácido TAN. En la gráfica no se evidencia la presencia de las dos tendencias de forma clara, sin embargo, estas sí existen. En general, en aquellos campos que producen crudos con contenidos de azufre menores el porcentaje de residuo de carbón es menor, en especial en los campos con producción de crudos livianos. Los campos que hacen parte de la segunda tendencia tienen mayor contenido de azufre, en el campo CG-4 incluso algunos pozos que producen crudos con porcentajes de residuo más altos.

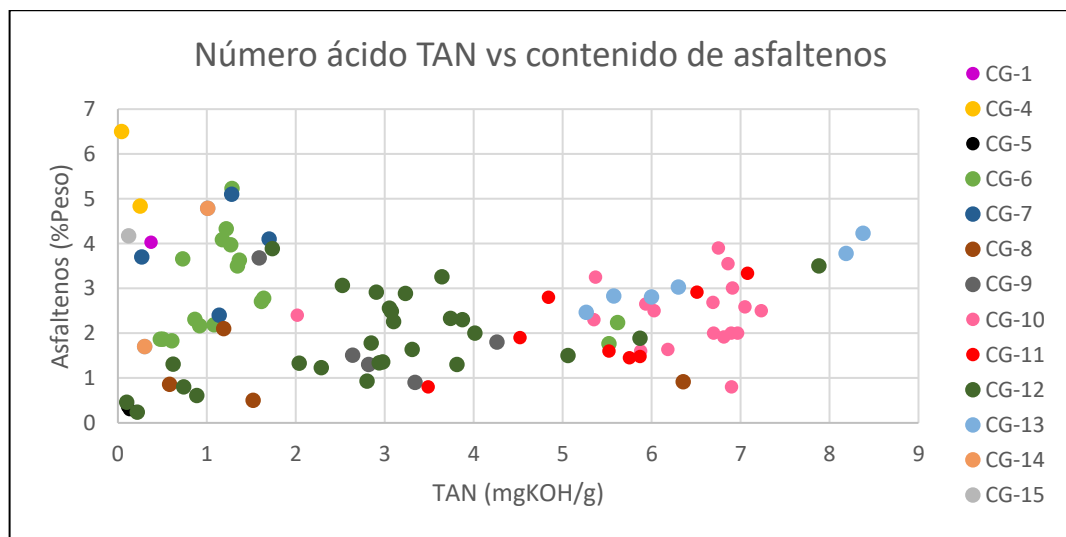
Nuevamente el campo CG-5 tiene un comportamiento inusual, en donde el contenido de azufre en este caso es mucho mayor a los demás campos en estudio. Hay un pozo del campo CG-12 que produce crudos con alto porcentaje de residuo de carbón con respecto al contenido de azufre, se debe a que este pozo puede estar

produciendo desde una formación diferente a los otros pozos pertenecientes a este campo.

**3.2.3 Número ácido TAN.** Continuando con la metodología, se graficarán los datos de las demás propiedades en función del cambio del valor del número de ácido para cada uno de los pozos de los campos que hacen parte de este estudio.

**3.2.3.1** Número ácido TAN vs contenido de asfaltenos. En la **Gráfica 34** se presenta el comportamiento del contenido de Asfaltenos con respecto al número ácido TAN.

**Gráfica 34.** Número ácido TAN vs contenido de asfaltenos.



**Fuente:** elaboración propia.

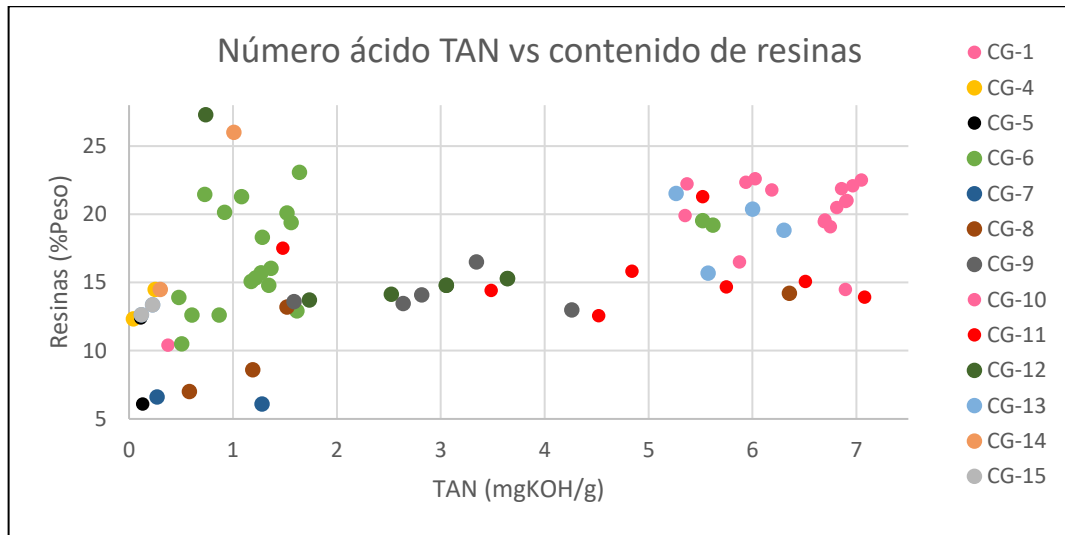
Del contenido de asfaltenos el comportamiento con respecto al número ácido se puede observar que hay una tendencia, en donde tanto los campos productores de crudos livianos, como los productores de crudos pesados contienen asfaltenos en proporciones similares.

La diferencia radica en que los campos productores de crudos más pesados contienen mayor número ácido que los productores de crudos livianos. En el campo CG-4, hay un pozo cuyo contenido de asfaltenos es bastante alto y con niveles muy bajos de número ácido.

**3.2.3.2** Número ácido TAN vs contenido de resinas. La **Gráfica 35** representa el comportamiento del contenido de resinas con respecto al número ácido TAN.



**Gráfica 35.** Número ácido TAN vs contenido de resinas.



**Fuente:** elaboración propia.

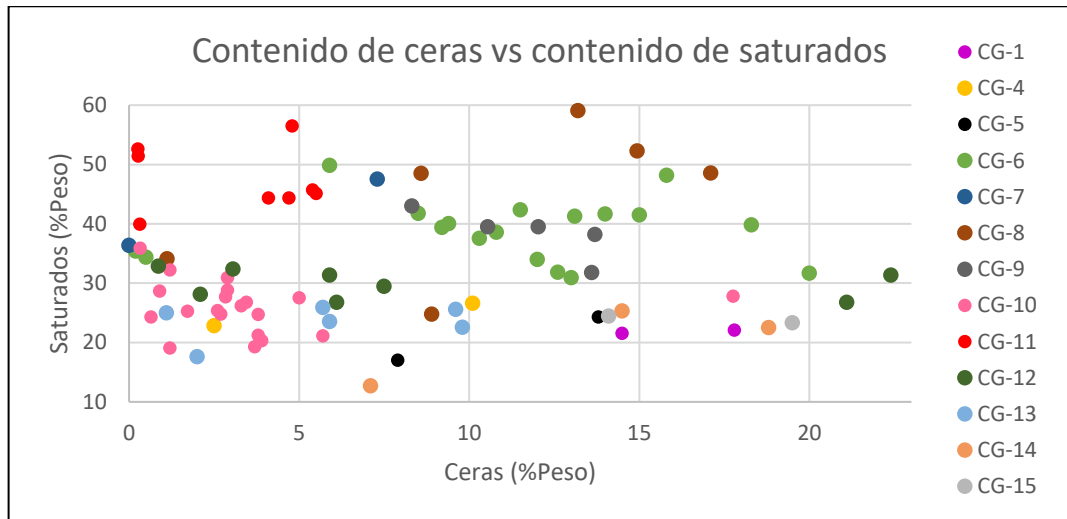
En el comportamiento del contenido de resinas con respecto al número ácido no se observan dos tendencias como en casos anteriores, sin embargo, sí se observan dos grupos de datos. En el primer grupo de datos se encuentran los campos que producen crudos más livianos y algunos pozos de estos campos producen crudos que contienen porcentajes considerables de resinas. En el segundo grupo de datos, se encuentran los campos productores de crudos más pesados, por lo cual, el número ácido es mayor.

Algo para resaltar es que el contenido de resinas no es influenciado por el número ácido, ya que, tanto en campos de crudos livianos como en campos de crudos pesados, el contenido de resinas es similar. No obstante, se corrobora que aquellos campos de crudos pesados (CG-10, CG-11 y CG-13) producen crudos con mayor acidez, contrario a los demás campos.

**3.2.4 Contenido de ceras.** De acuerdo a la metodología propuesta para el desarrollo de este proyecto, ahora se prosigue a graficar y analizar el comportamiento de las propiedades cuyo comportamiento depende directamente del contenido total de ceras que se encuentra presente en cada uno de los crudos.

**3.2.4.1** Contenido de ceras vs contenido de saturados. En la **Gráfica 36** se presenta el comportamiento del primer componente de un análisis SARA (Saturados) con respecto al contenido de ceras.

**Gráfica 36.** Contenido de ceras vs contenido de saturados.

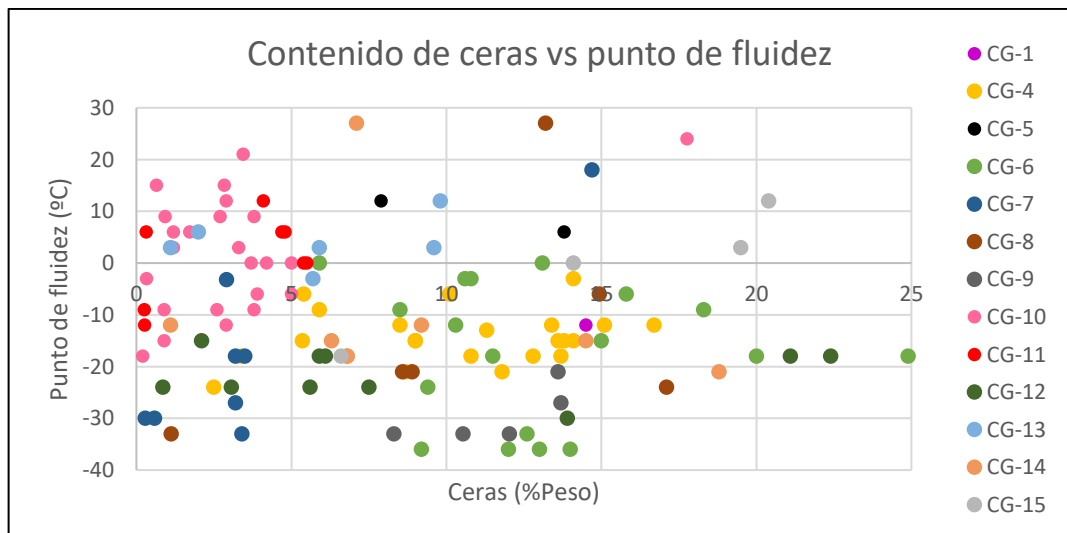


**Fuente:** elaboración propia.

Como se observa en la gráfica, no existe ninguna relación entre estas dos propiedades. No se puede establecer una tendencia, o dos, y tampoco la división de los campos por grupos de datos. Existen campos con contenidos de saturados y ceras menores como lo son el CG-10, CG-11 y CG-4. Así como campos con contenidos de saturados y ceras mayores.

**3.2.4.2** Contenido de ceras vs punto de fluidez. La **Gráfica 37** representa el comportamiento del punto de fluidez con respecto al contenido de ceras de los crudos.

**Gráfica 37.** Contenido de ceras vs punto de fluidez.

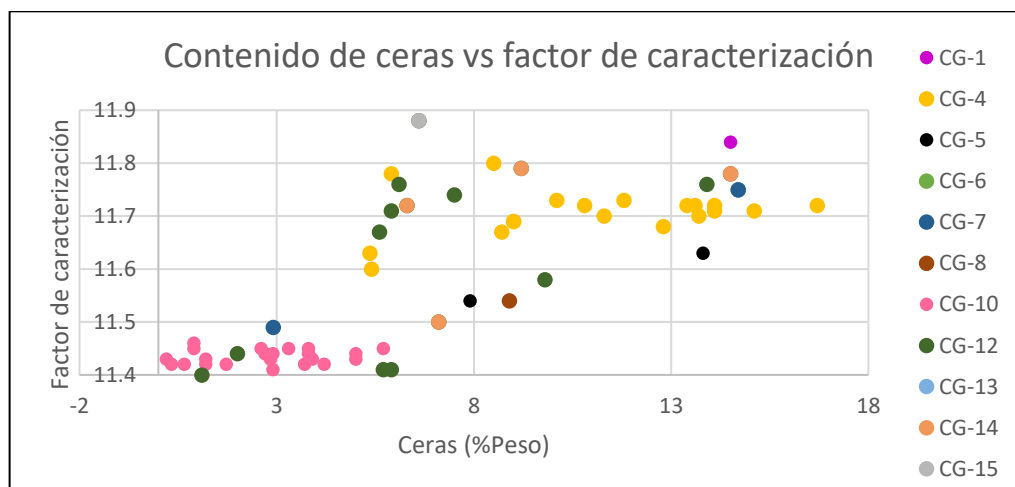


**Fuente:** elaboración propia.

Al igual que con el contenido de saturados, con el punto de fluidez no existe forma de establecer algún tipo de relación o tendencia entre los datos. La dispersión de estos es muy grande y no es posible determinar si el punto de fluidez depende de alguna manera del contenido de ceras.

**3.2.4.3** Contenido de ceras vs Factor de Caracterización. La **Gráfica 38** representa el comportamiento del parámetro conocido como factor de caracterización con respecto al contenido de ceras.

**Gráfica 38.** Contenido de ceras vs factor de caracterización.



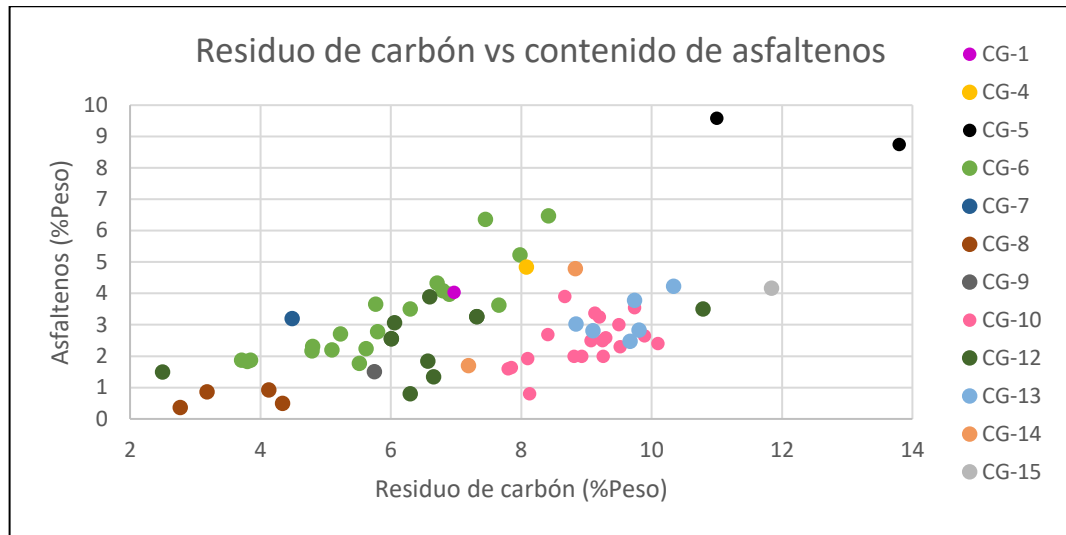
**Fuente:** elaboración propia.

El factor de caracterización es la única propiedad que al momento de compararla con el contenido de ceras muestra un comportamiento normal, en donde el campo CG-10, productor de crudos pesados produce crudos con contenido de ceras bajos y valores de FC bajos. Diferente del campo CG-4 en donde el factor de caracterización es mayor y el contenido de ceras también. Sin embargo, no se evidencian tendencias o relaciones que indiquen continuidad entre los campos del estudio.

**3.2.5 Residuo de carbón.** Continuando con el análisis, se procede a relacionar el comportamiento del contenido de asfaltenos en función del residuo de carbón para los crudos de los campos estudiados.

