

# **TRABAJO ESPECIAL DE GRADO**

## **DESARROLLO DE CORRELACIÓN PARA VISCOSIDAD DE CRUDO MUERTO EN EL ÁREA DE PETROMONAGAS EN LA FAJA PETROLÍFERA DEL ORINOCO**

Presentado ante la Ilustre  
Universidad Central de Venezuela Por el  
Br. Aular R; Alvaro L Para optar al  
Título de Ingeniero de Petróleo

Caracas, junio 2017

# **TRABAJO ESPECIAL DE GRADO**

## **DESARROLLO DE CORRELACIÓN PARA VISCOSIDAD DE CRUDO MUERTO EN EL ÁREA DE PETROMONAGAS EN LA FAJA PETROLÍFERA DEL ORINOCO**

TUTOR ACADÉMICO: Prof. Carlos Gil.

TUTOR INDUSTRIAL: MSc. Jorge Giménez.

Presentado ante la Ilustre  
Universidad Central de Venezuela Por el  
Br. Aular R; Alvaro L Para optar al  
Título de Ingeniero de Petróleo

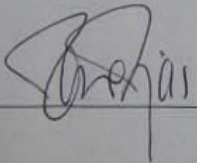
Caracas, junio de 2017

Caracas, junio del 2017

Los abajo firmantes, miembros del Jurado designado por el Consejo de Escuela de Ingeniería de Petróleo, para evaluar el Trabajo Especial de Grado presentado por el Bachiller Aular R., Alvaro L. titulado:

**“DESARROLLO DE CORRELACIÓN PARA VISCOSIDAD DE CRUDO MUERTO EN EL ÁREA DE PETROMONAGAS EN LA FAJA PETROLÍFERA DEL ORINOCO”**

Consideran que el mismo cumple con los requisitos exigidos por el plan de estudios conducente al Título de Ingeniero de Petróleo, y sin que ello signifique que se hacen solidarios con las ideas expuestas por el autor, lo declaran **APROBADO**.



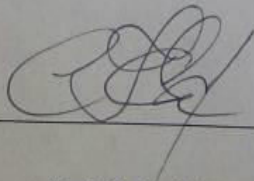
Prof. Rene Rojas

JURADO



Prof. Richard Muñoz

JURADO



Prof. Carlos Gil

Tutor Académico

## AGRADECIMIENTOS

Quiero agradecer primeramente a Dios. A mis padres Libny Rodríguez y Barbaro Aular, a mis hermanos Emily, Isbelys y Benjamín, mi novia Rusberis Marín por la estabilidad emocional, sentimental y económica, para alcanzar este logro, que definitivamente no hubiese podido ser realidad sin ustedes.

A la Universidad Central de Venezuela por abrirme sus puertas y hacer de mi un profesional íntegro y con valores. A PDVSA-Intevep por haberme brindado la oportunidad de formar parte de su equipo de trabajo durante el desarrollo de mi tesis.

A mi tutor Industrial Jorge Giménez por haber confiado en mí en todo momento y apoyarme incondicionalmente en el desarrollo de mis actividades. A mi tutor académico Carlos Gil por sus consejos, exigencias y colaboración. A Yusmely Ayala por brindarme su amistad, sus conocimientos y experiencias en los laboratorios. A María Guadalupe Castillo, María Y Camacho, Romer Salas, María Llamedo, Solange Rivero y Arturo Borges por su colaboración y ayuda en la realización de este trabajo.

A mis amigos Gabriel Martínez, Carlos y Víctor Navarro, Belmar Guerra, José Aliendres, Sasha León, Johana Sánchez, Jennyfer Flores, María A Castillo, Gilmer Caldera, Liliana Urrea, Katherine Zuleta. A mis compañeros de Intevep Luis Rivas, Ruth Colmenarez, Román Parra, Yexaida González y Gabriel De Abreu, por estar conmigo apoyándome y motivándome durante todo este periodo

A todos mis compañeros en la universidad pasados y presentes; pasados por ayudarme a crecer y madurar como persona y presentes por estar siempre conmigo apoyándome.

**Aular R; Alvaro L**

# **DESARROLLO DE CORRELACIÓN PARA VISCOSIDAD DE CRUDO MUERTO EN EL ÁREA DE PETROMONAGAS EN LA FAJA PETROLÍFERA DEL ORINOCO**

**Tutor Académico: Prof. Carlos Gil. Tutor Industrial: Ing. Jorge Giménez.**

**Tesis. Caracas, U.C.V. Facultad de Ingeniería. Escuela de Ingeniería de Petróleo.**

**Año 2017. 91 Pág.**

**Palabras claves:** viscosidad, crudo muerto, °API, temperatura, peso molecular, análisis SARA, correlación.

**Resumen:** Durante años varios investigadores han tratado de encontrar la forma de conocer el valor de la viscosidad mediante modelos numéricos que coteje los resultados a las medidas experimentales, de esta búsqueda surgen las correlaciones empíricas. Estas correlaciones hasta la fecha en su mayoría se han desarrollado en base a la temperatura y el °API del crudo, pero al tratar de aplicar dichas correlaciones a crudos pesados y extrapesados caso de los crudos de la Faja Petrolífera del Orinoco su error promedio absoluto es excesivo debido a la complejidad de estos crudos.

En este trabajo especial de grado se propone construir una correlación para viscosidad de crudo muerto para crudos pesados y extrapesados, utilizando los parámetros tradicionales de temperatura y °API, además de la inclusión de parámetros como el peso molecular y análisis SARA, con el fin de definir la naturaleza química de los crudos y obtener resultados óptimos con la utilización de esta correlación final. Debido a la multicolinealidad presentada entre el peso molecular y el °API se trabajó con regresiones en cadenas. Como resultado de la aplicación de la metodología trazada para esta investigación se presentan 3 ecuaciones de correlación buscando principalmente dos cosas practicidad y exactitud. La primera ecuación se desarrolló utilizando las variables habituales la cual arrojó un error promedio absoluto de 10,29% y un  $R^2$  de 91,78 %, la segunda ecuación describe la viscosidad con la adición a la ecuación inicial del peso molecular reduciendo el error medio absoluto hasta 7,72 % y un  $R^2$  de 95,12%, la correlación final se obtiene con la inclusión de todas las variables de trabajo la cual redujo el error hasta 6,88 % y un  $R^2$  de 95,21%.



ÍNDICE DE CONTENIDO

RESUMEN..... v

ÍNDICE DE FIGURAS..... x

ÍNDICE DE TABLAS .....xiii

INTRODUCCIÓN ..... 1

CAPITULO I..... 3

FUNDAMENTOS DE LA INVESTIGACIÓN..... 3

    1.1 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA ..... 3

    1.2 ANTECEDENTES..... 4

    1.3 OBJETIVOS ..... 11

        1.3.1 OBJETIVO GENERAL..... 11

        1.3.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS..... 11

    1.4 ALCANCE..... 11

    1.5 JUSTIFICACIÓN ..... 12

    1.6 LIMITACIONES ..... 12

CAPITULO II ..... 13

MARCO TEÓRICO..... 13

    2.1 GENERALIDADES DEL CRUDO..... 13

        2.1.1 CRUDO..... 13

        2.1.2 CRUDO MUERTO..... 13

        2.1.3 DENSIDAD ..... 13

        2.1.4 GRAVEDAD ESPECÍFICA O DENSIDAD RELATIVA..... 14

        2.1.5 GRADOS API Y CLASIFICACIÓN ..... 14

    2.2 VISCOSIDAD Y FACTORES QUE LA MODIFICAN ..... 15



|  |    |
|--|----|
| 2.2.1 VISCOSIDAD .....                                     | 15 |
| 2.2.2 INFLUENCIA DE LA PRESIÓN SOBRE LA VISCOSIDAD .....   | 16 |
| 2.2.3 INFLUENCIA DE LA TEMPERATURA SOBRE LA VISCOSIDAD ... | 17 |
| 2.3 CARACTERIZACIÓN QUÍMICA DEL CRUDO PESO MOLECULAR ..... | 19 |
| 2.3.1 PESO MOLECULAR .....                                 | 19 |
| 2.3.2 DISTRIBUCIÓN PROMEDIO DE PESOS MOLECULARES .....     | 19 |
| 2.3.3 DESCENSO CRIOSCÓPICO.....                            | 21 |
| 2.4 CARACTERIZACIÓN DEL CRUDO ANÁLISIS SARA .....          | 24 |
| 2.4.1 SATURADOS.....                                       | 25 |
| 2.4.2 AROMÁTICOS .....                                     | 26 |
| 2.4.3 RESINAS .....  | 27 |
| 2.4.4 ASFALTENOS .....                                     | 27 |
| 2.5 ANÁLISIS ESTADÍSTICO.....                              | 28 |
| 2.5.1 POBLACIÓN.....                                       | 28 |
| 2.5.2 MUESTRA.....   | 28 |
| 2.5.3 VARIABLES .....                                      | 29 |
| 2.5.4 TIPOS DE VARIABLE .....                              | 29 |
| 2.5.5 VALORES ATÍPICOS .....                               | 29 |
| 2.5.6 COEFICIENTE DE CORRELACIÓN .....                     | 30 |
| 2.5.7 DIAGRAMA DE DISPERSIÓN .....                         | 30 |
| 2.5.8 MULTICOLINEALIDAD .....                              | 31 |
| 2.5.9 CONSECUENCIAS DE LA MULTICOLINEALIDAD .....          | 31 |
| 2.5.10 SOLUCIÓN PARA MODELOS CON MULTICOLINEALIDAD .....   | 32 |
| 2.5.11 REGRESIÓN EN CADENA .....                           | 32 |