**3.2.5.1** Residuo de carbón vs contenido de asfaltenos. La **Gráfica 39** presenta el comportamiento del contenido de asfaltenos con respecto al residuo de carbón.

**Gráfica 39.** Residuo de carbón vs contenido de asfaltenos.



**Fuente:** elaboración propia.

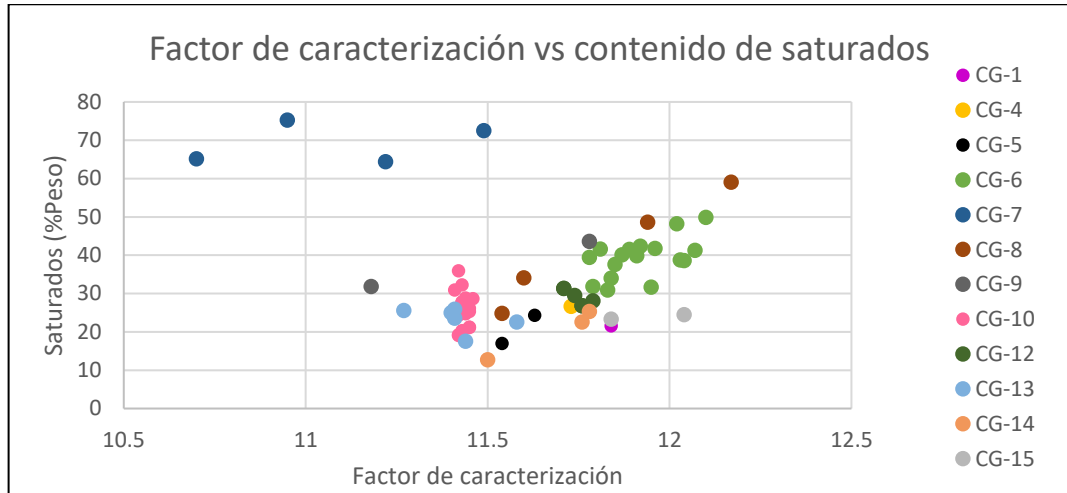
En cuanto al comportamiento del contenido de asfaltenos con respecto al residuo de carbón, no se evidencian dos tendencias marcadas. El comportamiento es más que todo similar en la mayoría de los campos, en donde algunos pozos producen con menor residuo de carbón y menores contenidos de asfaltenos.

El campo CG-5 vuelve a tener un comportamiento inusual, una de las razones por las cuales ocurre este fenómeno en la mayoría de los casos es debido a que, en este campo, se pueden estar produciendo fluidos con características y propiedades diferentes a los fluidos analizados en el presente estudio.

**3.2.6 Factor de caracterización.** Como se realizó anteriormente, el factor de caracterización fue utilizado como base para realizar la clasificación de los crudos estudiados y ahora, se procederá a analizar el comportamiento de algunas propiedades en función de sus valores.

**3.2.6.1** Factor de Caracterización vs contenido de saturados. La **Gráfica 40** representa el comportamiento de uno de los componentes de un análisis SARA (Saturados) con respecto al factor de caracterización de los crudos.

**Gráfica 40.** Factor de caracterización vs contenido de saturados.

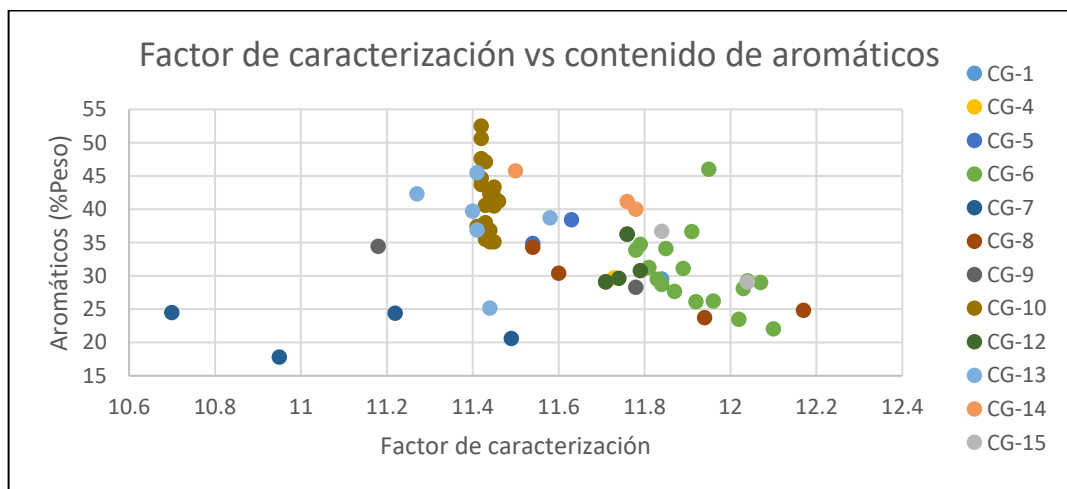


**Fuente:** elaboración propia.

El contenido de saturados con el factor de caracterización se comporta de manera lineal, en cuanto a que los campos con producción de crudos más pesados tienen menor factor de caracterización, y a medida que este factor aumenta, también lo hacen los campos con producción de crudos livianos y, por ende, el contenido de saturados. El campo CG-7 tiene un comportamiento errático debido a que los pozos empleados para esta combinación no se encuentran dentro de la tendencia.

**3.2.6.2** Factor de Caracterización vs contenido de aromáticos. En la **Gráfica 41** se puede observar el comportamiento del componente de un análisis SARA conocido como el contenido de aromáticos con respecto al factor de caracterización de los crudos.

**Gráfica 41.** Factor de caracterización vs contenido de aromáticos.



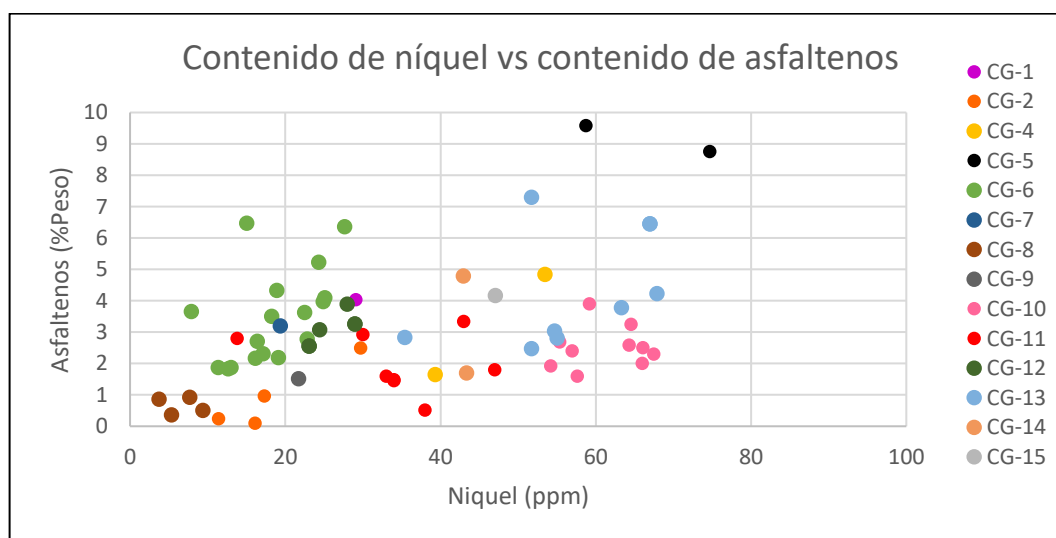
**Fuente:** elaboración propia.

El contenido de aromáticos se comporta de manera diferente al contenido de saturados con respecto al factor de caracterización, debido a que, en este caso los campos con producción de crudos pesados tienen altos contenidos de aromáticos, mientras que los campos de crudos livianos no. Nuevamente los pozos empleados del campo CG-7 no tienen un comportamiento normal y no caen dentro de la tendencia.

**3.2.7 Contenido de níquel** Finalizando, se procede a relacionar las diferentes propiedades mencionadas anteriormente con respecto al contenido de Níquel.

**3.2.7.1** Contenido de níquel vs contenido de asfaltenos. La **Gráfica 42** representa el comportamiento del contenido de asfaltenos con respecto al contenido de níquel.

**Gráfica 42.** Contenido de níquel vs contenido de asfaltenos.

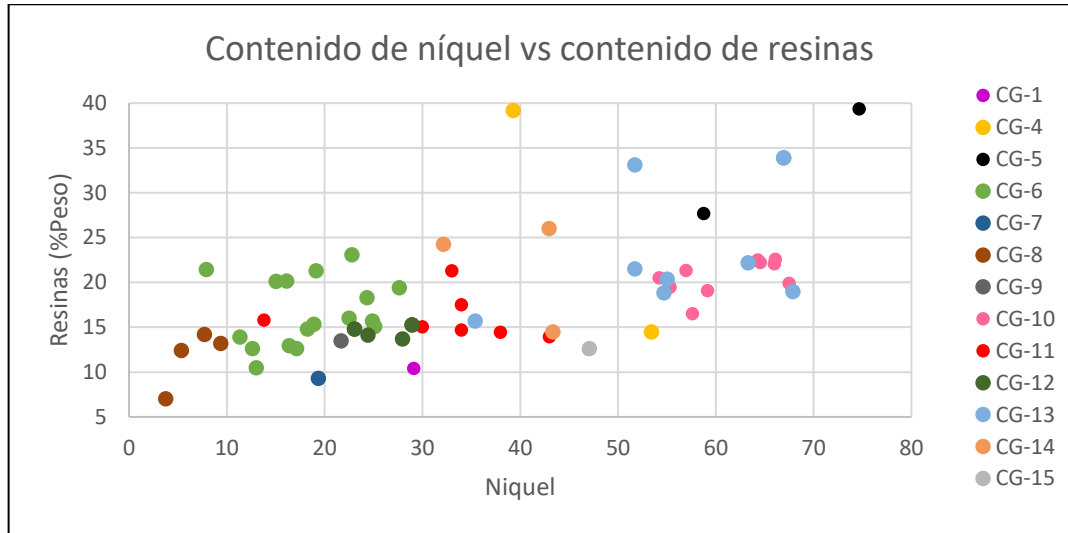


**Fuente:** elaboración propia.

El contenido de asfaltenos no depende del contenido de níquel, como se observa en la gráfica el comportamiento de los asfaltenos es similar para todos los campos, en cuanto a que tienen pozos que producen crudos con contenidos de níquel y asfaltenos menores. Lo anterior también se evidencia debido a que los crudos pesados tienen mayor contenido de níquel y aun así no hay un aumento considerable de los asfaltenos.

**3.2.7.2** Contenido de níquel vs contenido de resinas. Dentro de la **Gráfica 43** se encuentra el comportamiento del contenido de resinas con respecto al contenido de níquel en los crudos producidos en la cuenca.

**Gráfica 43.** Contenido de níquel vs contenido de resinas.

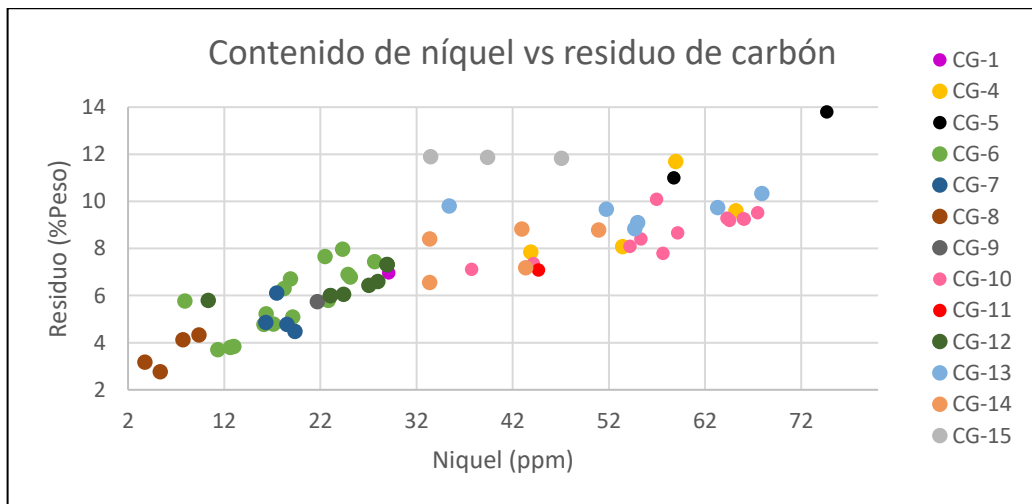


**Fuente:** elaboración propia.

Con el contenido de resinas ocurre algo similar que con el contenido de asfaltenos con respecto al contenido de níquel, debido a que el contenido de resinas se mantiene en los mismos rangos para todos los campos, incluso para los campos de crudos pesados cuyos contenidos de níquel son mayores.

**3.2.7.3** Contenido de níquel vs residuo de carbón. En la **Gráfica 44** se representa el comportamiento de los residuos de carbón con respecto al contenido de níquel.

**Gráfica 44.** Contenido de níquel vs residuo de carbón.

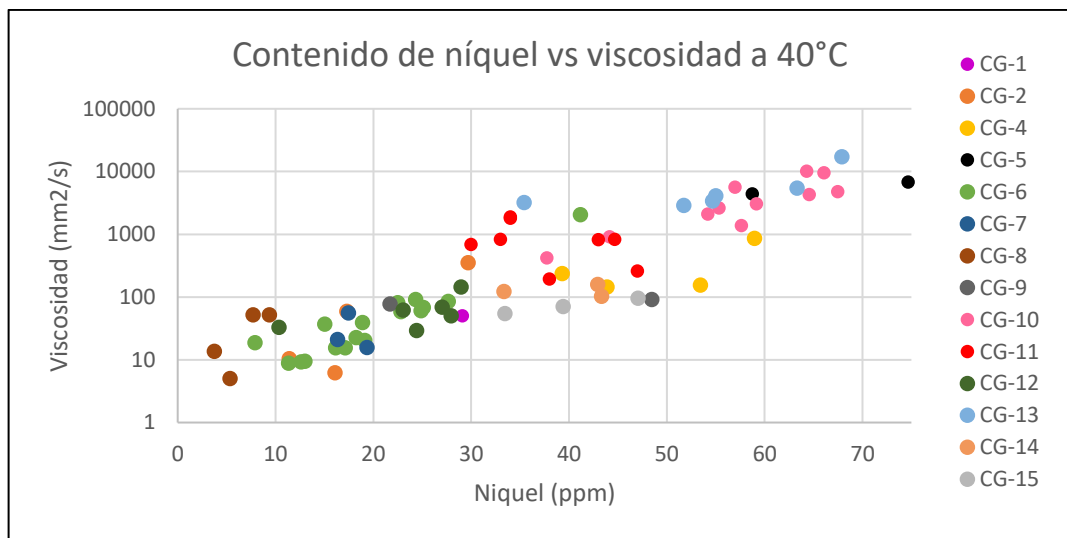


**Fuente:** elaboración propia.

El residuo de carbón tiene un comportamiento directamente proporcional al contenido de níquel, en donde los campos de crudos livianos tienen bajos contenidos de níquel y bajos porcentajes de residuo de carbón. Y los campos de crudos pesados tienen mayores contenidos de níquel y porcentajes de residuo de carbón. Los pozos del campo CG-15 tienen un comportamiento lineal en cuanto a residuo de carbón.

**3.2.7.4** Contenido de níquel vs viscosidad a 40°C. La **Gráfica 45** representa el comportamiento de la viscosidad de los crudos producidos en la cuenca medida a 40°C respecto al contenido de níquel.