|   |    |
|---|----|
| 2.5.12 GRÁFICA OBSERVADOS VERSUS PREDICHOS .....          | 32 |
| 2.5.13 ABUSOS COMUNES DE LA REGRESIÓN .....               | 33 |
| 2.5.14 COEFICIENTE DE DETERMINACIÓN ( $R^2$ ).....        | 33 |
| 2.5.15 DESVIACIÓN RELATIVA (EI).....                      | 33 |
| 2.5.16 ERROR PROMEDIO ABSOLUTO. ....                      | 34 |
| 2.5.17 STATGRAPHICS CENTURIÓN .....                       | 34 |
| CAPITULO III .....  | 37 |
| DESCRIPCIÓN DEL ÁREA DE ESTUDIO .....                     | 37 |
| 3.1 CUENCA ORIENTAL DE VENEZUELA .....                    | 37 |
| 3.2 FAJA PETROLÍFERA DEL ORINOCO .....                    | 37 |
| 3.3 CAMPO CERRO NEGRO .....                               | 38 |
| CAPITULO IV .....   | 40 |
| MARCO METODOLÓGICO .....                                  | 40 |
| 4.1 REVISIÓN BIBLIOGRÁFICA .....                          | 42 |
| 4.2 FAMILIARIZACIÓN CON LOS EQUIPOS Y AMBIENTE DE TRABAJO | 43 |
| 4.3 MEDICIONES .....                                      | 43 |
| 4.3.1 ANÁLISIS SARA .....                                 | 44 |
| 4.3.2 DENSIDAD Y °API .....                               | 45 |
| 4.3.3 PESO MOLECULAR .....                                | 46 |
| 4.3.4 VISCOSIDAD .....                                    | 50 |
| 4.4 VALIDACIÓN DE DATOS EXPERIMENTALES.....               | 51 |
| 4.4.1 VALIDACIÓN DE MEDICIÓN DE VISCOSIDAD.....           | 51 |
| 4.5 APRENDIZAJE DE LA HERRAMIENTA COMPUTACIONAL.....      | 53 |
| 4.6 GENERACIÓN DE LA CORRELACIÓN.....                     | 53 |





|  |    |
|--|----|
| 4.6.1 ACONDICIONAMIENTO DE DATOS .....                   | 54 |
| 4.6.2 CORRELACIÓN EN FUNCIÓN DE °API Y TEMPERATURA ..... | 56 |
| 4.6.3 INCLUSIÓN DE PESO MOLECULAR .....                  | 57 |
| 4.6.4 INCLUSIÓN DEL FACTOR A (FA) .....                  | 58 |
| 4.7 COMPARACIÓN CON CORRELACIONES PUBLICADAS .....       | 58 |
| CAPITULO V .....   | 59 |
| RESULTADOS Y DISCUSIÓN .....                             | 59 |
| 5.1 MEDICIONES DE LAS VARIABLES.....                     | 59 |
| 5.2 CORRELACIONES DE VISCOSIDAD PARA CRUDO MUERTO .....  | 59 |
| 5.2.1 PRIMERA CORRELACIÓN .....                          | 60 |
| 5.2.2 SEGUNDA CORRELACIÓN .....                          | 61 |
| 5.2.3 CORRELACIÓN FINAL .....                            | 62 |
| 5.3 COMPARACIÓN CON CORRELACIONES PUBLICADAS .....       | 63 |
| 5.3.1 COMPARACIÓN GRÁFICA.....                           | 64 |
| 5.3.2 COMPARACIÓN SEGÚN EL ERROR PROMEDIO ABSOLUTO ..... | 69 |
| CONCLUSIONES .....                                       | 73 |
| RECOMENDACIONES .....                                    | 74 |
| REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....                          | 75 |
| APÉNDICE.....  | 79 |



ÍNDICE DE FIGURAS

CAPITULO II MARCO TEÓRICO

|   |    |
|---|----|
| Figura 2. 1. Gama de colores del crudo. ....  | 13 |
| Figura 2. 2. Ilustración física de un poise .....   | 15 |
| Figura 2. 3. Viscosidad del petróleo vs la presión que muestra las regiones muertas, saturadas y no saturadas. ....                           | 16 |
| Figura 2. 4. Viscosidad del petróleo sin gas en solución vs Temperatura. ....   | 18 |
| Figura 2. 5. Viscosidad del gas vs Temperatura. ....  | 18 |
| Figura 2. 6. Distribución de pesos moleculares promedios. ....  | 20 |
| Figura 2. 7. Técnicas usadas en la determinación de pesos moleculares y su clasificación en absolutos(A), relativos(R) y equivalentes(E)..... | 23 |
| Figura 2. 8. Línea de polaridad de S.A.R.A.....   | 24 |
| Figura 2. 9. Fraccionamiento S.A.R.A.....   | 25 |
| Figura 2. 10. Estructura general de una parafina .....  | 26 |
| Figura 2. 11. Diferentes estructuras de naftenos .....  | 26 |
| Figura 2. 12. Estructura química propuesta para una resina .....  | 27 |
| Figura 2. 13. Estructura química de algunos asfaltenos.....   | 28 |
| Figura 2. 14. Fuerza y dirección del coeficiente de correlación .....   | 30 |
| Figura 2. 15. Diagrama de dispersión .....  | 31 |
| Figura 2. 16. Gráfico observados vs predichos .....   | 32 |
| Figura 2. 17. Pantalla de inicio Statgraphics.....  | 35 |
| Figura 2. 18. Algunos formatos de ingreso de datos a Statgraphics .....   | 36 |
| Figura 2. 19. Herramientas de trabajo multivariado del Statgraphics.....  | 36 |

CAPITULO III DESCRIPCIÓN DEL ÁREA DE ESTUDIO

|   |    |
|---|----|
| Figura 3. 1. Faja petrolífera del Orinoco y sus divisiones .....        | 38 |
| Figura 3. 2. Ubicación de Petromonagas dentro del Bloque Carabobo. .... | 38 |



**CAPITULO IV MARCO METODOLÓGICO**

|  |    |
|--|----|
| Figura 4. 1. Esquema para la metodología.....                                  | 41 |
| Figura 4. 2. Distribución de artículos encontrados en la web .....             | 42 |
| Figura 4. 3. Distribución por año de los artículos consultados .....           | 43 |
| Figura 4. 4. Distribución espacial de macollas muestreadas.....                | 44 |
| Figura 4. 5. Densímetro Anton Paar D 4500 M .....                              | 46 |
| Figura 4. 6. Medición de densidad y °API.....                                  | 46 |
| Figura 4. 7. Equipo Cryette WR 5009.....                                       | 47 |
| Figura 4. 8. Curva de calibración del equipo Cryettye wr 5009 .....            | 48 |
| Figura 4. 9. Sistema integrado del viscosímetro utilizado (Haake Rv 30).....   | 50 |
| Figura 4. 10. Comportamiento general de las viscosidades medidas.....          | 51 |
| Figura 4. 11. Separación del agua emulsionada en crudo por centrifugación..... | 52 |
| Figura 4. 12. Tendencia de las muestras validadas .....                        | 52 |
| Figura 4. 13. Matriz de correlación inicial.....                               | 54 |
| Figura 4. 14. Grafico de dispersión CAPI y Viscosidad .....                    | 55 |
| Figura 4. 15. Matriz de Correlación FA y viscosidad.....                       | 56 |

**CAPITULO V RESULTADOS Y ANÁLISIS**

|  |    |
|--|----|
| Figura 5. 1. Gráfico de valores calculados vs valores medidos experimentalmente... 60                      | 60 |
| Figura 5. 2. Gráfico de valores calculados por segunda ecuación vs valores medidos experimentalmente. .... | 62 |
| Figura 5. 3. Gráfico de valores calculados por tercera ecuación vs valores medidos experimentalmente. .... | 63 |
| Figura 5. 4 Resultado gráfico del uso de la correlación de Twu.....  | 65 |
| Figura 5. 5 Resultado gráfico del uso de la correlación de Kaye.....                                       | 65 |
| Figura 5. 6. Resultado gráfico del uso de la correlación de Egbogah y Ng. ....                             | 66 |
| Figura 5. 7. Resultado gráfico del uso de la correlación de De Ghetto.....                                 | 66 |
| Figura 5. 8. Resultado gráfico del uso de la correlación de Fitzgerald.....                                | 67 |
| Figura 5. 9 Resultado grafico del uso de la correlación de Bergman y Sutton. ....                          | 67 |
| Figura 5. 10 Resultado grafico del uso de la correlación de Ortuño y Rodríguez . ....                      | 68 |



Figura 5. 11 Resultado gráfico del uso de la correlación de García Lugo ..... 68  
Figura 5. 12. Gráfico de dispersión  $K_w$  y Viscosidad ..... 72

**ÍNDICE DE TABLAS**

|   |    |
|---|----|
| Tabla 1. Clasificación de crudos para trabajo según De Ghetto, Paone y Villa .....                      | 7  |
| Tabla 2. Clasificación del petróleo según la gravedad API .....   | 15 |
| Tabla 3. Valores referenciales para el área del bloque Carabobo .....                                   | 39 |
| Tabla 4. Relación soluto solvente para medir peso molecular .....                                       | 48 |
| Tabla 5. Cálculo típico de peso molecular .....   | 50 |
| Tabla 6. Coeficientes de correlación iniciales.....   | 54 |
| Tabla 7. Coeficientes de correlación viscosidades y CAPI.....   | 55 |
| Tabla 8. Coeficientes de correlación Viscosidades y FA.....   | 56 |
| Tabla 9. Rango de los parámetros utilizados en la correlación.....                                      | 59 |
| Tabla 10. Cuadro resumen de las correlaciones seleccionadas para comparación .....                      | 64 |
| Tabla 11. Datos de error promedio absoluto y $R^2$ reportado por los autores de las correlaciones. .... | 70 |
| Tabla 12. Tabla comparativa según tipos de parámetros utilizados para correlación.                      | 71 |
| Tabla 13. Coeficientes de correlación para la viscosidad y $K_w$ .....                                  | 72 |



### INTRODUCCIÓN

Venezuela actualmente es el país con las mayores reservas certificadas de petróleo a nivel mundial, siendo la Faja Petrolífera del Orinoco Hugo Chávez Frías (FPO HCF) la que posee la mayor parte de estas reservas de crudo pesado y extra pesado (crudo P/EXP)<sup>1</sup>. Estos crudos de la FPO HCF presentan características bien definidas asociadas con la gran cantidad de componentes pesados en su composición, que los distancia en muchos aspectos de los crudos livianos y medianos lo cual trae como consecuencia que diversas correlaciones, fórmulas y análisis no representen adecuadamente a estos crudos.

Una de estas características es la viscosidad, una propiedad fundamental del fluido en el dominio de su movilidad en el espacio poroso y líneas de flujo, conocer este parámetro es una prioridad para los ingenieros a la hora de hacer un análisis de producción para un yacimiento, así como conocer la movilidad del crudo al plantear una inyección de fluidos al yacimiento, entre otros aspectos. Si bien es cierto que esta propiedad puede obtenerse perfectamente en un laboratorio con muestras recogidas en el fondo del pozo o en superficie, muy a menudo estas mediciones no pueden realizarse o son muy costosas. Es por eso que los ingenieros se enfrentan a la necesidad de conocer estos valores mediante fórmulas o correlaciones confiables que permitan tener una aproximación real de estos valores.

A lo largo del tiempo se han desarrollado y publicado diferentes estudios sobre correlaciones para obtener los valores de viscosidad, teniendo dos características comunes entre ellas, la primera es que mayoritariamente son generalizadas, es decir hechas con datos de diferentes partes del mundo y muestras de crudos medianos y livianos, la segunda en su gran mayoría trabajan en base a temperatura y °API inclusive las desarrolladas en los últimos 25 años con data específica correspondiente a crudos P

---

<sup>1</sup> Sitio Web PDVSA [http://www.pdvs.com/PESP/Pages\\_pesp/aspectostecnicos/produccion/reservas.html](http://www.pdvs.com/PESP/Pages_pesp/aspectostecnicos/produccion/reservas.html) consultado el (1/12/16)



y EXP, continúan incluyendo estas variables, obviando de esta manera el efecto de la naturaleza química de los crudos. El Instituto Tecnológico Venezolano del Petróleo (INTEVEP), en su rol de ente tecnológico de Petróleos de Venezuela (PDVSA) se ha dado la tarea proponer un modelo que incorpore algunos parámetros que describan la esencia química de estos crudos, con el fin de entregarle a sus ingenieros en las áreas de producción una herramienta para el cálculo de viscosidad de crudo muerto garantizando resultados óptimos.



## CAPITULO I

### FUNDAMENTOS DE LA INVESTIGACIÓN

En el siguiente capítulo se presenta el problema planteado en este trabajo especial de grado, así como también una serie de antecedentes que preceden a investigaciones, los objetivos que se desean alcanzar al culminar este trabajo, el alcance del mismo y por último la justificación por la cual se realizó esta investigación.

#### 1.1 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

En el ámbito de la Ingeniería es la mejor praxis tomar decisiones sobre datos que respalden a éstas, y muchas veces estos datos no están a la mano y es necesario encontrar la manera de obtenerlos, de allí radica el uso de fórmulas matemáticas o correlaciones. Cuando de materia petrolera se habla se quiere conocer la mayor cantidad de datos posibles para entender el yacimiento como conjunto y en especial el fluido que se encuentra en su espacio poroso.

Tener un valor de viscosidad real o acercado a la realidad del fluido es importante, para definir la movilidad del crudo tanto en el espacio poroso como en las líneas de producción, y con esto poder predecir las tasas de producción, y a su vez estudiar factibilidades para plantear nuevos métodos de recuperación mejorada. Para medir esta propiedad existen diferentes métodos: medición directa, modelos teóricos, modelos semi- teóricos y métodos empíricos, este último se enfoca en correlaciones que es nuestro enfoque de trabajo, hasta la fecha se han desarrollado y utilizado correlaciones en base a temperatura y °API lo cual representa contar un error promedio significativo, si se revisan las correlaciones existentes desde el año 1946 hasta el año 2016 se puede constatar que se ha generado suficiente data en crudos pesados para generar correlaciones más confiables pero las mismas siguen trabajando fundamentalmente con °API y temperatura, los °API pueden dar cuenta de la composición, pero es necesario desglosar este término para incorporar variables que representen de manera más específica y precisa la composición de los crudos como por ejemplo: análisis SARA y





peso molecular, con esto reducir este error promedio que arrastra al utilizar las correlaciones publicadas hasta la fecha.

## 1.2 ANTECEDENTES

El inicio en la búsqueda de relacionar la viscosidad del crudo muerto se da en el año 1946 cuando Beal presenta su trabajo investigativo titulado “The viscosity of air, water, natural gas, crude oil and associated gases at oil field temperatures and pressures” el cual contenía métodos gráficos para la determinar las viscosidades de crudo muerto, saturado y subsaturado a altas presiones y temperatura. El autor construyó una base de datos recopilando información de varios campos de petróleo en los Estados Unidos. Mencionó que la temperatura del yacimiento, los °API del crudo, la relación gas-petróleo y la presión del yacimiento son los factores importantes para correlacionar la viscosidad del crudo en el yacimiento, mientras que los °API y la temperatura del yacimiento son las variables más efectivas para correlacionar la viscosidad de crudo muerto.

En 1975, Beggs y Robinson utilizaron 600 muestras de petróleo, incluyendo 2.533 puntos de datos, para correlacionar las ecuaciones de viscosidad del crudo saturado y muerto. Los autores propusieron una ecuación de correlación de la viscosidad para crudo muerto en función de los °API y la temperatura del yacimiento y aplicaron el concepto de Chew y Connally para correlacionar su ecuación de viscosidad de crudo saturado. La ecuación de correlación de Beggs y Robinson para la viscosidad del crudo saturado se ha convertido en una de las ecuaciones de correlación más utilizadas en la industria petrolera porque predice la viscosidad del crudo del yacimiento con buena precisión y cubren una amplia gama de información de entrada.