**Gráfica 45.** Contenido de níquel vs viscosidad a 40°C.



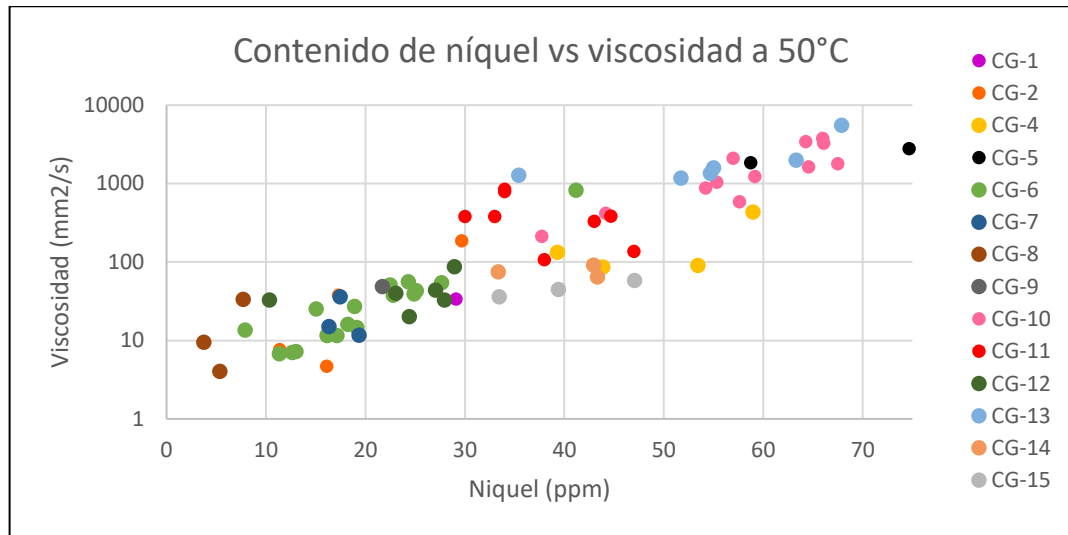
**Fuente:** elaboración propia.

El efecto del contenido de níquel sobre la viscosidad es igual a los efectos de las demás propiedades con respecto a esta, en donde los campos con crudos pesados, es decir, más viscosos, contienen altos niveles de níquel y, por el contrario, los campos de crudos livianos, bajos contenidos de níquel.

**3.2.7.5** Contenido de níquel vs viscosidad a 50°C. Dentro de la **Gráfica 46** representa el comportamiento de la viscosidad de los crudos medida a 50°C respecto al contenido de níquel.



**Gráfica 46.** Contenido de níquel vs viscosidad a 50°C



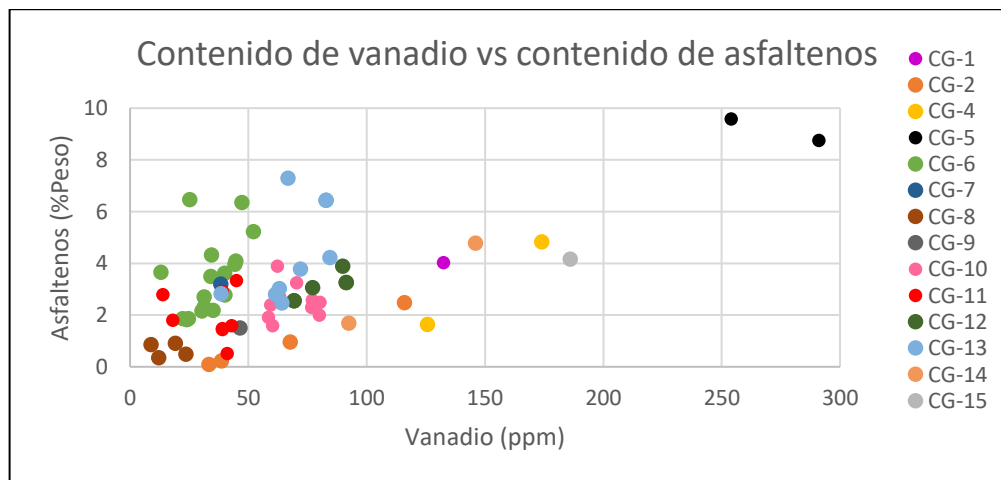
**Fuente:** elaboración propia.

Mismo efecto ocurre en la viscosidad medida a 50°C con la viscosidad a 40°C. Es la misma propiedad, por ende, su comportamiento no es diferente al momento de compararla con el níquel.

### 3.2.8 Contenido de vanadio

**3.2.8.1** Contenido de vanadio vs contenido de asfaltenos. Se observa comportamiento del contenido de asfaltenos con respecto al contenido de vanadio en la **Gráfica 47**.

**Gráfica 47.** Contenido de vanadio vs contenido de asfaltenos.

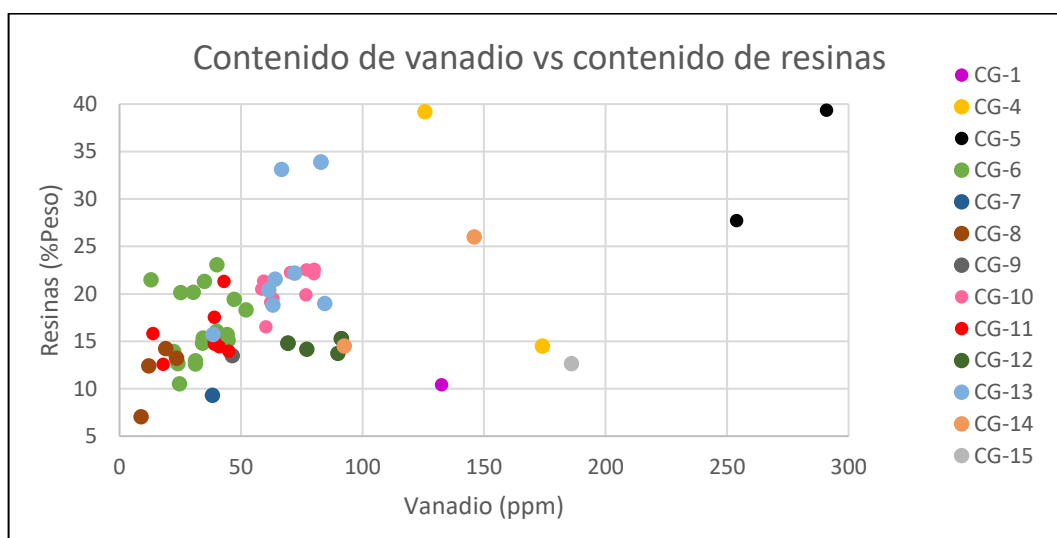


**Fuente:** elaboración propia.

Con respecto al contenido de asfaltenos con el contenido de vanadio, se puede observar que no hay tendencias marcadas y que el contenido de asfaltenos no varía mucho entre los campos. Los campos de crudos más pesados sí tienen mayor contenido de vanadio, pero el contenido de asfaltenos no es mayor a los demás campos. Cabe resaltar, que los campos CG-4, CG-1, CG-15 tienen mayor contenido de vanadio que los otros campos en el estudio.

**3.2.8.2** Contenido de vanadio vs contenido de resinas. La **Gráfica 48** representa el comportamiento del contenido de resinas con respecto al contenido de vanadio.

**Gráfica 48.** Contenido de vanadio vs contenido de resinas.



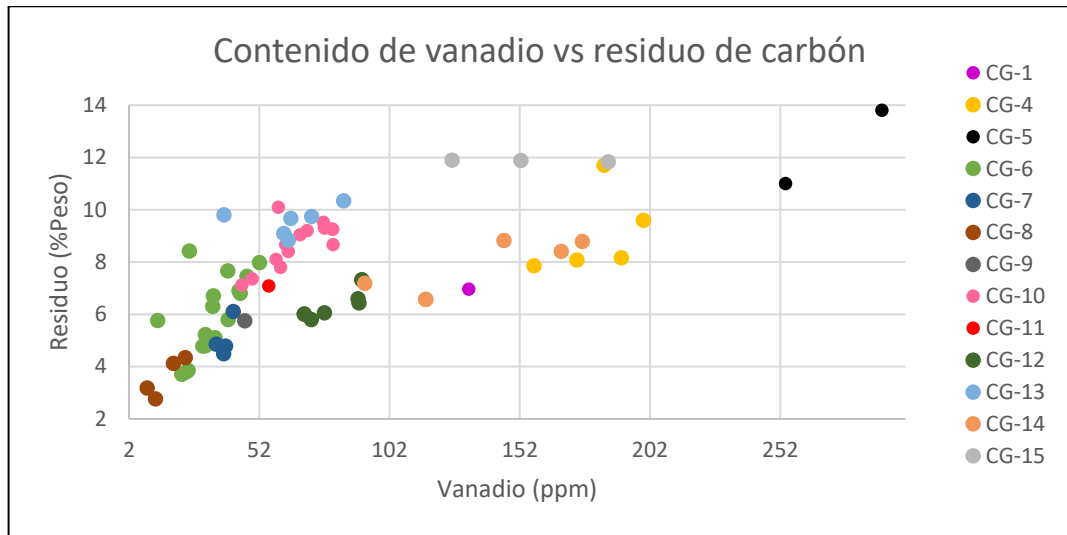
**Fuente:** elaboración propia.

El comportamiento del contenido de resinas es similar al contenido de asfaltenos, debido a que no existen tendencias claras y en los campos de crudos pesados no hay producción con contenido de resinas altos.

En la gráfica anterior se puede observar una aglomeración de datos hacia la parte inferior izquierda y corresponde a los campos desde CG-6 hasta CG-13 cuya producción de crudos de tipo pesados.

**3.2.8.3** Contenido de vanadio vs residuo de carbón. La **Gráfica 49** presenta el comportamiento del residuo de carbón con respecto al contenido de vanadio.

**Gráfica 49.** Contenido de vanadio vs residuo de carbón

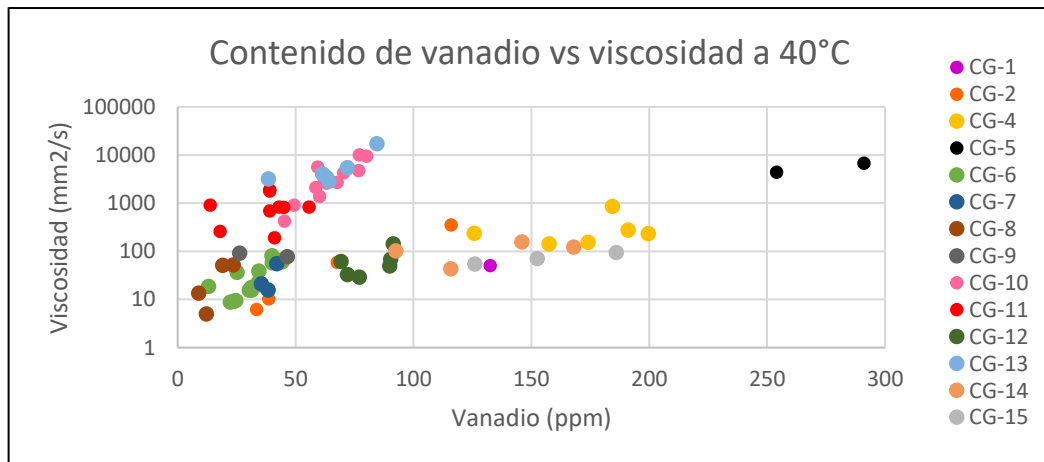


**Fuente:** elaboración propia.

El residuo de carbón vuelve a marcar las dos tendencias mencionadas anteriormente, en donde los campos de la segunda tendencia son los que producen crudos con contenidos de vanadio mayores, pero porcentajes de residuo de carbón similares a los campos de la primera tendencia.

**3.2.8.4** Contenido de vanadio vs viscosidad a 40°C. Dentro de la **Gráfica 50** se puede encontrar representado el comportamiento de la viscosidad de los crudos producidos en la cuenca medida a 40°C con respecto al contenido de vanadio.

**Gráfica 50.** Contenido de vanadio vs viscosidad a 40°C.



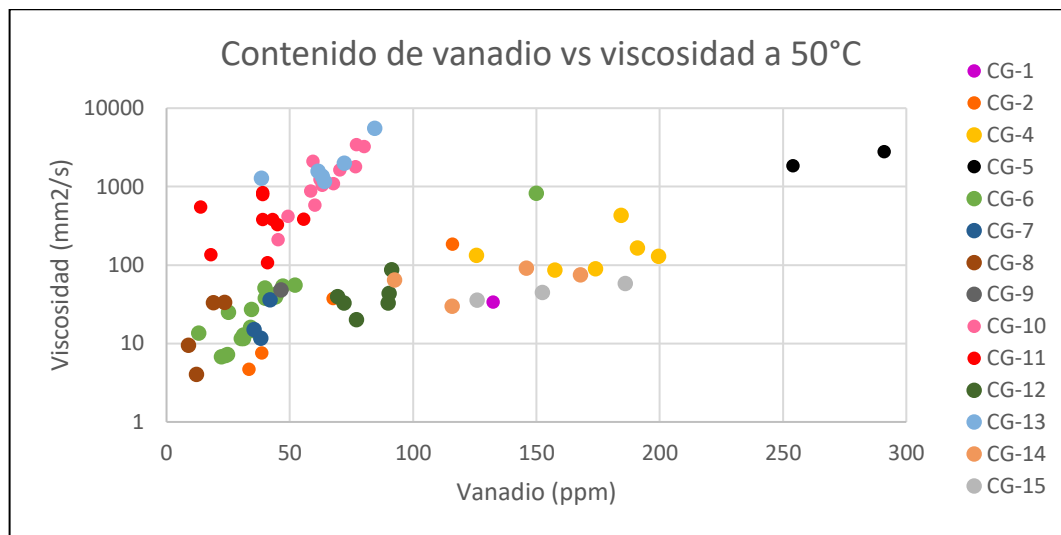
**Fuente:** elaboración propia.

Comportamiento similar el de la viscosidad con respecto al contenido de vanadio, en donde las dos tendencias se observan en la gráfica y los campos con producción de crudos pesados no necesariamente son los que mayores contenidos de vanadio tienen.

Esta es una de las combinaciones entre propiedades donde más claro se pueden observar las dos tendencias, y corroborando lo hallado en combinaciones anteriores, los mismos campos se ubican en los mismos trenes de fluidos. En la primera de ellas se encuentran los campos desde el CG-6 hasta el CG-14 y en la segunda los campos CG-1, CG-4, CG-5, CG-13 y CG-15.

**3.2.8.5** Contenido de vanadio vs viscosidad a 50°C. La **Gráfica 51** representa el comportamiento de la viscosidad de los crudos producidos en la cuenca medida a 50°C con respecto al contenido de vanadio.

**Gráfica 51.** Contenido de vanadio vs viscosidad a 50°C.



**Fuente:** elaboración propia.

Efecto similar ocurre en la viscosidad medida a 50°C con la viscosidad a 40°C. Es la misma propiedad, por ende, su comportamiento no es diferente al momento de compararla con el contenido de vanadio.

### 3.3 VALIDAR LA METODOLOGÍA MEDIANTE SU IMPLEMENTACIÓN EN DATOS CORRESPONDIENTES A OTROS CAMPOS UBICADOS EN LA CUENCA DEL VMM Y SU APLICACIÓN EN ECUACIONES DE ESTADO

Para el desarrollo de la validación de la metodología propuesta en este trabajo, se tienen datos de cuatro campos ubicados en la Cuenca del VMM, estos campos de los cuales se tiene una menor cantidad de datos de caracterización de fluidos con respecto a la data de los empleados en el estudio, por lo tanto, el observar si están

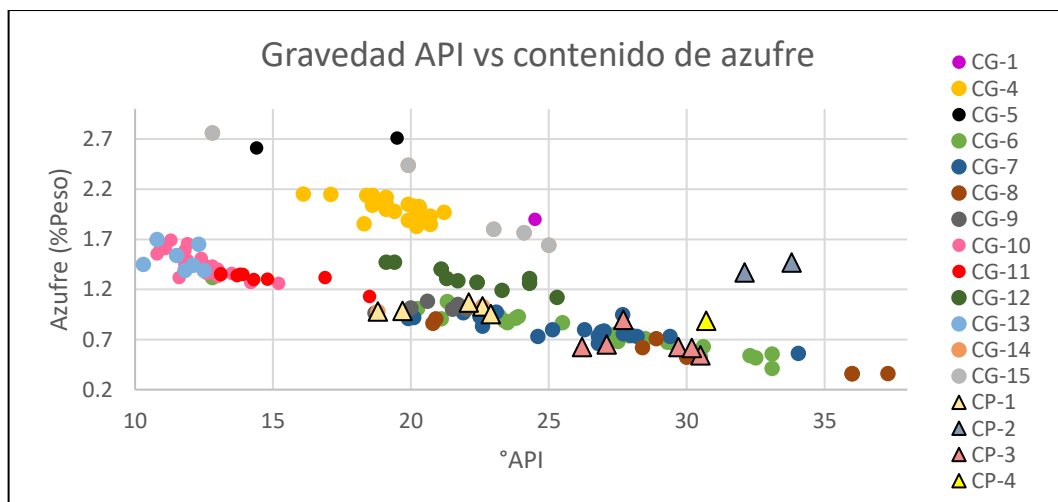
dentro de los trenes de fluidos permite obtener más información acerca de los fluidos que estos están produciendo. Estos campos se denominan (CP-1, CP-2, CP-3 y CP-4).

En primera medida se utilizan los datos de estos cuatro campos para ser graficados en aquellas gráficas donde se evidencian de manera clara ambas tendencias, y se cuenta con información de éstos. Posteriormente, se hace un protocolo de predicción de gravedad API haciendo uso de las ecuaciones de estado, con el fin de evidenciar la relación que existe entre la metodología propuesta y estas ecuaciones. Para ello, se escoge un pozo que haga parte de uno de los campos en estudio y se toman datos de operaciones de destilación simulada y composición de este, junto a sus datos de viscosidad, gravedad API y C30+. Dichos datos se introducen a un software que arroja los factores necesarios para la aplicación de las ecuaciones de estado de Soave-Redlich-Kwong y Peng-Robinson, y el valor de la gravedad API inicial de la predicción.

**3.3.1 Gravedad API.** De igual manera que en el objetivo anterior, se procede a realizar las gráficas para observar el comportamiento de los datos para cada una de las propiedades con respecto a la gravedad API en primer caso.

**3.3.1.1 Gravedad API vs contenido de azufre.** En la **Gráfica 52** se puede observar la adición de los cuatro nuevos campos (CP-1, CP-2, CP-3 y CP-4) dentro de las tendencias que muestran el comportamiento del contenido de azufre con respecto a la gravedad API.

**Gráfica 52.** Gravedad API vs contenido de azufre. (Validación)



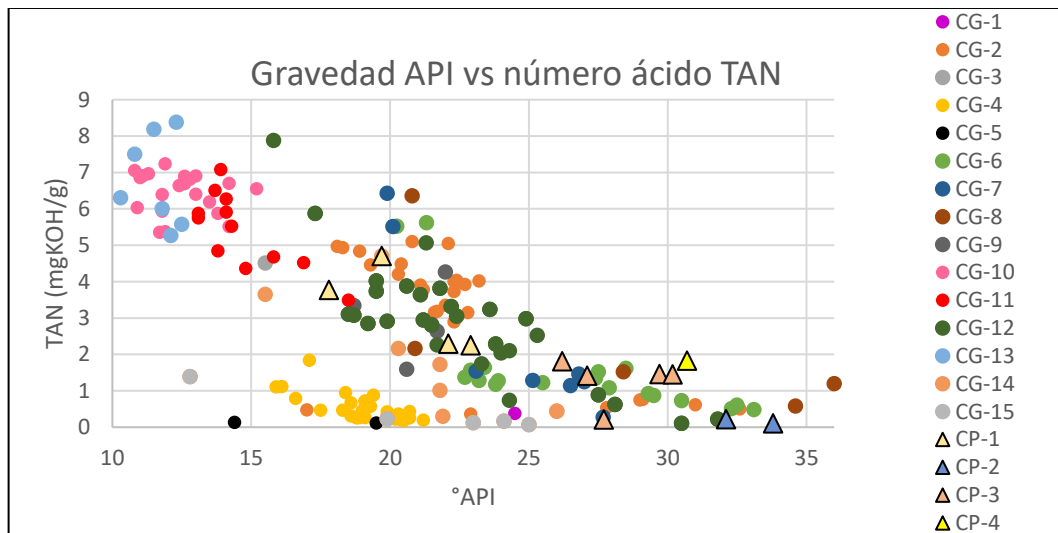
**Fuente:** elaboración propia.

Dentro de la gráfica anterior se puede observar que los campos CP-1, CP-3, CP-4 hacen parte de una de las tendencias, teniendo en cuenta que dos de ellos producen crudos livianos y uno crudos pesados (CP-1). El campo CP-2 no se encuentra

dentro de ningún tren de fluidos según la relación de estas dos propiedades, produciendo crudos con gravedades API entre 30 y 35 API y contenidos de azufre entre 1.2 y 1.7 % en peso.

**3.3.1.2** Gravedad API vs número ácido TAN. En la **Gráfica 53** se encuentra el comportamiento del número ácido TAN con respecto a la gravedad API, teniendo en cuenta los nuevos cuatro campos.

**Gráfica 53.** Gravedad API vs número ácido TAN. (Validación)

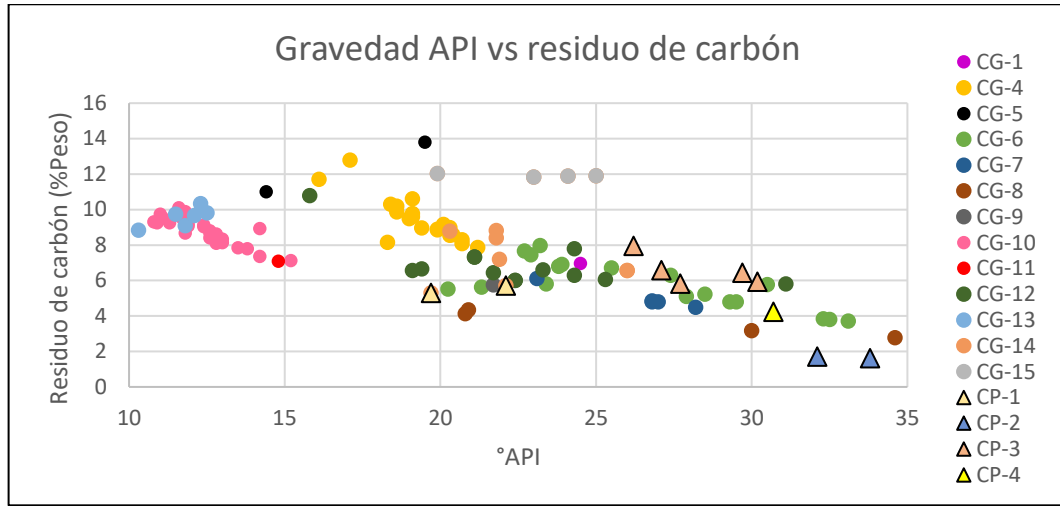


**Fuente:** elaboración propia.

Al momento de incluir los cuatro nuevos campos, se puede evidenciar a partir de la gráfica, que todos los campos se encuentran dentro de una misma tendencia, teniendo valores de número ácido entre un rango amplio (0-5 mgKOH/g). Diferente es el comportamiento del campo CP-2, debido a que como se observaba en la gráfica 52, este no hacía parte de ninguna tendencia.

**3.3.1.3** Gravedad API vs residuo de carbón. Dentro de la **Gráfica 54** se puede encontrar el comportamiento del residuo de carbón con respecto a la gravedad API de los cuatros nuevos campos.

**Gráfica 54.** Gravedad API vs residuo de carbón (Validación).

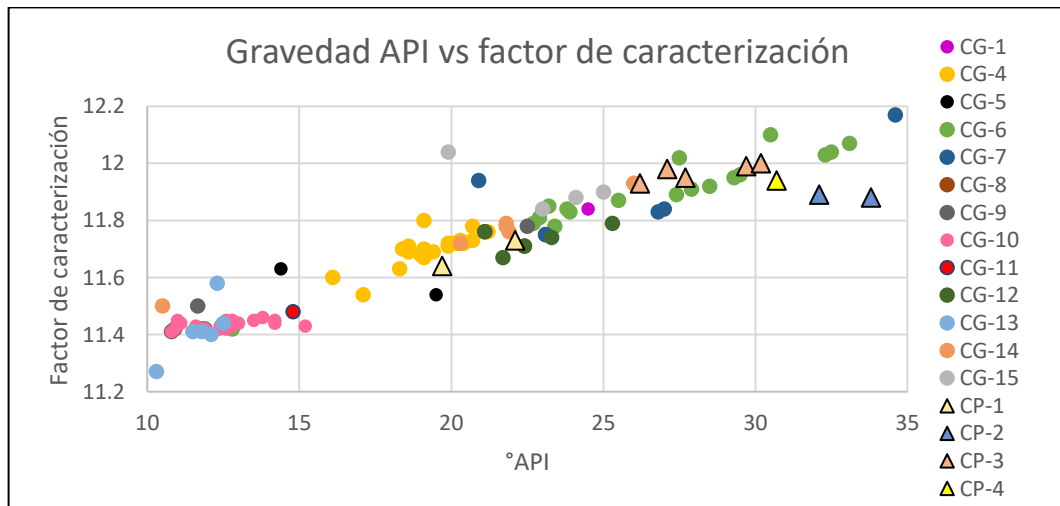


**Fuente:** elaboración propia.

Para el residuo de carbón se puede observar que el comportamiento es similar al del contenido de azufre, debido a que los mismos tres campos caen sobre una sola tendencia, la misma que para este contenido. Los campos ubicados a lo largo de esta tendencia son el CP-1, CP-3, CP-4. Cabe anotar que la información acerca del campo CP-2 es demasiado reducida, por lo tanto, no se tuvo en cuenta en este caso.

**3.3.1.4** Gravedad API vs factor de caracterización. La ubicación de los nuevos cuatro campos en las tendencias del factor de caracterización con respecto a la gravedad API se observa en la **Gráfica 55**.

**Gráfica 55.** Gravedad API vs factor de caracterización (Validación).



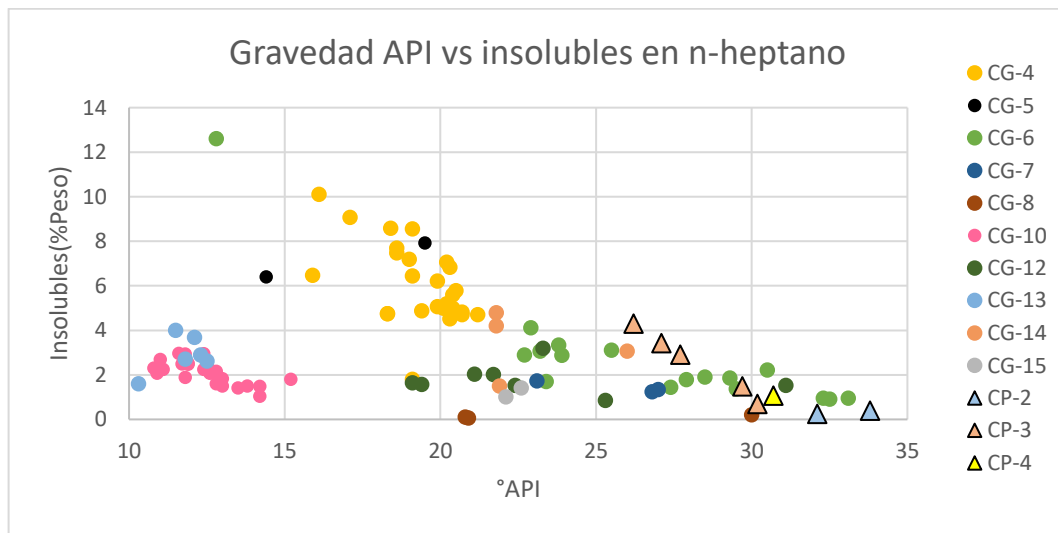
**Fuente:** elaboración propia.

Los cuatro campos agregados caen dentro de la misma tendencia que los otros campos estudiados, siendo la mayoría productores de crudos tipo parafínicos, lo cual es un indicativo de que en realidad existe una comunicación entre los campos que han sido objeto de estudio para este proyecto.

También por medio de la gráfica anterior se puede verificar que los datos empleados para estos cuatro campos son datos que sí sirven, debido a que están ubicados siguiendo la línea de tendencia de los demás campos. El campo CP-2 nuevamente es el campo cuyos datos no son muy precisos y causan ruido dentro de la gráfica.

**3.3.1.5** Gravedad API vs insolubles en n heptano. En la **Gráfica 56** se puede observar el comportamiento de los componentes insolubles en n-heptano con respecto a la gravedad API para los cuatros nuevos campos.

**Gráfica 56.** Gravedad API vs insolubles en n heptano (Validación).



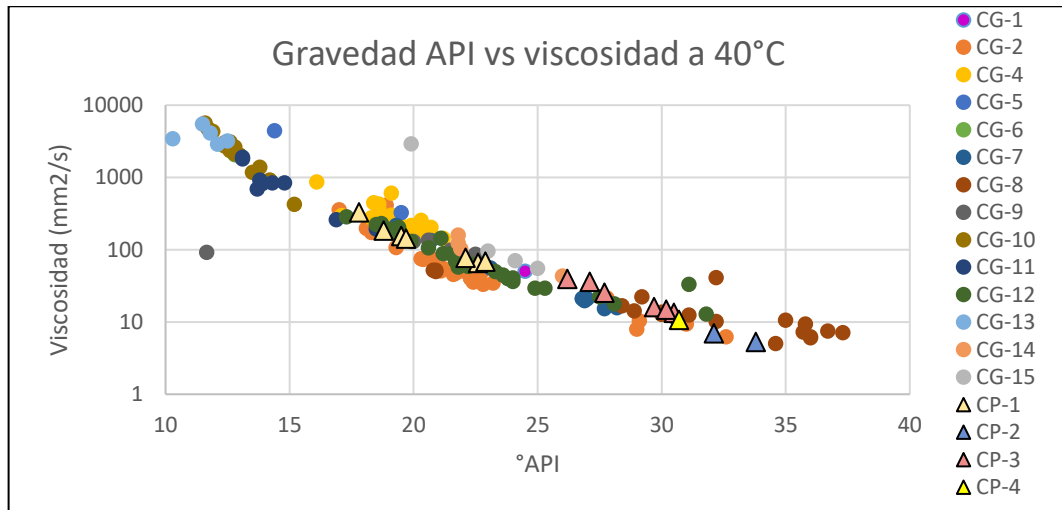
**Fuente:** elaboración propia.

El comportamiento de los componentes insolubles en n-heptano es similar al del número ácido, teniendo en cuenta que, en este caso, los tres campos nuevos caen dentro de la misma tendencia en un rango de 0 a 3% en peso. Para el campo CP-1 no hay datos relevantes que permitan establecer una correlación entre estas dos propiedades.

**3.3.1.6** Gravedad API vs Viscosidad a 40°C. La **Gráfica 57** representa el comportamiento de la viscosidad medida a 40°C con respecto a la gravedad API, teniendo en cuenta la adición de los cuatro nuevos campos.



**Gráfica 57.** Gravedad API vs viscosidad a 40°C (Validación).

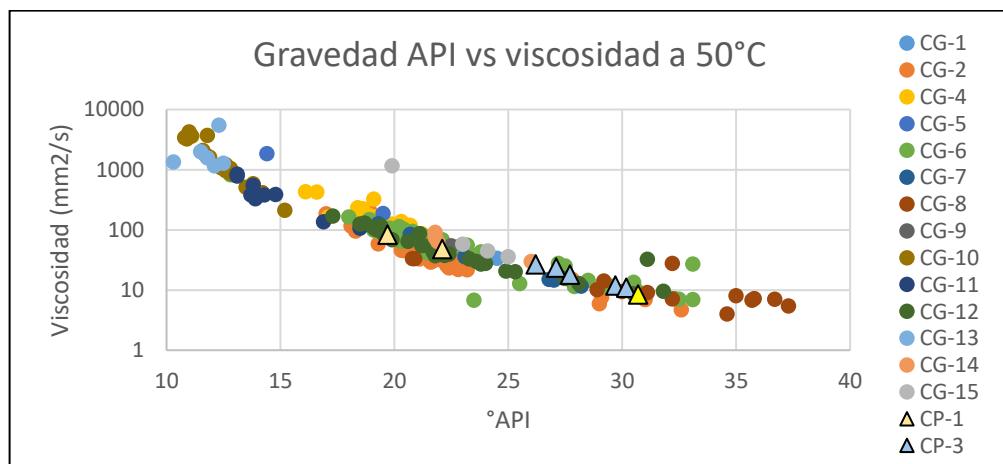


**Fuente:** elaboración propia.

Los cuatro nuevos campos se ajustan de la forma esperada dentro de la tendencia de la viscosidad. Además, de acuerdo a la data de gravedad API, se concluye que estos producen crudos livianos y por ello se encuentran de la mitad de la curva hacia abajo. Y al igual que en el caso del factor de caracterización se puede verificar que los datos de los campos CP-1, CP-2, CP-3 y CP-4 son datos verídicos.