En 1980, Glaso utilizó 26 muestras de petróleo del Mar del Norte para obtener una correlación de viscosidad de crudo muerto. El autor propuso la ecuación de correlación de viscosidad del crudo muerto en términos de la temperatura del yacimiento y de los °API.

En 1983, Ng y Egbogah presentaron dos ecuaciones de correlación para predecir la viscosidad de crudo muerto. Para la primera ecuación, los autores utilizaron cerca de



400 informes de laboratorio PVT, para modificar la ecuación de correlación de viscosidad de crudo muerto de Beggs y Robinson. Para la segunda correlación los autores introdujeron un nuevo parámetro, que es una temperatura de punto de fluidez que no es más que la temperatura a la que el crudo se hace semi sólido y pierde sus características de flujo; Pero este concepto no es práctico ya que una temperatura de punto de fluidez es muy difícil de medir y no se proporciona en un informe de rutina PVT de laboratorio.

En 1985 Twu publica un método que él describe como consistente internamente para el cálculo de viscosidades líquidas de fracciones de petróleo. La correlación utiliza n-alcenos como fluido de referencia y emplea punto de ebullición normal junto con la gravedad específica. La nueva correlación es capaz de predecir la viscosidad del líquido de fracciones de petróleo con puntos de ebullición normales de hasta 1800 ° R (725°C) y gravedad API hasta los 30. La predicción de la viscosidad muestra una mejora significativa sobre las correlaciones publicadas.

En 1987, Al-Khafaji, Abdul-Majeed y Hassoon desarrollaron una correlación para predecir viscosidades de crudo muerto, saturado y subsaturado usando 300 muestras de petróleo de la región de Oriente Medio. Los autores aplicaron la correlación gráfica de Beal para obtener una ecuación que describe la viscosidad de crudo muerto además de modificar la ecuación de correlación de Connally con un rango extendido de la relación gas-petróleo en solución para viscosidad de crudo saturado. También crearon una nueva correlación para viscosidad de petróleo subsaturado en función de los °API, la presión del yacimiento y presión de punto de burbuja.

En 1991, Kartoatmodjo y Schmidt utilizaron varios reportes PVT de diferentes lugares geográficos como el sudeste de Asia, América del Norte, Oriente Medio, y la América Latina, para modificar las correlaciones de Glaso, Chew y Connally para viscosidades de crudo muerto, saturado y sub saturados, respectivamente. Posteriormente, los autores compararon el desempeño de su correlación modificada con las ecuaciones de correlación publicadas en términos de error relativo promedio, error relativo absoluto medio, desviación estándar y coeficiente de determinación. También usaron una base



de datos imparcial para probar la calidad de sus ecuaciones, los resultados muestran que sus ecuaciones modificadas proporcionan la mejor predicción para crudo muerto y viscosidades de crudo saturado.

En 1992, Labedi introdujo un conjunto de ecuaciones para predecir la viscosidad de crudo muerto, saturado, sub saturado y de punto de burbuja. El autor utilizó una técnica de análisis de regresión múltiple para correlacionar sus ecuaciones usando alrededor de 100 muestras de petróleo de Libia, lo anecdótico de su trabajo es que no se incluyó un parámetro importante del yacimiento como es la relación gas-petróleo en solución para desarrollar la correlación para crudo saturado. El autor mencionó que las ecuaciones funcionan muy bien con muestras de petróleo de Libia y otras zonas geográficas como el Oriente Medio, el Mar del Norte y algunas partes de América. Las ecuaciones de correlación deben usarse dentro de un rango de datos de entrada; En particular, no deben utilizarse si los crudos tienen unos °API inferior a 32 °API.

En 1992, Bergman creó dos correlaciones inéditas hasta el año 2000 cuando fueron publicadas por Whitson y Brule para estimar la viscosidad de crudo muerto y saturado. Bergman utilizó la base de datos de Beggs y Robinson, además de algunos datos adicionales para desarrollar las ecuaciones. Se aplicó el concepto de correlación de Chew y Connally con esta base de datos para crear una correlación de la viscosidad del crudo saturado. Mientras que para la correlación de crudo muerto realizó un ajuste debido a que para Bergman la ecuación de correlación de viscosidad de crudo muerto de Beggs y Robinson no podía funcionar eficazmente cuando la temperatura del yacimiento es inferior a 70 °F.

En 1994, De Ghetto, Paone y Villa hicieron una revisión en busca de mejorar la precisión de las correlaciones presentadas por (Beggs, 1975), (Ng, 1983), (Kartoatmodjo, 1991) y (Labedi, 1992), los autores introdujeron una nueva estrategia para lograr correlacionar la viscosidad de crudo muerto, saturado y sub saturado

basadas en diferentes rangos de °API mostrados en la tabla 1.:



| Correlación para Crudo | Rango °API                     |
|------------------------|--------------------------------|
| Extra pesado           | $\leq 10$ °API                 |
| Pesado                 | $10 < \text{°API} \leq 22.3$   |
| Mediano                | $22.3 < \text{°API} \leq 31.1$ |
| Liviano                | $\text{°API} > 31.1$           |

**Tabla 1.** Clasificación de crudos para trabajo según De Ghetto, Paone y Villa

Utilizando 195 muestras de crudo recogidas en la Cuenca Mediterránea, África, Golfo Pérsico y el Mar del Norte. Para las ecuaciones de correlación por cada rango de °API del petróleo y para toda la base de datos fueron seleccionados los coeficientes numéricos utilizando regresiones múltiples, lineales y no lineales. Cabe destacar que los autores mencionaron que el comportamiento no newtoniano de un fluido altamente viscoso podría afectar la fiabilidad de la medición de laboratorio y rendimiento de las ecuaciones modificadas para viscosidad de crudo de los autores antes mencionados.

En 1995, Petrosky y Farshad propusieron correlaciones de viscosidad para crudo muerto, saturado y sub saturado usando 126 reportes de laboratorio PVT del Golfo de México. Los autores utilizaron un análisis no lineal de regresión múltiple para desarrollar las ecuaciones de correlación y análisis de errores estadísticos para evaluar y comparar el rendimiento de sus ecuaciones con las ecuaciones de correlación publicadas. Sus ecuaciones de correlación de viscosidad de crudo muerto y sub saturado proporcionan mejores resultados que las otras correlaciones consultadas (Beal, 1946), (Beggs, 1975), (Ng, 1983) y (Kartoatmodjo, 1991). Los autores afirmaron que sus ecuaciones podían aplicarse a petróleo de otras regiones del mundo, pero debería utilizarse dentro del rango de datos de entrada que ellos utilizaron.

En 1998, Bennison introdujo una ecuación de correlación de la viscosidad de crudo muerto para petróleo pesado en el Mar del Norte. Sólo trabajó con 16 muestras, que es el número más bajo que se ha utilizado para desarrollar una ecuación de correlación de viscosidad en la bibliografía consultada. El autor argumentó datos disponibles limitados en este trabajo, además que esta ecuación de correlación no es práctica y no



puede proporcionar el alto nivel de fiabilidad para predecir la viscosidad del crudo muerto pesado.

En 1999, Elsharkawy y Gharbi compararon la técnica de regresión clásica con un concepto moderno de análisis de regresión llamado redes neurales. Los autores utilizaron ambas técnicas de regresión para desarrollar la correlación de la viscosidad del crudo basados en 59 muestras de petróleo de Kuwait. Mencionaron que la ecuación de correlación de viscosidad creada por la técnica de regresión de redes neurales proporciona un mejor rendimiento que la ecuación desarrollada por otra técnica de regresión. Pero el procedimiento de la técnica de regresión neural consta de varios pasos complicados y no debe realizarse sin el uso de software informático. Por lo tanto, una técnica de regresión clásica de análisis es un método preferible para correlacionar ecuaciones de viscosidad del crudo.

En 2001, Dindoruk y Christman utilizaron más de 90 informes PVT de las regiones del Golfo de México y correlacionaron la viscosidad de crudo muerto, saturado y sub saturado. Las ecuaciones de correlación en este artículo se desarrollaron con éxito mediante la herramienta de solver en Microsoft Excel y se compararon con el rendimiento de las ecuaciones de correlación de Standing, Petrosky y Farshad. Cabe destacar que además de los ° API y la temperatura del yacimiento, se utilizó la presión de burbuja y la relación gas-petróleo en solución de punto de burbuja. Los autores afirmaron que sus ecuaciones tienen un mejor rendimiento y proporcionan una amplia gama de validez y pueden ajustarse para otras ubicaciones; Pero contienen hasta 24 coeficientes numéricos y consisten de varios parámetros de entradas.