**3.3.1.7** Gravedad API vs Viscosidad a 50°C. La **Gráfica 58** representa el comportamiento de la viscosidad medida a 50°C con respecto a la gravedad API, teniendo en cuenta la adición de los cuatro nuevos campos.

**Gráfica 58.** Gravedad API vs viscosidad a 50°C (Validación).



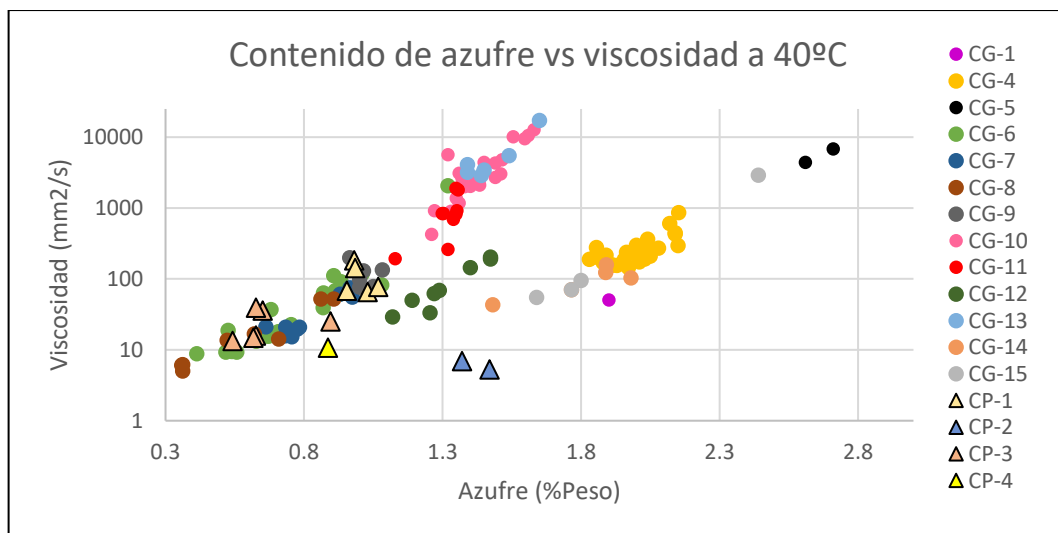
**Fuente:** elaboración propia.

Como se puede observar en esta gráfica para el posicionamiento del comportamiento de los datos de viscosidad a 50°C, se presenta un comportamiento idéntico al de la viscosidad medida a 40°C, indicando que efectivamente los campos pequeños entran dentro de la tendencia esperada para poder ser incluidos dentro de los trenes de fluidos encontrados a través de la metodología, haciendo la salvedad que, como se está midiendo a una temperatura mayor, todos los valores para esta data presentarán una ligera disminución con respecto a los del literal anterior.

**3.3.2 Contenido de azufre.** Continuando con el análisis y validación de los datos que se tienen para los campos considerados pequeños, se procede a aplicar la organización y metodología de comparación para los datos que se tienen de los pozos para el contenido de azufre y compararlo con respecto a los campos grandes en función de otras propiedades.

**3.3.2.1** Contenido de azufre vs Viscosidad a 40°C. La **Gráfica 59** contiene el comportamiento de la viscosidad medida a 40°C con respecto al contenido de azufre incluyendo los cuatro nuevos campos.

**Gráfica 59.** Contenido de azufre vs viscosidad a 40°C (Validación).

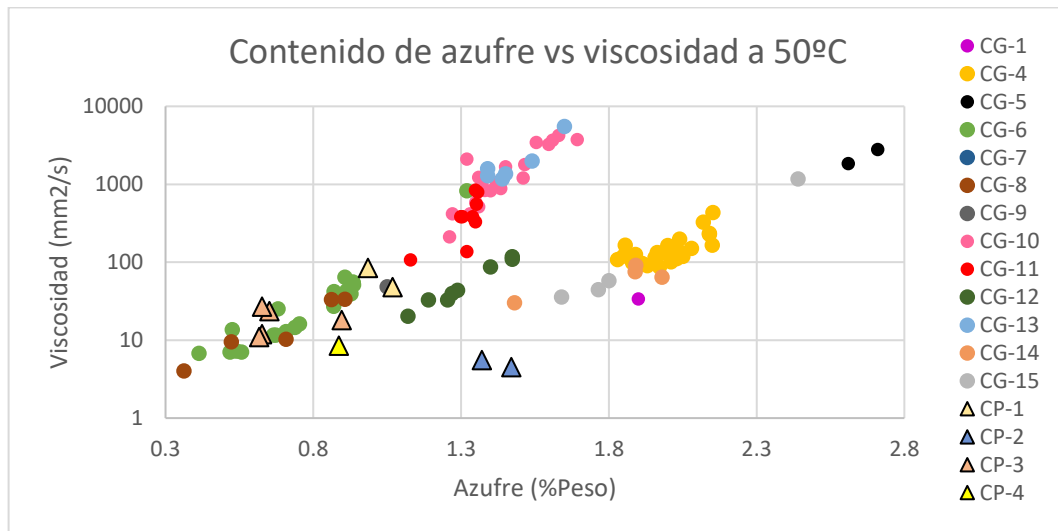


**Fuente:** elaboración propia.

De los cuatro campos agregados, tres de ellos caen dentro de una tendencia (CP-1, CP-3 y CP-4) y uno de ellos, no (CP-2), presentando un comportamiento similar al que se observó en la gráfica 52, la cual corresponde a la distribución de los datos para el contenido de azufre en función de la gravedad API.

**3.3.2.2** Contenido de azufre vs Viscosidad a 50°C. Dentro de la **Gráfica 60** se puede encontrar el comportamiento de la viscosidad medida a 50°C con respecto al contenido de azufre, teniendo en cuenta los cuatro campos más pequeños.

**Gráfica 60.** Contenido de azufre vs viscosidad a 50°C (Validación).

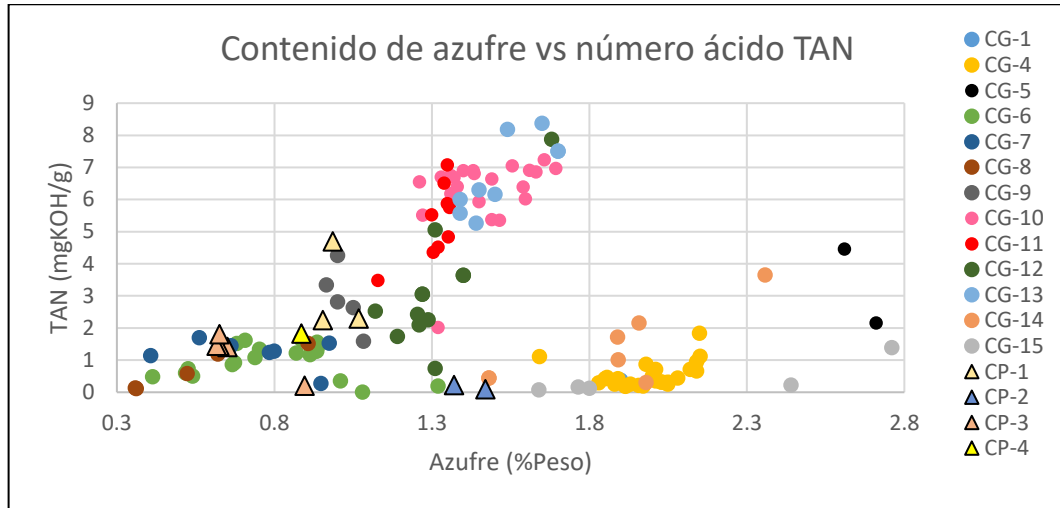


**Fuente:** elaboración propia.

Esta gráfica ayuda a corroborar y confirmar la información que fue posible extraer e interpretar de la gráfica anterior, correspondiente a la viscosidad a 40°C, donde se observa que efectivamente un único campo de los que fueron sometidos a validación no cae dentro de la tendencia de los campos ya establecidos, siendo indicador de que este campo se encuentra produciendo de un tren de fluidos presente en la Cuenca diferente con respecto a los otros 18 campos estudiados.

**3.3.2.3** Contenido de azufre vs número ácido TAN. La **Gráfica 61** representa cómo se comporta el número ácido TAN con respecto al contenido de azufre cuando se agregan los cuatro nuevos campos.

**Gráfica 61.** Contenido de azufre vs número ácido TAN (Validación).

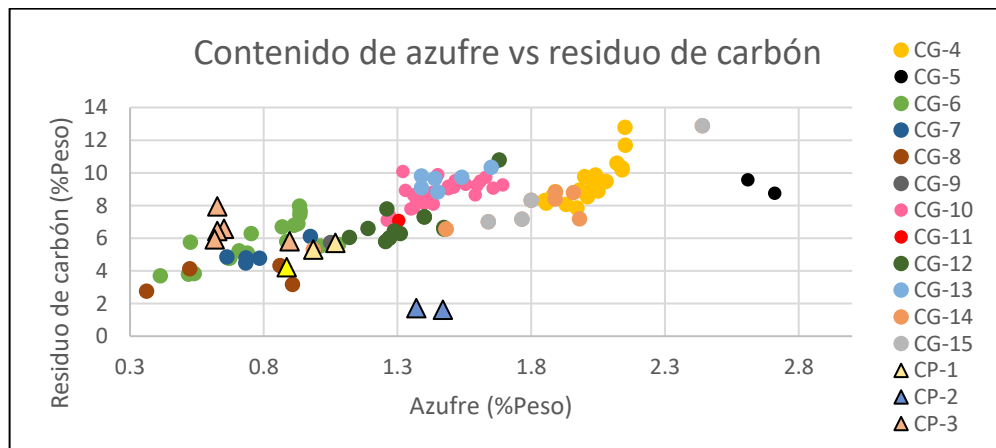


**Fuente:** elaboración propia.

Con respecto al comportamiento del número ácido TAN, se puede observar que los mismos tres campos anteriormente mencionados caen sobre una de las tendencias (CP-1, CP-3 y CP-4). Mientras que CP-2 cae dentro de la segunda tendencia, lo cual es un indicativo que este campo no estaría dentro de ninguna tendencia, pues en se ha visto en otros casos como se encuentra en la otra tendencia.

**3.3.2.4** Contenido de azufre vs residuo de carbón. En la **Gráfica 62** se puede observar el comportamiento del residuo de carbón con respecto al contenido de azufre teniendo en cuenta cuatro campos más pequeños.

**Gráfica 62.** Contenido de azufre vs residuo de carbón (Validación).



**Fuente:** elaboración propia.

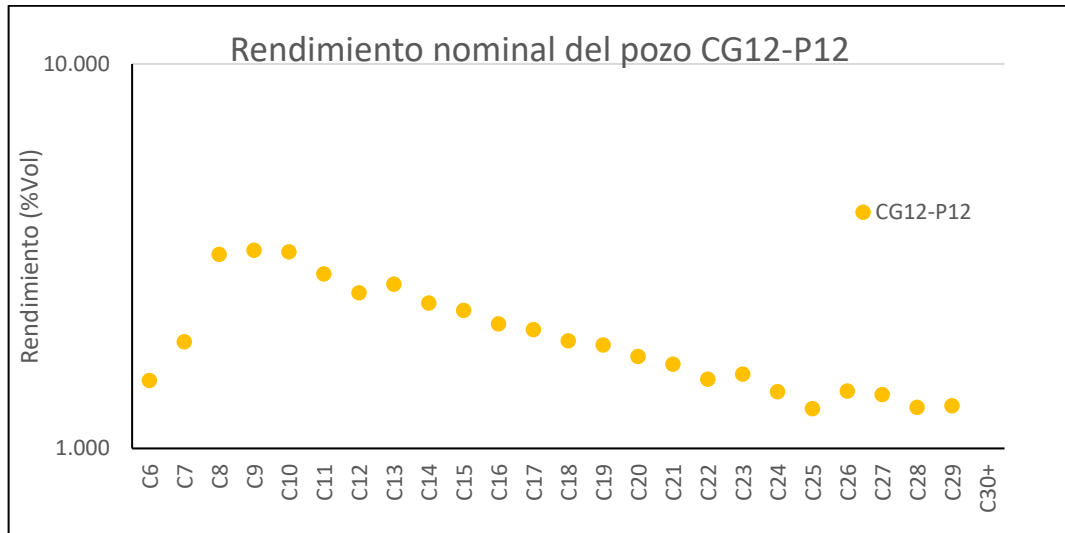
Para el residuo de carbón, los campos CP-1, CP-3 y CP-4 están ubicados sobre la misma tendencia, lo cual confirma lo observado en los casos anteriores y es que, estos hacen parte de este tren de fluidos. Nuevamente se observa que el campo CP-2 no hace parte de ninguna de las dos tendencias, sin embargo, esto no indica que no produzca crudos con características similares a otros campos. Lo anterior se debe principalmente, a que en casos anteriores se puede observar cómo este campo sí hace parte de alguna de las dos tendencias.

**3.3.3 Protocolo de predicción para la gravedad API.** La metodología propuesta en el presente proyecto sirve como antesala para la predicción de propiedades como la gravedad API, en cuanto a que si se tiene conocimiento de algún campo del cual no se conozca mucha información de las características de sus crudos, pero sí se conoce si se encuentra ubicado dentro de alguno de los dos trenes de fluidos presentes, se puede llegar a predecir el comportamiento de sus propiedades teniendo como base la información de los otros campos presentes en el tren de fluidos correspondiente. Para explicar un poco mejor este protocolo se siguen los siguientes pasos:

- Analizar la información de propiedades obtenida de la metodología, a partir de la continuidad de los trenes de fluidos, lo cual se evidencia en los objetivos anteriores de este trabajo.
- Se escoge al azar un pozo de cualquier campo que cuente con la información necesaria para la predicción, dentro de esta información se deben tener datos de gravedad API, viscosidad y C30+. Además, se debe contar con datos de destilación simulada para este mismo pozo, de los cuales saldrán los datos de la composición de los crudos producidos. Los datos de destilación simulada también son proporcionados por Ecopetrol S.A. y el pozo escogido para la predicción es el pozo CG12-P12 del campo CG-12.
- Los datos mencionados anteriormente se introducen en un software especializado el cual arroja el valor inicial de gravedad API para la predicción, más los valores de los diferentes factores que se necesitan dentro de las ecuaciones de estado. Cabe resaltar que el valor de gravedad API arrojado por el software no es el valor definitivo, para poder hallar éste es necesario realizar un proceso de iteración en el cual se ajusten diferentes factores hasta alcanzar el valor de gravedad API deseado, sin embargo, es un gran comienzo pues el valor inicial de la predicción es muy cercano al real.
- Como herramienta adicional de la predicción, se emplean las ecuaciones de estado para calcular el volumen que ocupa uno de los componentes hidrocarburos que hacen parte de la composición del crudo producido por el pozo seleccionado.

El pozo seleccionado (CG12-P12) tiene una gravedad API de 25.3 y es el valor al cual se desearía llegar por medio de la predicción. En la **Gráfica 63** se puede observar el rendimiento nominal en volumen de la composición del crudo de este pozo, obtenido a partir de los datos de destilación simulada.

**Gráfica 63.** Rendimiento nominal del pozo CG12-P12.



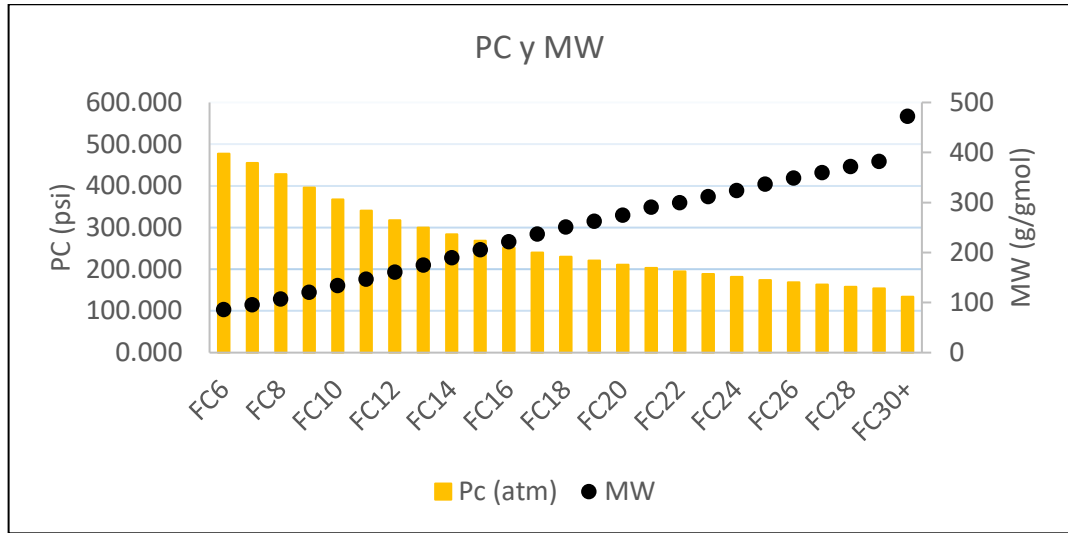
**Fuente:** elaboración propia.

De la **Gráfica 63** se puede observar la cantidad de hidrocarburos que están presentes dentro del crudo producido por este pozo, adicionalmente se evidencia que los hidrocarburos que están más presentes en el crudo son el C8, C9 y C10. A partir del C11 el porcentaje de volumen que ocupan va reduciéndose, y hay que tener en cuenta que el C30+ no es un componente puro, este es la sumatoria de todos los demás hidrocarburos presentes que tienen mayor número de carbonos.

Los datos de composición en volumen que se encuentran consignados en el **ANEXO A**, son los que son introducidos en el software para la predicción, el cual arrojará como resultado las tablas de los **Anexos B Y C** en los cuales se encuentran las tablas resumen de cada uno de los factores calculados necesarios por el programa para que puedan ser aplicadas las ecuaciones de estado de Peng Robinson y Soave Redlich Kwong.

Los valores anteriores representan los diferentes factores que se deben emplear para el cualquier cálculo que involucre la ecuación de estado de Peng-Robinson, cada componente cuenta con su respectivo valor para cada factor. Adicionalmente el valor inicial obtenido para la predicción de la gravedad API es de 29.75. En la **Gráfica 64** el comportamiento de la presión crítica y el peso molecular para cada componente, en la cual se aprecia que el comportamiento de la presión crítica es inversamente proporcional al peso molecular para cada uno de los componentes.

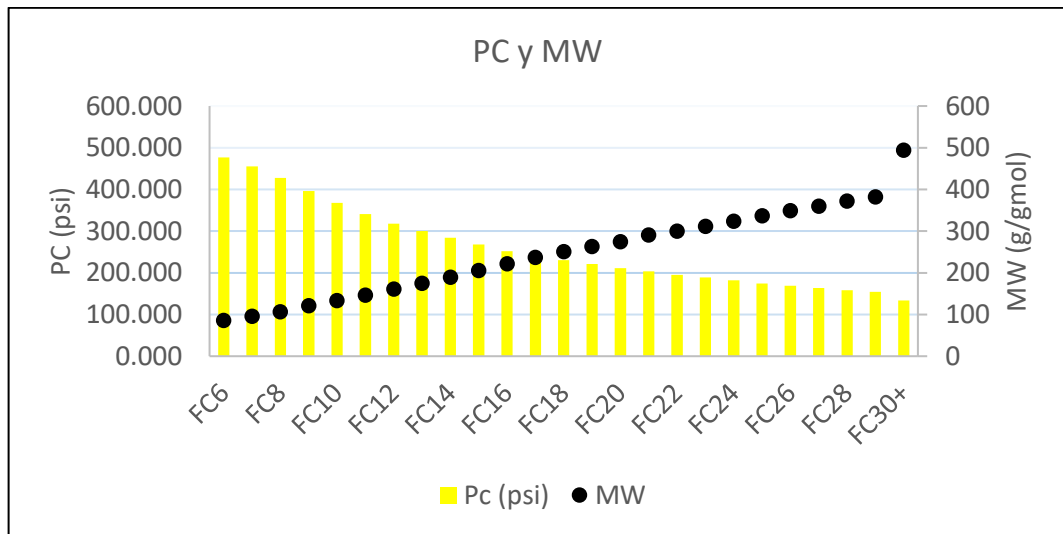
**Gráfica 64.** Presión crítica y peso molecular según Peng-Robinson.



**Fuente:** elaboración propia.

Los valores que se presentan en el **ANEXO C** son los diferentes factores que se deben emplear para el cualquier cálculo que involucre la ecuación de estado de Soave-Redlich-Kwong, cada componente cuenta con su respectivo valor para cada factor. Adicionalmente el valor inicial obtenido para la predicción de la gravedad API es de 30.63. En la **Gráfica 65** se representa el comportamiento de la presión crítica y el peso molecular para cada componente, en este caso, para los valores de la ecuación de estado de SRK, en esta misma, se aprecia el mismo comportamiento con respecto a la gráfica 64 donde la presión crítica por componente es inversamente proporcional al peso molecular respectivo.

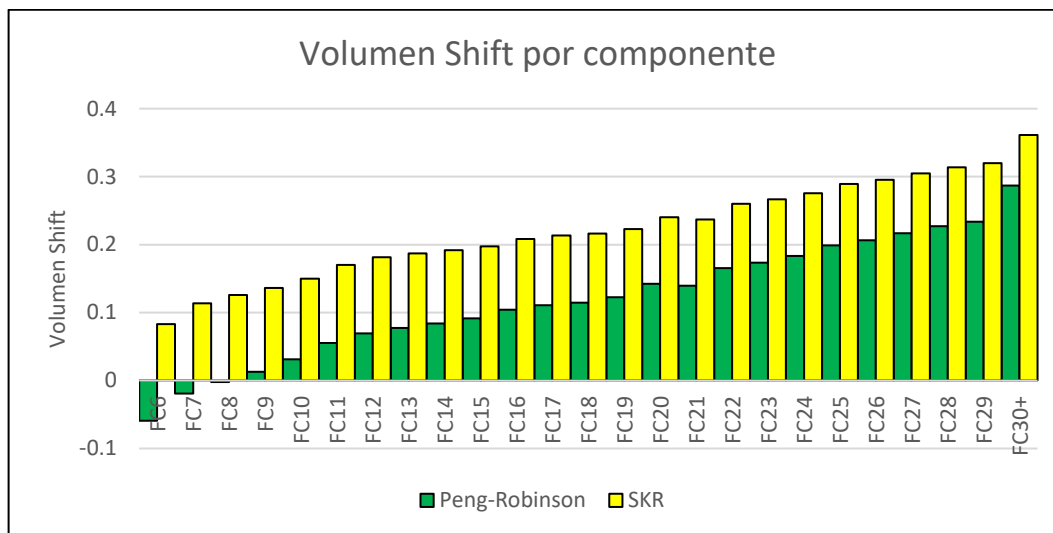
**Gráfica 65.** Presión crítica y peso molecular según SRK.



**Fuente:** elaboración propia.

Adicionalmente, en la **Gráfica 66** se presenta el comportamiento de otro parámetro que se tiene en cuenta al momento de aplicar las ecuaciones de estado, el cual es el volumen shift. En este caso, se presentan los valores obtenidos para las dos ecuaciones en una única gráfica para facilitar su interpretación y análisis.

**Gráfica 66.** Valores de volumen shift por componente



Como se observa en la gráfica anterior, el comportamiento del volumen shift para los valores de la ecuación de Peng-Robinson es diferente con respecto a la de SRK, debido a que esta última no presenta valores negativos para los componentes hexano, heptano y octano de la composición del crudo, también se observa de esta gráfica que para cada uno de los componentes el valor de volumen shift para cada uno de los componentes es sensiblemente mayor para la ecuación de SRK con respecto a los valores de la ecuación de Peng-Robinson. Los valores negativos de la ecuación de Peng-Robinson se deben al margen de error que puede tener el uso del software para generar los datos.

Posteriormente para el cálculo del volumen de uno de los componentes, se selecciona el octano debido a que lo que se pretende es identificar el comportamiento de un solo componente puro, y los factores arrojados por el software así lo permiten. No se realizó el cálculo de todos los componentes de la mezcla de hidrocarburos debido a que el proceso es bastante extenso y sólo se busca corroborar los resultados de la predicción. Dentro de la **Tabla 19** se encuentran los datos de entrada para dicho cálculo, estos datos surgen de las tablas que se encuentran en los anexos B y C.



**Tabla 16.** Datos del Octano.

Componente	Pc (atm)	Tc (K)	Factor Acentrico	P (atm)	P(bar)	P(Pa)	T(K)	R (J/molK)	V sup
FC8	29.12	570.5	0.3513	1	29.50584	2950584	298.15	8.3144	0.0008

**Fuente:** elaboración propia.

Las condiciones de operación que se tendrán en cuenta serán de P= 1 atm y T=25°C debido a que se trabaja con crudos atmosféricos, es decir, a condiciones de superficie.

### Peng-Robinson:

Para el cálculo del volumen con P-R se procede a calcular los valores que deben ser incluidos dentro de la ecuación de estado, como lo son a, b, k y  $\alpha$ . La constante de los gases empleada en este caso es de 8.314472 Pa\*m<sup>3</sup>/mol\*K.

$$a = 0.45724 * \frac{R^2 * Tc}{Pc}$$

$$a = 0.45724 * \frac{8.314472 \text{ Pa} \cdot \text{m}^3 / \text{mol} \cdot \text{K}^2 * 570.5 \text{ K}}{2950584 \text{ Pa}} = 0.006112 \text{ m}^3 / \text{mol} \cdot \text{K}$$

$$b = 0.07780 * \frac{R^2 * Tc}{Pc}$$

$$b = 0.07780 * \frac{8.314472 \text{ Pa} \cdot \text{m}^3 / \text{mol} \cdot \text{K}^2 * 570.5 \text{ K}}{2950584 \text{ Pa}} = 0.000125 \text{ m}^3 / \text{mol} \cdot \text{K}$$

$$k = 0.37464 + 1.54226w - 0.26992 w^2$$

$$k = 0.37464 + 1.54226 * 0.351327 - 0.26992 * 0.351327^2 = 0.883161$$

$$Tr = \frac{T}{Tc} = \frac{25 + 273.15 \text{ K}}{570.5 \text{ K}} = 0.523$$

$$\alpha = (1 + k \left(1 - Tr^{\frac{1}{2}}\right))^2$$

$$\alpha = (1 + 0.883161(1 - (0.523)^{0.5}))^2 = 1.549296$$

Es necesario realizar el cálculo del volumen de gas ideal, que sería en este caso el volumen supuesto que ocuparía el octano en superficie.

$$V_{gi} = \frac{R * T}{P}$$

$$V_{gi} = \frac{R * T}{P} = \frac{8.314472 \text{ Pa} \cdot \text{m}^3 / \text{mol} \cdot \text{K} * 298.15 \text{ K}}{2950584 \text{ Pa}} = 0.00084 \text{ m}^3$$

Posteriormente se proceden a ingresar los valores hallados con anterioridad a la ecuación de estado de Peng-Robinson.

$$P = \frac{RT}{(v - b)} - \frac{a\alpha}{(v^2 + 2vb + b^2)}$$

$$P = \frac{8.314472 \text{ Pa} \cdot \text{m}^3/\text{mol} \cdot \text{K} \cdot 298.15 \text{ K}}{\left(0.00084 \text{ m}^3 - 0.000125 \frac{\text{m}^3}{\text{mol}} \cdot k\right)} - \frac{0.006112 \frac{\text{m}^3}{\text{mol}} \cdot k \cdot 1.549296}{\left(0.00084 \text{ m}^3 + 2 \cdot 0.00084 \text{ m}^3 \cdot 0.000125 \frac{\text{m}^3}{\text{mol}} \cdot k + 0.000125 \frac{\text{m}^3}{\text{mol}} \cdot k^2\right)}$$

$$= 3456908.03 \text{ Pa} = 34.57 \text{ bar.}$$

El valor obtenido para la presión utilizando un volumen supuesto de  $0.00084 \text{ m}^3$  es de 34.57 bar, este será el valor inicial para un proceso de iteración que es necesario realizar para encontrar el valor del volumen real. Una vez realizada la iteración para una presión de operación de 29.50 bar (1atm), el volumen ocupado por el octano, hallado por la ecuación de estado de Peng-Robinson, tiene un valor de  $0.000963 \text{ m}^3$ .

### Soave-Redlich-Kwong:

Para el cálculo del volumen por medio de la ecuación de estado de SRK se proceden a calcular los factores a, b, k y  $\alpha$ . La temperatura pseudoreducida tiene el mismo valor que en Peng-Robinson, es decir, 0.523.

$$a = 0.42478 \cdot \frac{R^2 \cdot T_c}{P_c}$$

$$a = 0.42478 \cdot \frac{8.314472 \text{ Pa} \cdot \text{m}^3/\text{mol} \cdot \text{K}^2 \cdot 570.15^2 \text{ K}}{2950584 \text{ Pa}} = 0.0056778 \text{ m}^3/\text{mol} \cdot \text{K}$$

$$b = 0.08664 \cdot \frac{R \cdot T_c}{P_c}$$

$$b = 0.08664 \cdot \frac{8.314472 \text{ Pa} \cdot \frac{\text{m}^3}{\text{mol}} \cdot \text{K} \cdot 570.15 \text{ K}}{2950584 \text{ Pa}} = 0.000139 \text{ m}^3/\text{mol} \cdot \text{K}$$

$$k = 0.48508 + 1.5517\omega - 1.5613 \omega^2$$

$$k = 0.48508 + 1.5517 \cdot 0.351327 - 1.5613 \cdot 0.351327^2 = 0.837521$$

$$\alpha = \left(1 + k \left(1 - Tr^{\frac{1}{2}}\right)\right)^2$$

$$\alpha = \left(1 + 0.837521(1 - (0.523)^{0.5})\right)^2 = 1.549296$$

El cálculo del volumen supuesto para SKR no es necesario volver a hacerlo ya que es el mismo que en Peng-Robinson, por lo tanto, el volumen también es  $0.00084\text{m}^3$ , luego se reemplazan los factores hallados en la ecuación de estado de SKR.

$$P = \frac{RT}{(V - b)} - \frac{a\alpha}{V(V + B)}$$

$$P = \frac{8.314472\text{Pa} \cdot \text{m}^3/\text{mol} \cdot \text{K} \cdot \text{K} \cdot 298.15\text{K}}{(0.00084\text{m}^3 - 0.000139\text{m}^3/\text{mol} \cdot \text{K})} - \frac{\frac{0.0056778\text{m}^3}{\text{mol}} \cdot \text{K} \cdot 1.5179}{0.00084\text{m}^3 \left(0.00084\text{m}^3 + \frac{0.000139\text{m}^3}{\text{mol}} \cdot \text{K}\right)}$$

$$= 3527270 \text{ Pa} = 35.2727 \text{ bar}$$

Para un volumen supuesto la presión de operación es de 35.27 bar, al igual que en Peng-Robinson se realizar el proceso de iteración que da como resultado que para una presión de operación de 29.50 bar el volumen que va a ocupar el octano es de  $0.000977\text{m}^3$ .

Del proceso anterior se puede deducir que la ecuación de estado de Peng-Robinson tiene un margen de error del 15%, con un valor arrojado para esta ecuación más cercano a los 29.50 bar. En el caso de SKR el margen de error es del 16%. Aun así, el valor obtenido en Peng-Robinson no es tan cercano a la inicial debido a que no se están teniendo en cuenta las condiciones del crudo en yacimiento, solamente en superficie.