En 2005 Naseri, A, Nikazar, M. y Mousavi Dehghani basado en datos de yacimientos de petróleo iraníes; desarrollaron nuevas correlaciones para la predicción de viscosidades de crudo muerto, saturados y sub-saturados. Según los autores, estas correlaciones en contraste con otras correlaciones no necesitan tantos parámetros específicos para la predicción de la viscosidad del crudo, ya que sólo necesita algunos datos de campo que siempre están disponibles.



En 2005 M.S. Hossain, C. Sarica, H.-Q. Zhang, L. Rhyne y K.L. Greenhill realizaron una revisión bibliográfica y evaluaron las correlaciones hasta entonces disponibles además de desarrollar correlaciones para crudo muerto, saturados y sub saturados. El error relativo de la correlación de crudo muerto es de 68,86 %, aunado a esto se analizaron saturados, compuestos aromáticos, resinas y asfaltenos (SARA) con datos de algunos crudos pesados para entender el papel de los asfaltenos y resinas en la viscosidad del crudo pesado.

En 2006 M. Sattarin, H. Modarresi, M. Bayat y M. Teymori. Basado en un método de regresión no lineal, utilizando un conjunto de datos experimentales, desarrollaron correlaciones para la predicción de la viscosidad de crudo muerto, livianos y pesados de Irán. Desarrollan 2 correlaciones de viscosidad para el crudo muerto, separando estos datos y las correlaciones por los °API en 2 grupos uno para crudos con °API menor o igual a 28 y el otro para los crudos con °API mayor a 28, en función de la temperatura y los °API.

En 2006 R Al-Maamari, O Houache, Y S. Abdul-Wahab introdujeron un nuevo parámetro de correlación llamado (CAPI) para crudos pesados. Este parámetro se desarrolló utilizando un factor que comprende fracciones de composición (saturados, aromáticos, resinas y asfaltenos del crudo pesado) y los °API del crudo. Se encontró que relacionar la viscosidad con CAPI era más representativo que relacionar la viscosidad solo con la medición °API. Los autores sugieren que la viscosidad del crudo muerto podría predecirse con mayor precisión utilizando este parámetro de correlación.

En 2006 García Lugo propuso una metodología práctica para usando los datos disponibles del bloque Carabobo en la Faja petrolífera del Orinoco, y así evaluar condiciones iniciales, propiedades del fluido y realizar un perfilado de producción futura, en este trabajo se presentó una correlación para viscosidad de crudo muerto en función de los °API y la temperatura.

En 2009 D Bergman y R Sutton Desarrollaron un nuevo método para predecir el factor de caracterización de Watson ( $K_w$ ). Valiéndose de la relación del  $K_w$  con la temperatura



de ebullición promedio del crudo  $T_b$ , mediante  $T_b = (\gamma * K_w)^3$  introdujeron su nuevo método y así obtuvieron una correlación de viscosidad para crudo muerto con base en el trabajo presentado por Twu en 1985. Dicha correlación presentó un error absoluto promedio de 15% aproximadamente a diferencia del 7,8% reportado por Twu.

En 2011 P Ortuño y Y Rodríguez presentaron ante la Universidad Central de Venezuela su TEG que consistió en generar una correlación para crudo muerto, mediante técnicas de regresiones adaptando a los crudos de la faja petrolífera del Orinoco el trabajo presentado por Bergman y Sutton. Mediante esto lograron reducir el error promedio absoluto con respecto a la correlación de Bergman y Sutton en 3% aproximadamente.

En 2012 MA Al-Marhoun, S. Nizamuddin, AA Abdul Raheem ,S. Shujath Ali y AA Muhammadain publicaron su trabajo cuyo propósito era la predicción de la curva de viscosidad completa (crudo muerto, saturado y sub saturado) como una función de la presión utilizando técnicas de inteligencia artificial (AI). Según los autores, la curva de viscosidad predicha utilizando técnicas de inteligencia artificial replica estrechamente la curva de viscosidad experimental arriba y debajo de la presión del punto de burbuja cuando se compara con las correlaciones de su clase.

En 2014 A Bahadori, M Mahmoudi y A Nouri desarrollaron una correlación teniendo como base el trabajo de (Henshaw et al., 1998; y Al-Maamari et al. 2006). La novedad en este trabajo es que se llegó a una correlación trabajando las constantes bajo la matriz desarrollada por Vandermonde una matriz  $n \times m$  la cual describe un conjunto de puntos de forma polinomial para luego resolver la misma con la ayuda del teorema de la unisolvencia de (Fulton y Harris, 1991).

En 2016 Y Vivas y D Parra publicaron correlaciones para crudo vivo y muerto específicamente para el bloque Junín, los autores basaron sus correlaciones en el método estadístico de regresión lineal para el caso del crudo muerto solo se correlaciono con la  $^{\circ}$ API obteniendo así una ecuación para cada una de las temperaturas de trabajo.



### **1.3 OBJETIVOS**

#### **1.3.1 OBJETIVO GENERAL**

Desarrollar una correlación para viscosidad de crudo muerto en el área de Petromonagas en la Faja Petrolífera del Orinoco.

#### **1.3.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS**

- Reconocimiento del área de trabajo y cursos asociados para el trabajo en laboratorio.
- Realizar un estudio bibliográfico detallado sobre las diversas propiedades físicas, volumétricas del crudo y sus medidas experimentales, así como del uso de herramientas computacionales para generación de correlaciones.
- Calibrar el equipo de medición de peso molecular (crioscopio), así como obtener la relación muestra / solvente óptima para el equipo y con esto realizar las mediciones de peso molecular.
- Medir experimentalmente las propiedades del crudo como peso molecular, densidad, análisis SARA y viscosidad de crudo muerto a un conjunto de muestras del área de Petromonagas.
- Uso de la herramienta computacional para el desarrollo de las correlaciones correspondientes, tras previo aprendizaje
- Generar una correlación para predecir la viscosidad de crudo muerto para el área de Petromonagas.

#### **1.4 ALCANCE**

El alcance de este estudio va dirigido a realizar una correlación para viscosidad de crudo muerto para el área de Petromonagas, para ello se procedió a medir experimentalmente las propiedades del crudo como peso molecular, densidad, análisis SARA y viscosidad de crudo muerto a un conjunto de muestras del área, tratando siempre en lo que sea posible que el número de muestras sea representativo de toda el área de estudio. Esto con el fin de encontrar la relación que existe entre estos parámetros y la viscosidad de crudo muerto. Para verificar que los resultados producidos por esta correlación sean ajustados a la realidad se tendrá siempre como





referencia la viscosidad de crudo muerto medida experimental. Para el desarrollo de esta correlación se hará uso de una herramienta computacional que facilite hacer un análisis estadístico con multivariable.

### **1.5 JUSTIFICACIÓN**

Nuestro país se encuentra enfocado en la producción de crudos pesados y extra pesados que se encuentran en la FPO HCF, para ello es necesario adaptar toda la metodología y tecnología obtenidas durante toda nuestra historia de país productor de petróleo a la extracción de estos crudos.

PDVSA como ente encargado de explotar los hidrocarburos en el país, se encuentra con la necesidad de contar en todo momento con las mejores herramientas para tal fin. Petromonagas, se encuentra a una distancia significativa de los laboratorios de INTEVEP esto implica un tiempo de espera importante, produciéndose una limitación a la hora de tomar decisiones lo cual se debe evitar a toda costa. Sin embargo, al ser ésta una zona en franca etapa de desarrollo, la misma cuenta con estudios PVT que facilitaría obtener parámetros necesarios para la aplicación de los resultados de este TEG. En el que se busca brindar una herramienta precisa, que involucre y tenga en cuenta el efecto de la naturaleza química de los crudos y además que se encuentre focalizada al área de Petromonagas, para el cálculo de viscosidades de crudo muerto.

### **1.6 LIMITACIONES**

1.6.1. No se logró contar con disponibilidad para medición de peso molecular de un método distinto a crioscopia.

1.6.2. Número de muestras y distribución de las mismas no sea representativo del área de estudio por ahora se cuenta con 30 muestras.

1.6.3 Existe una limitación concerniente a la obtención de la licencia del software sugerido a utilizar Matlab.



## CAPITULO II

### MARCO TEÓRICO

En este capítulo se presentan una serie de definiciones y/o términos, primordiales para el desarrollo de este trabajo especial de grado.

#### 2.1 GENERALIDADES DEL CRUDO

##### 2.1.1 CRUDO

Se define como una mezcla compleja que puede contener hasta 200 o más compuestos, en su mayoría hidrocarburos que contienen diferentes combinaciones y concentraciones de estos diversos compuestos (Håvard Devold, 2006), insoluble en agua que puede o no contener gas asociado y cuya gama de color como se muestra en la figura 2.1 varía desde amarillo hasta el negro.



**Figura 2. 1.** Gama de colores del crudo.

##### 2.1.2 CRUDO MUERTO

El término de crudo muerto se aplica al crudo que dada las condiciones de bajas presiones ha liberado todos sus componentes volátiles es decir crudo sin gas en solución.

##### 2.1.3 DENSIDAD

Magnitud escalar que representa la relación que existe entre la masa de una sustancia con el volumen que ocupa dicha masa y cuya unidad de medida se expresa



principalmente en gr/ml, normalmente se utiliza la letra griega  $\rho$  (rho) para designar la densidad.

$$\text{Densidad } (\rho) = \frac{\text{masa (gr)}}{\text{volumen (ml)}}$$

**Ecuación 1.**

#### **2.1.4 GRAVEDAD ESPECÍFICA O DENSIDAD RELATIVA**

Es la comparación de la densidad de una sustancia con respecto a la densidad del agua a las mismas condiciones de temperatura y presión, generalmente a presión atmosférica y una temperatura de 15.5 °C (60°F).

$$GE = \frac{\text{densidad de sustancia}}{\text{densidad del agua}}$$

**Ecuación 2.**

#### **2.1.5 GRADOS API Y CLASIFICACIÓN**

Parámetro internacionalmente aceptado que se basa en la gravedad específica del crudo para catalogar que tan liviano o pesado es el mismo en comparación con el agua a condiciones de 15.5 °C (60°F) y que fue establecida internacionalmente en 1922 por el American Petroleum Institute. La fórmula para calcular este parámetro es la siguiente:

$$^{\circ}\text{API} = \frac{141.5}{GE} - 131.5$$

**Ecuación 3.**

De acuerdo a esto se tienen como referencia los grados API del agua con un valor de 10 por ende, si lo  $^{\circ}$  API (en T= 60 °F) de un crudo es mayor que 10, es más ligero y flota en el agua. Si es inferior a 10, significa que es más pesado que el agua y se hunde. En la tabla 2. Se muestra la clasificación de los crudos según sus  $^{\circ}$ API.



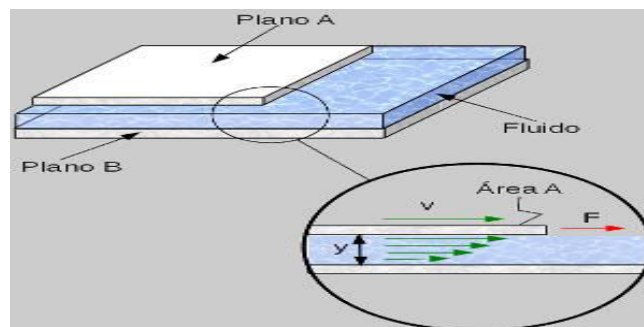
| Crudo        | Grados API  | Densidad          |
|--------------|-------------|-------------------|
| Liviano      | 30-40°      | 0.87 – 0.83 gr/ml |
| Mediano      | 22-29.9°    | 0.92 – 0.87 gr/ml |
| Pesado       | 10-21.9°    | 1.00 – 0.92 gr/ml |
| Extrapesados | Menor a 10° | > 1.00 gr/ml      |

**Tabla 2.** Clasificación del petróleo según la gravedad API

## 2.2 VISCOSIDAD Y FACTORES QUE LA MODIFICAN

### 2.2.1 VISCOSIDAD

El coeficiente de viscosidad es una medida de la resistencia de un fluido a desplazarse. McCain, (1990). La unidad en el sistema centesimal (CGS) para la viscosidad dinámica es el poise (p), en homenaje a Jean Louis Marie Poiseuille. Se suele usar más su submúltiplo el centipoise (Cp), el centipoise es más usado debido a que el agua tiene una viscosidad de 1,0020 Cp a 20 °C. El poise o centipoise (0,01 poise) se define como la fuerza requerida en dinas para mover un plano de un centímetro cuadrado de área, sobre otro de igual área y separado un centímetro de distancia entre sí y con el espacio relleno del líquido investigado, para obtener un desplazamiento de un centímetro en un segundo (Barberii, 1998), tal y como se muestra en la figura 2.2.



**Figura 2. 2.** Ilustración física de un poise

Su equivalencia al sistema internacional (SI) que estipula la unidad de viscosidad en Pascal por segundo Pa.s es la siguiente:

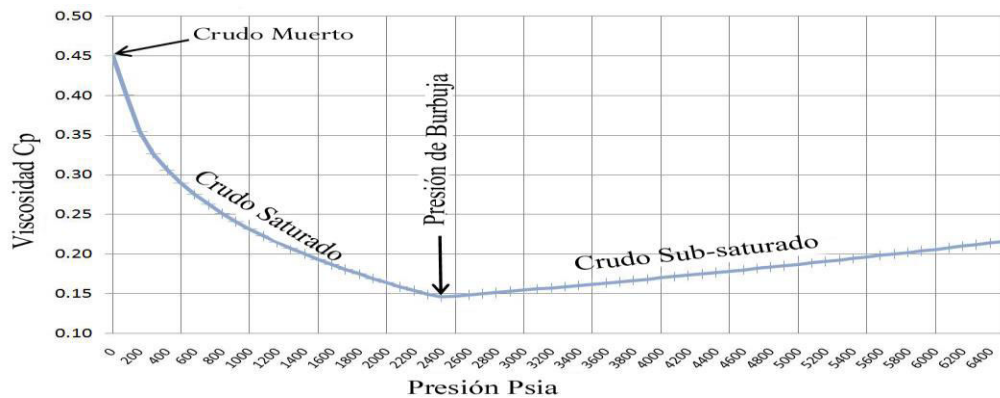
$$1 \text{ poise} = 100 \text{ centipoise} = 1 \text{ g}/(\text{cm} \cdot \text{s}) = 0,1 \text{ Pa} \cdot \text{s}.$$



### 2.2.2 INFLUENCIA DE LA PRESIÓN SOBRE LA VISCOSIDAD

La presión es un parámetro importante en el comportamiento de los fluidos, de hecho, en dicho comportamiento encontramos un punto de inflexión para la mayoría de las propiedades del crudo, dicho punto es la presión de burbuja en el cual el crudo entra en una nueva clasificación de saturado cuando se tiene el crudo bajo presiones inferiores a la presión de burbuja y sub saturados para crudos sometidos a presiones mayores que la presión de burbuja.

La viscosidad comienza en la condición de crudo muerto; Donde se evalúa a presión atmosférica y temperatura del yacimiento. A medida que aumenta la presión, el gas libre en contacto con el petróleo se disuelve en él hasta que se disuelve todo el gas. La presión aumenta hasta que llega a la presión del punto de burbuja, donde no puede disolverse más gas en el petróleo. Esta región representa la región saturada. Si la presión aumenta por encima de la presión del punto de burbujeo, el gas disponible ya entró todo en solución, y por lo tanto la viscosidad comienza a aumentar debido al aumento de la presión. Esta región representa la región no saturada. (Naji, 2011). Graficamente se puede observar esta definición en la figura 2.3.