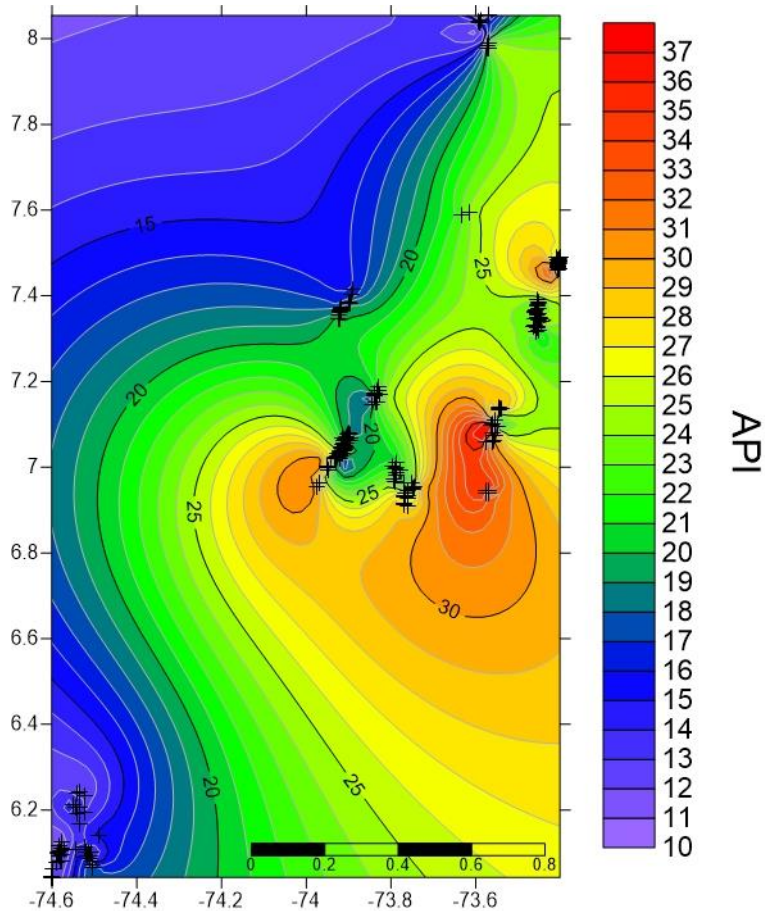
### **3.4 GENERAR UN MAPA GEOGRÁFICO DE LA CUENCA DEL VMM EN DONDE SE EVIDENCIA LA UNIFICACIÓN EN LAS TENDENCIAS DE LAS PROPIEDADES**

Finalmente, para dar cumplimiento al último objetivo propuesto para la realización del presente proyecto de investigación se procedió a generar los mapas geográficos de aquellas propiedades en donde se observó de manera más clara las tendencias de los campos, y que, al mismo tiempo, son las propiedades que son frecuentemente más utilizadas en campo y en laboratorio en los procesos de caracterización de crudos. En el software “*Surfer*” se procedió a mapear las siguientes propiedades: contenido de azufre, gravedad API, contenido de asfaltenos, contenido de metales (Níquel y Vanadio unificados) y las viscosidades de los crudos medidas a temperaturas de  $40^\circ\text{C}$  ( $104^\circ\text{F}$ ) y  $50^\circ\text{C}$  ( $122^\circ\text{F}$ ).

En este caso, como se especificó en la metodología, se procedió a generar los mapas de contornos con su respectiva escala de colores para las propiedades mencionadas anteriormente y para los 15 campos grandes (CG) de los que se tenía data de ellas.

En primera medida, se obtuvo el mapa de distribución de contornos para la gravedad API, el cual se observa en la **Imagen 3**, este mapa se presenta con una escala de colores y la localización de cada uno de los pozos.

**Imagen 3.** Mapa de contornos para la gravedad API.

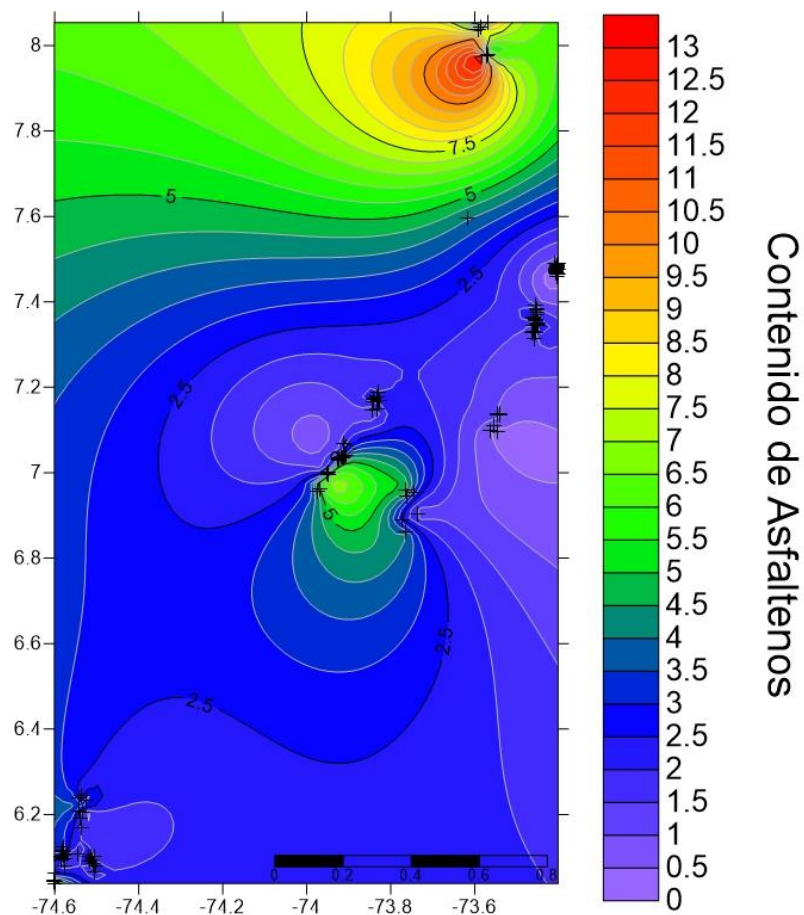


**Fuente:** elaboración propia.

A partir de la interpretación de este mapa, se puede observar que en la zona de interés de este estudio, donde se encuentran ubicados los pozos de los 15 campos estudiados, se observa una continuidad de la gravedad API para valores de entre y 25 para los campos que se encuentran ubicados hacia el norte y el centro de la zona en cuestión; entre tanto, se observa una anomalía o un comportamiento para los campos ubicados en el sur, donde se encuentran los campos de menor API y por lo tanto, de crudos más pesados. Esto será indicador de que estos campos poseen tendencias diferentes a los pozos que se encuentran en las otras zonas de la Cuenca.

Después del mapa de API, se generó el mapa de contornos para la distribución del contenido de asfaltenos de igual manera que se realizó para la gravedad API, el cual se puede observar a continuación en la **Imagen 4**.

**Imagen 4.** Mapa de contornos para el contenido de asfaltenos.



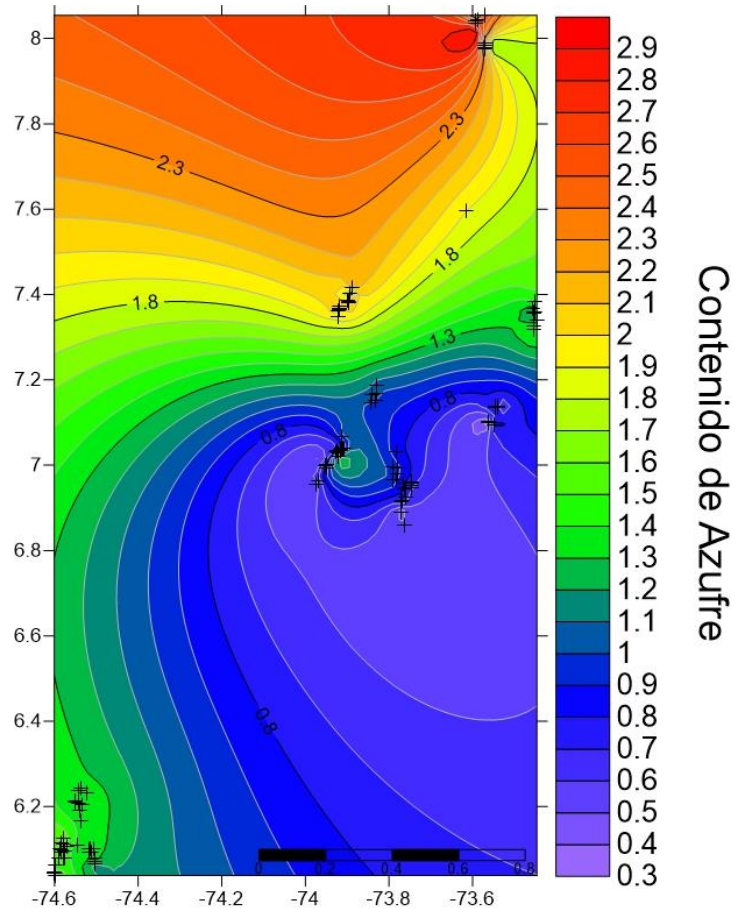
**Fuente:** elaboración propia.

En este caso, la distribución de los contornos para los asfaltenos se observan tres focos diferentes; en primer lugar, de acuerdo con la escala de colores, los campos que se encuentran ubicados en las zonas de colores más pálidos, es decir, son los campos que presentan los contenidos de asfaltenos más bajos y que se podría concluir que los campos del sur se encuentran comunicados con algunos de los campos de la zona central y los campos que se encuentran más al este del mapa. Un segundo caso de unos pocos campos centrales que presentan un ligero aumento en su contenido de asfaltenos en la zona central del mapa, mientras que en la zona más al norte del mapa se encuentran los campos que, de acuerdo con la data, tienen el contenido de asfaltenos más alto al encontrarse en la zona de colores más cálidos en relación a la escala de colores presentada en la imagen.

Posteriormente, y de acuerdo con las gráficas de correlación de propiedades que se realizaron el objetivo número 2 del proyecto, se mapeó el contenido de azufre presente en los crudos de los campos de la Cuenca, debido a que esta fue una de

las que más permitió evidenciar tendencias entre los campos. El mencionado mapa se encuentra en la **Imagen 5**, mostrada a continuación.

**Imagen 5.** Mapa de contornos para el contenido de azufre.

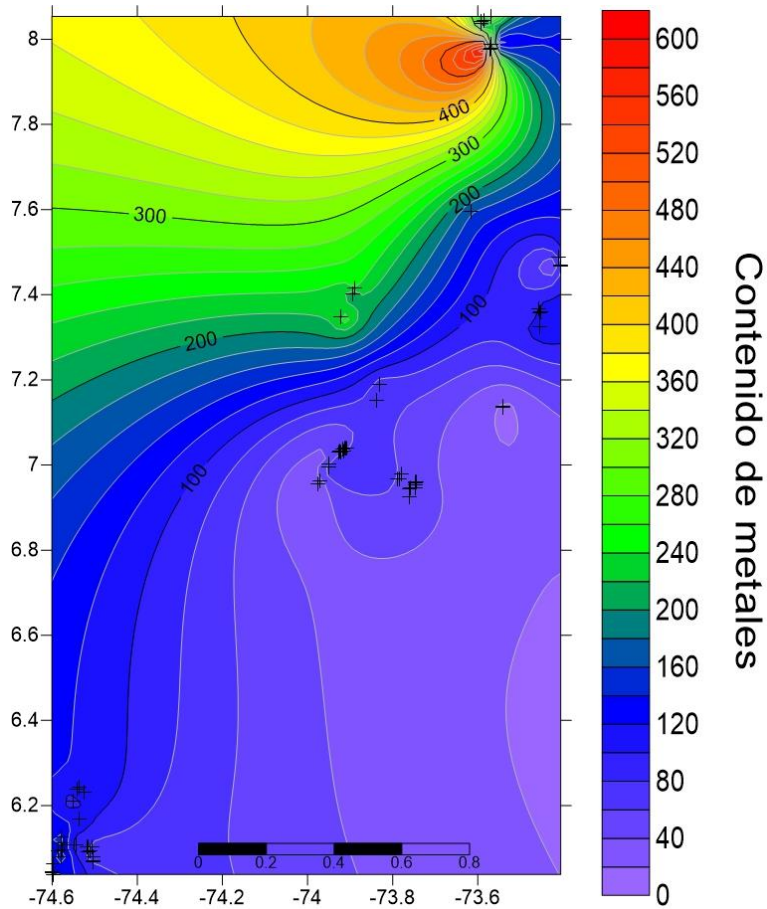


**Fuente:** elaboración propia.

En base a este mapa se evidencian que los campos centrales presentan el contenido más bajo de azufre en base a la data para esta propiedad, entre tanto, para los pozos más al sur del área geográfica, el campo más al este y el campo que se encuentra al oeste de este último se encuentran en un rango similar de contenido de azufre, entre 1.6% y 2% en peso. Finalmente, como se ha observado en los mapas presentados hasta el momento, los campos que se encuentran más al norte del mapa son los que presentan los valores más altos para cada propiedad en base a la distribución de colores.

Continuando con el análisis y construcción de los mapas, se encuentra el del contenido de metales, para este caso, de Níquel y Vanadio, que para efectos prácticos se unificarán sus valores y se presentarán en un único mapa, el cual se observa a continuación en la **Imagen 6**.

**Imagen 6.** Mapa de contornos para el contenido de metales.

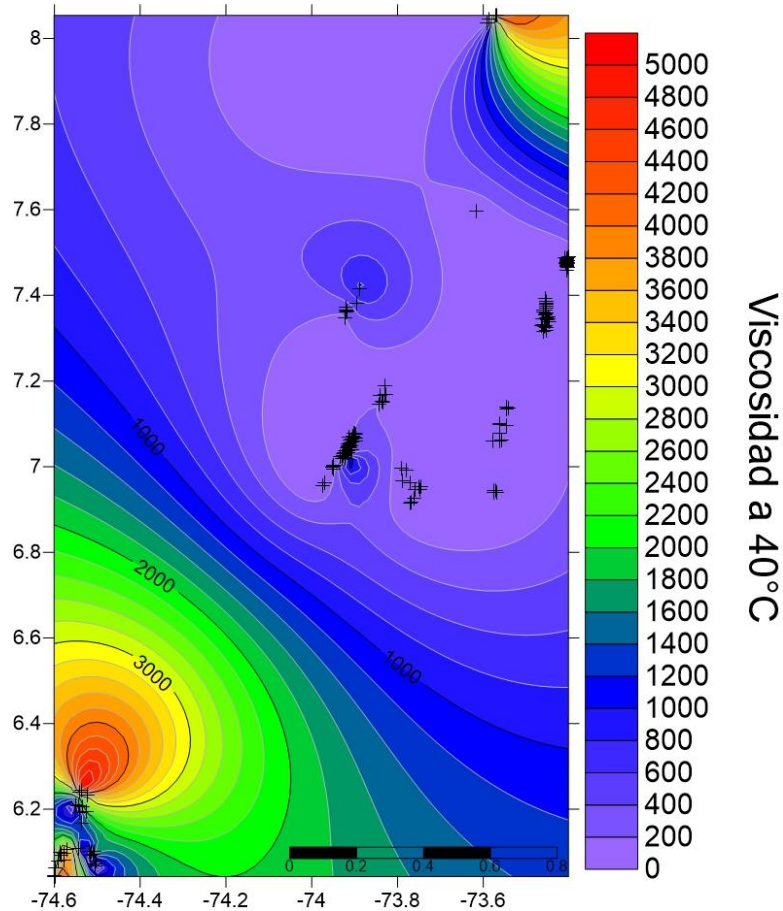


**Fuente:** elaboración propia.

En este caso, para el contenido de metales se observa una tendencia más generalizada por una parte del mapa, que abarca desde las coordenadas verticales de 6 hasta 7.4 aproximadamente (Sistema WGS 1984), donde se encuentran varios campos con valores de contenido de Níquel y Vanadio similares, con un máximo de 160 aproximadamente, mientras que en la parte superior se observa otra tendencia para aquellos campos que tienen los valores más altos, siendo un indicativo de la presencia de una posible comunicación y continuidad.

Finalizando el apartado de los mapas generados, se presenta finalmente la **Imagen 7** donde se observa el comportamiento de distribución de los contornos para los datos de viscosidades medidas a 40°C, así como las coordenadas de los pozos de los campos estudiados.

**Imagen 7.** Mapa de contornos para viscosidad a 40°C.



**Fuente:** elaboración propia.

Como es posible observar en la **Imagen 7**, se observa que existen tres tendencias diferenciadas para los campos ubicados a lo largo de la zona de interés de este estudio, la primera, al sur del mapa de contornos presentado donde existe una gran variación de valores de viscosidad donde se puede observar que se tienen valores altos (colores cálidos) y valores bajos para la viscosidad (colores más fríos); en la zona central una concentración de campos donde se tienen valores más estables y similares para la viscosidad, y finalmente, en el norte para un campo donde se tiene un ligero incremento en los valores de esta propiedad con respecto a los campos ubicados en la zona del centro de la Cuenca.