**Figura 2. 3.** Viscosidad del petróleo vs la presión que muestra las regiones muerta, saturada y no saturada.

Pasando ya a un plano macro en la mayoría de los casos, la viscosidad de un fluido aumenta al aumentar la presión. Sin embargo, en comparación a la influencia que tiene sobre la viscosidad la temperatura el impacto de la presión sobre la viscosidad del fluido es muy bajo, y esto debido que los líquidos son casi incompresibles a presiones



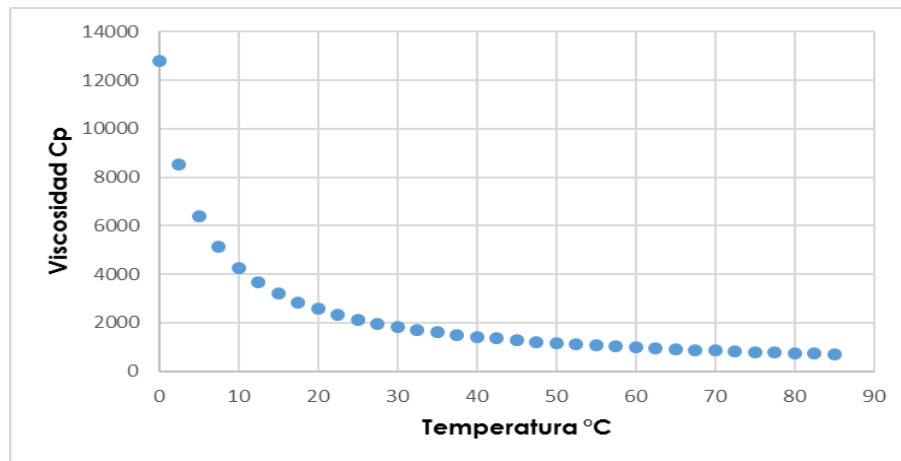
bajas o medias. Para la mayoría de los líquidos, un cambio considerable en la presión de 0,1 a 30 Mpa causa aproximadamente el mismo cambio en la viscosidad como un cambio de temperatura de alrededor de 1 K (1 ° C), es decir, por un aumento de 30 Mpa la viscosidad tendría un máximo de 10 % de su valor a la presión inicial. (Mezger, 2011).

Para la mayoría de los líquidos, la viscosidad aumenta con el aumento de presión gracias a que la cantidad de volumen libre en la estructura interna disminuye debido a la compresión. En consecuencia, las moléculas tienen menor movilidad y con ello el aumento de las fuerzas de fricción interna. El resultado es un aumento de la resistencia al flujo.

### **2.2.3 INFLUENCIA DE LA TEMPERATURA SOBRE LA VISCOSIDAD**

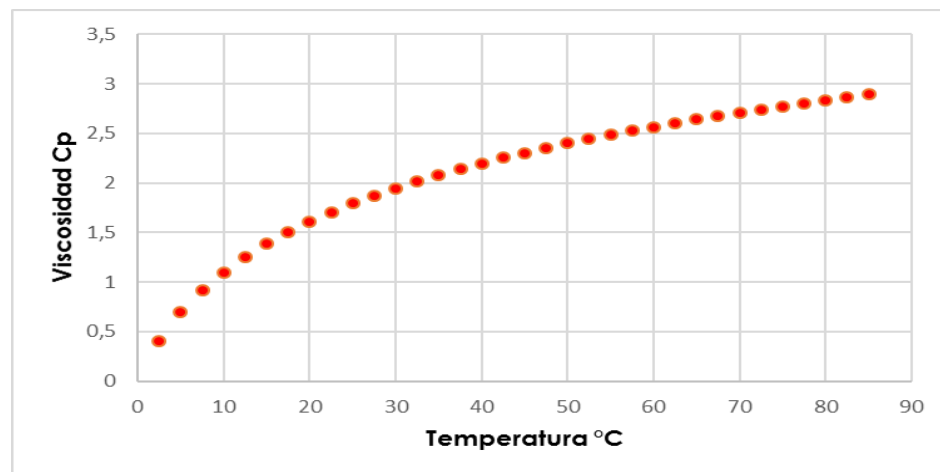
La viscosidad de un fluido depende en gran medida de su temperatura. La temperatura es en realidad la influencia dominante. Cuanto mayor es la temperatura, la viscosidad de una sustancia es menor. En consecuencia, la disminución de la temperatura provoca un aumento de la viscosidad. La relación entre la temperatura y la viscosidad es inversamente proporcional para todas las sustancias líquidas. Un cambio en la temperatura siempre afecta a la viscosidad. Para algunos fluidos una disminución de 1 ° C ya provoca un aumento del 10% en la viscosidad (Mezger, 2011). A nivel molecular se puede explicar esta influencia de la siguiente manera:

- **Líquidos:** En los líquidos, la fuerza de cohesión entre las moléculas predomina la transferencia de energía cinética molecular principalmente porque las moléculas están muy juntas (es esta razón por la que los líquidos tienen menor volumen que los gases. Las fuerzas de cohesión son máximas en los sólidos por lo que las moléculas están aún más estrechamente empaquetadas en ellos). Cuando el líquido se calienta las fuerzas de cohesión entre las moléculas tiende a reducirse y de este modo las fuerzas de atracción entre ellas también se reducen, lo que eventualmente reduce la viscosidad de los líquidos (Bansal,2005). En la figura 2.4. se observa la variación de la viscosidad del petróleo sin gas en solución con respecto a la variación de la temperatura.



**Figura 2. 4.** Viscosidad del petróleo sin gas en solución vs Temperatura.

- Gases: en los gases hay fenómeno opuesto. La viscosidad de los gases aumenta a medida que la temperatura del gas aumenta. La razón detrás de esto es de nuevo el movimiento de las moléculas y las fuerzas entre ellos. En los gases la fuerza de cohesión entre las moléculas es menor, mientras que la transferencia de momento molecular es alta. A medida que la temperatura del gas se incrementa las interacciones moleculares van en aumento, aumentando así las tasas de transferencia de impulso adicional que aumenta la viscosidad del gas. Gráficamente se observa este efecto en la figura 2.5.



**Figura 2. 5.** Viscosidad del gas vs Temperatura.



## 2.3 CARACTERIZACIÓN QUÍMICA DEL CRUDO PESO MOLECULAR

### 2.3.1 PESO MOLECULAR

Dado la importancia que se le da a lo molecular en la química moderna, el peso molecular es una propiedad de suma importancia ya que este describe la complejidad atómica de una estructura particular. Otro de los usos que se le da comúnmente, corresponde a los estudios de cinética molecular (Barth & Mays, 1991). La mayoría de los autores lo han definido como la masa ponderada de un compuesto o elemento químico con un número de partículas componentes igual al número de Avogadro (Skoog, west, F, & S, 2001). Aunque esta definición es operacionalmente correcta, es importante señalar que se pierde dicha especificidad cuando se entra en el campo de las moléculas complejas como polímeros o mezclas como los crudos. En principio, es posible usar el PM como una medida del tamaño molecular (Schröder, 1989); Esta propiedad también ha dado cabida a la caracterización de crudos, sin embargo, el peso molecular no es fácil definirlo en este tipo de compuestos entre otras cosas porque tienen la característica de ser polidispersos. Esta dispersión en mezclas como los crudos es lo que origina la necesidad de hacer estudios donde lo más cercano que se obtiene es un promedio de peso molecular o una distribución promedio de pesos moleculares.

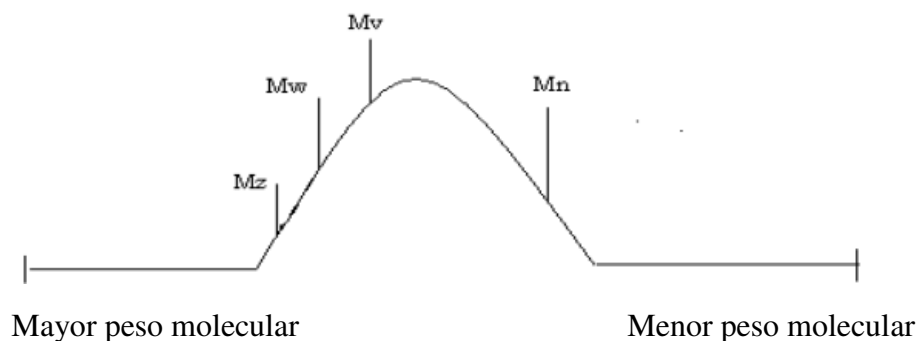
### 2.3.2 DISTRIBUCIÓN PROMEDIO DE PESOS MOLECULARES

La distribución de pesos moleculares la conforman diferentes valores promedios, y esto es totalmente dependiente del método estadístico aplicado. En la práctica se utilizan cuatro promedios, que representan la media ponderada tomada con la fracción molar, la fracción en peso y otras dos funciones que pueden estar relacionadas con cantidades medidas. Diversos autores han logrado comprobar que los pesos moleculares promedio se relacionan a través de la siguiente desigualdad:

$$M_n \leq M_v \leq M_w \leq M_z.$$

Mientras que su distribución en magnitud se encuentra reflejada en la figura 2.6:





**Figura 2. 6.** Distribución de pesos moleculares promedios.

### 2.3.2.1 PESO MOLECULAR PROMEDIO EN NÚMERO ( $\bar{M}_n$ )

Se define como

$$\bar{M}_n = \frac{\sum N_i \cdot M_i}{\sum N_i} \text{ o } \bar{M}_n = \frac{\sum W_i}{\sum \left(\frac{W_i}{M_i}\right)} \quad \text{Ecuación 4.}$$

Donde  $N_i$  es la fracción en número de moléculas de tamaño  $M_i$  y  $W_i$  es la fracción en peso de moléculas de tamaño  $M_i$ . La determinación de  $M_n$  se basa en métodos que permiten determinar el número de moles ("contar el N° de moléculas") en una muestra. Así, las relaciones entre las propiedades coligativas y la masa molecular permiten determinar el peso molecular promedio en número en disoluciones muy diluidas

### 2.3.2.2 PESO MOLECULAR PROMEDIO EN MASA ( $\bar{M}_w$ )

Se define como:

$$\bar{M}_w = \frac{\sum W_i \cdot M_i}{\sum W_i}$$

**Ecuación 5.**

Donde  $W_i$  es la fracción en peso de las moléculas cuyo peso es  $M_i$ . Se obtiene a partir de medidas de dispersión de luz. Podemos decir que la intensidad de la dispersión es proporcional al cuadrado de la masa de la partícula.