De acuerdo a los mapas de distribución de contornos se puede corroborar que para los campos que se tiene una menor gravedad API, de acuerdo al mapa presentado en la **Imagen 3**, se tienen los valores de viscosidad más altos al ser los crudos pesados producidos en estos campos.



#### 4. CONCLUSIONES

- Las propiedades cuyos datos reflejaron mayor exactitud para su uso y, de las cuales se pudo evidenciar de manera más clara la relación entre propiedades son: Gravedad API con un porcentaje de confiabilidad del 98.2%, el contenido de azufre con el 100%, el factor de caracterización con 99.6%, y el número ácido con un 97%.
- El contenido de ceras es una propiedad bastante importante para la caracterización de crudos, sin embargo, no se pudo generar ningún tipo de relación con respecto a las otras propiedades, en donde se evidenciará la continuidad de los trenes de fluidos. Lo anterior puede deberse a la dispersión de los datos la cual están en 76%, así como al método empleado para la obtención de estos, aun cuando la confiabilidad de los datos está en un 80%.
- De los quince (15) campos empleados para la realización del estudio 40% de ellos están en su mayoría produciendo crudos de tipo asfálticos que corresponden a 113 pozos, mientras que el 60% restante en su mayoría tiene producción de crudos tipos parafínicos que son los 170 pozos restantes. Lo anterior se determina a partir de la información obtenida para el proceso de correlación del factor de caracterización.
- Del proceso de correlación de propiedades se observó que al momento de compararlas se generó en la mayoría de los casos, dos tendencias en las cuales se agruparon los campos estudiados. Dichas tendencias son los denominados trenes de fluidos. Por un lado, se encontró un tren de fluidos que en su sección más notoria agrupa los campos con producción de crudos pesados (CG-10, CG-11 y CG-13). Mientras que, en el otro lado se ubica el segundo tren de fluidos cuyos campos más representativos son los campos CG-1, CG-4, CG-5 y CG-15. Las propiedades en las cuales se observó de manera clara la representación de los dos trenes de fluidos son la gravedad API, el contenido de azufre, el contenido de metales (Níquel y Vanadio) y la viscosidad medida a temperaturas de 40°C y 50°C.
- El comportamiento de las propiedades del campo CG-5 no siempre fue el más estable, en la mayoría de los casos se presentó de manera atípica. Dicho comportamiento se debe a que la información obtenida para este campo fue reducida. De lo anterior se concluyó que aun cuando el campo en cuestión se ubica dentro del segundo tren, las características de los fluidos de este pueden ser diferentes al resto de los fluidos producidos en la cuenca.

- En algunos casos algunos pozos del campo CG-12 cayeron dentro de las dos tendencias, es decir, dentro de los dos trenes de fluidos. La razón por la cual se pudo observar este comportamiento es que, en este campo se pueden estar produciendo crudos que provengan de dos formaciones diferentes.
- Se determinó que el Vanadio es uno de los metales que mejor ejemplifican la continuidad de los trenes de fluidos al momento de ser comparado con otras propiedades. Aun cuando la confiabilidad de sus datos se ubicó en un 69%. En estos casos, las dos tendencias son bastante notorias, así como los campos pertenecientes a ellas.
- La metodología propuesta en el presente trabajo sirvió para ubicar cuatro campos adicionales que se encuentran dentro de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena. De estos cuatro campos, el 75%, es decir, tres de ellos hacen parte del primer tren de fluidos, por lo cual comparten características similares a los campos del estudio ubicados en este mismo. La importancia de la ubicación de estos nuevos campos dentro de los trenes de fluidos radica principalmente en que, por medio del proceso se pueden llegar a predecir comportamientos y valores de propiedades de estos.
- La ecuación de estado con menor margen de error dentro del proceso de predicción de alguna propiedad del crudo, en este caso la gravedad API, es la ecuación de Peng-Robinson con un 15%. El valor inicial obtenido por medio de esta ecuación ( $29.75^{\circ}\text{API}$ ) se acerca más al valor real de gravedad API para el pozo seleccionado ( $25.3^{\circ}\text{API}$ ) que el obtenido por medio de la ecuación de SRK ( $30.63^{\circ}\text{API}$ ) la cual tuvo un margen de error del 16%. Así mismo, el volumen ocupado por el octano hallado por medio de la ecuación de Peng-Robinson tiene el mismo margen de error que la gravedad API. No obstante, los márgenes de error son bastante altos, por lo cual ninguna de las dos ecuaciones de estado se considera como la adecuada para el proceso de predicción.
- El uso del método de interpolación de Kriging arrojó mejores resultados para la construcción de los mapas por el software 'Surfer', debido a que, en los contornos generados se evidenciaron los dos trenes de fluidos de manera más precisos.
- Se generaron los mapas de las propiedades de gravedad API, contenido de azufre, contenido de asfaltenos, contenido de metales y viscosidad medida a

40°C y se pudo comprobar la existencia de los dos trenes de fluidos. Así mismo, al comprobar la existencia de los trenes, se pudo verificar que los mismos campos que se ubican en cada una de las tendencias hacen parte de la cuenca y del tren en el que cayeron.

## 5. RECOMENDACIONES

- Se recomienda hacer uso de otras herramientas de análisis estadísticos tales como diagramas cruzados de datos con el fin de verificar y analizar de forma más concisa y profunda toda la data para cada una de las propiedades utilizadas en este proyecto.
- Se recomienda generar una ecuación de estado propia para la data disponible de caracterización de crudos de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena, con la finalidad de que en futuros proyectos la predicción de propiedades por ecuaciones de estado sea más precisa y esto de lugar al modelamiento de dichos fluidos.
- En cuanto a la implementación de la metodología para la generación de modelos de fluidos, se puede realizar el proceso de modelamiento para que de esta manera se puedan aplicar esos modelos generados a los campos ubicados en los trenes. La idea es que dichos modelos abarquen más de un tipo de crudos para facilitar el trabajo a la hora de realizar estos procesos.
- Se puede plantear la metodología propuesta de otra manera, comparando diferentes propiedades a las empleadas en este estudio, tales como contenido de sales, contenido de agua y sedimentos, contenido de aluminio o magnesio y contenido de nitrógeno en crudos. Para de esta forma, determinar si la continuidad de los trenes de fluidos va ligada a otras propiedades no contempladas en este trabajo.
- Se recomienda complementar los mapas geográficos generados con data de otras disciplinas utilizadas en la caracterización de crudos como la geoquímica y la geología estructural para observar de forma más clara y precisa las tendencias en la cuenca.

## BIBLIOGRAFÍA

Agencia Nacional de Hidrocarburos. Integración Geológica de la Digitalización y Análisis de Núcleos pozo: Infantas-1613. [0]: Colombia: 2012.

AKBARZADEH, Kamran, et al. Los asfaltenos: Problemáticos pero ricos en potencial. En: OILFIELD REVIEW. p. 22-43

ARIZA LEÓN, Emiliano. De la caracterización de crudos qué es clave para diagnosticar la precipitación de parafinas. En: FUENTES: EL REVENTÓN ENERGÉTICO. vol. 9, no. 1, p. 33-39

ASTM. 1298-12b: Standard Test Method for Density, Relative Density (Specific Gravity), or API Gravity of Crude Petroleum and Liquid Petroleum Products by Hydrometer Method. 2012.

ASTM. D4007 Standard Test Method for Water and Sediment in Fuel Oils by the Centrifuge Method (Laboratory Procedure). 2016.

ASTM. D4294 Standard Test Method for Sulfur in Petroleum and Petroleum Products by Energy Dispersive X-ray Fluorescence Spectrometry. 2016.

ASTM. D 97-05: Standard Test Method for Pour Point of Petroleum Products. 2017.

ASTM. D93: Standard Test Methods for Flash Point by Pensky-Martens Closed Cup Tester. 2018.

CABRERA, Jaminton. Caracterización de crudos de petróleos. Bucaramanga. Universidad Industrial De Santander, 2014.

CRISTANCHO VELASCO, Diana Marcela and HOYOS ROMAN, Jorge Mario. Procedimientos metodológicos para la caracterización de fluidos de campos maduros. Aplicación a los fluidos del campo Colorado. Universidad Industrial de Santander, 2008.

DEL CASTILLO, Yanil. Oilfield Glossary: análisis SARA. [Consultado el 27/09/2019]. Disponible en: [https://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/s/sara\\_analysis.aspx](https://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/s/sara_analysis.aspx)

DEL CASTILLO, Yanil. Oilfield Glossary: asfaltenos. [Consultado el 28/09/2019]. Disponible en: <https://www.glossary.oilfield.slb.com/Terms/a/asphaltenes.aspx>

DEL CASTILLO, Yanil. Oilfield Glossary: número de acidez. [0]. [Consultado el 28/09/2019]. Disponible en: [https://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/a/acid\\_number.aspx](https://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/a/acid_number.aspx)

DELGADO L, José G. Caracterización de crudos y productos petroleros. Venezuela. Universidad de los Andes.,

EL AILY, M., et al. Modeling viscosity of moderate and light dead oils in the presence of complex aromatic structure. En: JOURNAL OF PETROLEUM SCIENCE AND ENGINEERING. Feb.vol. 173, p. 426-433

EMERA, Mohammed Kamal and SARMA, Hemanta K. A genetic algorithm-based model to predict CO<sub>2</sub>-oil physical properties for dead and live oil.

FERNANDEZ SALGADO, Yatzirih. Caracterización de las fracciones SARA de crudos provenientes de hidrodesintegración. Instituto Politécnico Nacional, 2017.

INSTITUTO COLOMBIANO DE NORMAS TÉCNICAS Y CERTIFICACIÓN. Compendio de normas para trabajos escritos. NTC-1486-6166. Bogotá D.C. El instituto, 2018 ISBN 9789588585673 153 p

MANSOUR, E. M., et al. The effect of asphaltene content on predicting heavy dead oils viscosity: Experimental and modeling study. En: FUEL. Jan 15.vol. 212, p. 405-411

Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible. Protocolos metodológicos para la inflamabilidad. Colombia.

PADILLA GREY, Dina Luz and WATT AYOLA, Katherine Elena. Precipitación de asfaltenos: Técnicas de predicción y control. May 8.

RIAZI, M. R. Characterization and properties of petroleum fractions. First Edition. ed. ASTM International, 2005. 31-36 p.

RODRIGUEZ, Xiomara. Punto de fluidez. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander, 2017.

## **ANEXOS**

## ANEXO A.

### RENDIMIENTO NOMINAL DEL POZO CG12-P12

CG12-P12	
Cn	Ren. Nom. (%Vol)
C6	2.19
C7	2.62
C8	4.29
C9	4.29
C10	4.17
C11	3.6
C12	3.17
C13	3.3
C14	2.91
C15	2.74
C16	2.51
C17	2.4
C18	2.24
C19	2.17
C20	2.01
C21	1.91
C22	1.74
C23	1.78
C24	1.59
C25	1.43
C26	1.59
C27	1.55
C28	1.43
C29	1.43
C30+	40.95



**ANEXO B.**  
**VALORES PARA PENG-ROBINSON.**

Peng-Robinson

Componente	%Molar	Pc (psi)	Tc (K)	Factor Acen.	MW	Vol. Shift
FC6	2.190	476.837	507.5	0.27504	86	-0.05916786
FC7	2.623	454.949	543.2	0.308301	96	-0.01919005
FC8	4.287	427.773	570.5	0.351327	107	-0.00209315
FC9	4.288	395.749	598.5	0.390781	121	0.01274603
FC10	4.173	367.397	622.1	0.443774	134	0.03101033
FC11	3.603	340.367	643.6	0.477482	147	0.05528925
FC12	3.169	317.745	663.9	0.522263	161	0.06953107
FC13	3.296	300.117	682.4	0.559558	175	0.07749914
FC14	2.905	283.958	700.7	0.604823	190	0.08373974
FC15	2.744	268.093	718.6	0.651235	206	0.09142441
FC16	2.512	251.934	734.5	0.683728	222	0.10410147
FC17	2.403	240.182	749.2	0.72857	237	0.11080896
FC18	2.235	229.899	760.5	0.757409	251	0.11471275
FC19	2.165	221.231	771	0.790075	263	0.12251236
FC20	2.012	210.948	782.9	0.816053	275	0.14222771
FC21	1.909	203.163	793.3	0.85772	291	0.13944735
FC22	1.735	194.789	804.4	0.878848	300	0.16555376
FC23	1.779	188.473	814	0.916139	312	0.17324713
FC24	1.594	181.862	823.2	0.940079	324	0.18350617
FC25	1.433	173.930	832.7	0.965388	337	0.19903068
FC26	1.585	168.641	841.2	0.993111	349	0.20633328
FC27	1.546	163.500	849.6	1.016999	360	0.21686893
FC28	1.425	158.064	857.7	1.041592	372	0.22690077
FC29	1.434	154.098	864.3	1.063105	382	0.23383468
FC30+	40.953	133.943	1172.53	1.4987	472.79	0.28708822

## ANEXO C.

### VALORES PARA SOAVE-REDLICH-KWONG

SKR

Componente	%Molar	Pc (psi)	Tc (K)	Factor Acen.	MW	Vol. Shift
FC6	2.190	477.029	507.5	0.275	86	0.08300544
FC7	2.623	455.132	543.2	0.308	96	0.1138415
FC8	4.287	427.945	570.5	0.351	107	0.12566786
FC9	4.288	395.908	598.5	0.391	121	0.13601774
FC10	4.173	367.544	622.1	0.444	134	0.14990966
FC11	3.603	340.504	643.6	0.477	147	0.16993418
FC12	3.169	317.872	663.9	0.522	161	0.18133696
FC13	3.296	300.237	682.4	0.560	175	0.18724785
FC14	2.905	284.072	700.7	0.605	190	0.19166021
FC15	2.744	268.200	718.6	0.651	206	0.19749443
FC16	2.512	252.035	734.5	0.684	222	0.20808985
FC17	2.403	240.278	749.2	0.729	237	0.21333251
FC18	2.235	229.991	760.5	0.757	251	0.21632252
FC19	2.165	221.320	771	0.790	263	0.22283812
FC20	2.012	211.033	782.9	0.816	275	0.2400899
FC21	1.909	203.244	793.3	0.858	291	0.23711551
FC22	1.735	194.868	804.4	0.879	300	0.26020311
FC23	1.779	188.548	814	0.916	312	0.2667267
FC24	1.594	181.935	823.2	0.940	324	0.27564604
FC25	1.433	173.999	832.7	0.965	337	0.28929577
FC26	1.585	168.709	841.2	0.993	349	0.29558488
FC27	1.546	163.565	849.6	1.017	360	0.30480657
FC28	1.425	158.128	857.7	1.042	372	0.31358863
FC29	1.434	154.160	864.3	1.063	382	0.31963302
FC30+	40.953	133.997	1172.53	1.382	494	0.36134199

## ANEXO D

### MÉTODOS DE DETERMINACIÓN DE PROPIEDADES REPORTADOS.

<b>Propiedad.</b>	<b>Método de determinación.</b>
Gravedad API	Densidad Digital D 5002
Contenido de Azufre	Azufre en crudo y producción del petróleo.
Asfaltenos	Análisis SARA
Resinas	Análisis SARA
Aromáticos	Análisis SARA
Saturados	Análisis SARA
Contenido de Níquel	Análisis cuantitativo de hidrocarburos ICP-OES.
Contenido de Vanadio	Análisis cuantitativo de hidrocarburos ICP-OES.
Destilación Simulada	Destilación Simulada ASTM D5307
Factor de Caracterización	Factor de Caracterización UOP 375
Contenido de Ceras	Contenido de ceras en crudos UOP 46-MOD
Punto de fluidez	Punto de fluidez de crudos ASTM D5853
Viscosidad a 40°C	Viscosidad cinemática a 40°C ASTM D445
Viscosidad a 50°C	Viscosidad cinemática a 50°C ASTM D45
Insolubles en n-Heptano	Insolubles en n-heptano ASTM D3279
Número Ácido (TAN)	Número de ácido en producción de petróleo ASTM D664
Residuo de Carbón	Residuo de carbón micro ASTM D4530