### 2.3.2.3 PESO MOLECULAR PROMEDIO Z ( $\bar{M}_Z$ )

Se define como:

$$\bar{M}_Z = \frac{\sum Ni * Mi^3}{\sum Ni * Mi^2}$$

**Ecuación 6.**

El peso molecular promedio es comúnmente medido por el método de equilibrio de sedimentación utilizando una ultracentrífuga.

### 2.3.2.4 PESO MOLECULAR DE VISCOSIDADES ( $\bar{M}_v$ )

Se define mediante

$$\bar{M}_v = \sum (Wi * Mi^\alpha)^{1/\alpha}$$

**Ecuación 7.**

Donde  $\alpha$  es una constante. Sin embargo,  $M_v$  es casi siempre menor que  $M_w$  puesto que  $\alpha$  está por lo general en el intervalo de 0,5 y 0,9. Su medición se realiza mediante la técnica de viscometría. Se determina la viscosidad intrínseca, que se suele medir en viscosímetros capilares y que se relaciona con el peso molecular medio de viscosidad a través de la ecuación de (Mark-Houwink-Sakurada):

$$[\eta] = KMV^\alpha$$

**Ecuación 8.**

Donde  $K$  y  $\alpha$  son constantes que dependen del sistema polímero-solvente-temperatura.

### 2.3.3 DESCENSO CRIOSCÓPICO

El descenso crioscópico se basa en las propiedades coligativas de las disoluciones que dependen de la cantidad de sustancia disuelta (soluto) en relación a una cantidad dada de solvente y además estas son independientes de la naturaleza del soluto. Un aspecto fenomenológico que exhiben las disoluciones diluidas es aquel que hace referencia a la disminución de su temperatura de solidificación, o descenso crioscópico, respecto de la temperatura de solidificación del solvente puro. Este fenómeno es una de las propiedades coligativas de las disoluciones diluidas de solutos no volátiles que pueden



medirse con mayor facilidad. Puede demostrarse que, para disoluciones diluidas en las que el soluto ni se asocia ni se disocia, el descenso crioscópico viene dado por:

$$K_c * m = T - T_f$$

**Ecuación 9.**

donde  $m$  representa la molalidad de la disolución (número de moles de soluto por 1000 g de disolvente) y  $k_c$  es la constante crioscópica, siendo  $T_f$  la temperatura de congelación del solvente puro y  $l_f$  su calor latente de fusión por unidad de masa

$$K_c = \frac{R * T_f^2}{1000 l_f}$$

**Ecuación 10.**

La constante crioscópica  $k_c$  es una magnitud característica del solvente y no depende de la naturaleza del soluto. Para el agua destilada,  $k_c = 1.86$  mientras que para el benceno es  $5,12 \text{ } ^\circ\text{K kg mol}^{-1}$ , Si se disuelven  $m_2$  gramos de la sustancia problema en  $m_1$  gramos de solvente, la molalidad es:

$$m = \frac{1000 * m_2}{m_1 * M_2}$$

**Ecuación 11.**

siendo  $M_2$  la masa molecular del soluto. De las Ecs. (10) y (11) se obtiene

$$\partial T_c = \frac{K_c * 1000 * m_2}{m_1 * M_2}$$

**Ecuación 12.**

Midiendo el descenso crioscópico se puede calcular  $M_2$  a partir de la ec. (12).

Una desventaja de esta técnica con respecto a técnicas como cromatografía de permeación en gel u osmometría de presión de vapor, es que ésta no cuenta con una norma internacional que regule el procedimiento del ensayo y esto se debe en buena parte a que el método cuenta con un bajo porcentaje de reproducibilidad de los



experimentos poco más de 1 % (Bellet, 1985). A pesar de lo antes expuesto es una técnica aceptada en la comunidad científica para mediciones de peso molecular como refleja la siguiente figura 2.7 extraída de libro caracterización de polímeros de (Schröder y Müller, 1989).

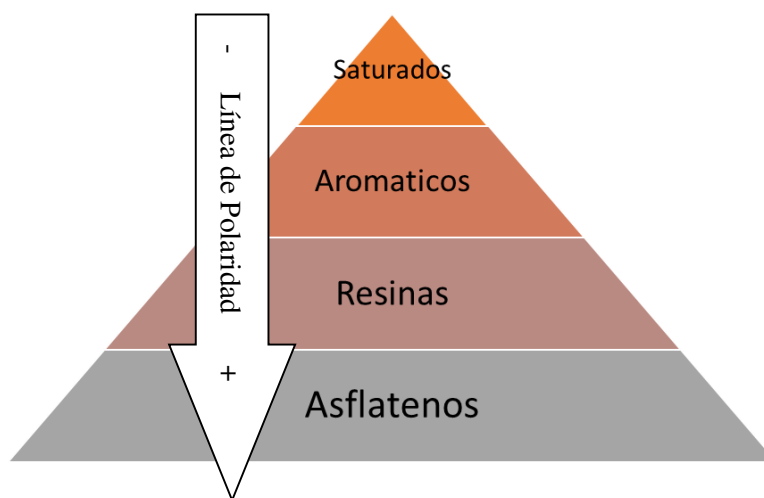
| Método   | Tipo     | Rango de Peso Molecular (g/mol) | Valores medios de Peso Molecular   |
|--|----------|---------------------------------|--|
| Osmometría de Membranas  | A        | $10^4 \dots 10^6$               | $M_n$  |
| Ebulloscopia   | A        | $<10^4$                         | $M_n$  |
| <b>Crioscopia</b>  | <b>A</b> | <b><math>&lt;10^4</math></b>    | <b><math>M_n</math></b>  |
| Osmometría de Presión de Vapor                                   | A        | $<10^4$                         | $M_n$  |
| Determinación de grupos finales                                  | E        | $<10^5$                         | $M_n$  |
| Dispersión de luz  | A        | $10^2 \dots 10^8$               | $M_w$  |
| Equilibrio de sedimentación                                      | A        | $<10^6$                         | $M_w, M_z, M_{z+1}$  |
| Equilibrio de sedimentación con gradiente de densidad            | A        | $>10^5$                         | Diferentes promedios   |
| Combinación de sedimentación/coeficiente de difusión             | A        | $10^3 \dots 10^8$               | Diferentes promedios   |
| Viscosidad de soluciones   | R        | $10^2 \dots 10^8$               | $M_n$  |
| Cromatografía de Permeación en Gel o de Exclusión Estérica (SEC) | R        | $10^2 \dots 10^7$               | $M_{GPC}^*$<br>* el subíndice no indica un argumento reconocido. Con GPC se obtiene una distribución de pesos moleculares. |

Figura 2. 7. Técnicas usadas en la determinación de pesos moleculares y su clasificación en absolutos(A), relativos(R) y equivalentes(E)



## 2.4 CARACTERIZACIÓN DEL CRUDO ANÁLISIS SARA

Además de la clasificación establecida por la API, una de tantas otras formas de clasificar los crudos es por su composición química y una herramienta para llevar a cabo la categorización del crudo es mediante el análisis S.A.R.A (Saturados-Aromáticos-Resinas-Asfaltenos), el cual fracciona el crudo en condiciones de crudo muerto en agregados químicos como son los saturados, aromáticos, resinas y asfaltenos, sobre la base de los elementos fundamentales; Carbono (C), Hidrógeno (H), Oxígeno (O), Nitrógeno (N) y Azufre (S), expresados como fracción masa o porcentaje en peso (PT %), por solubilidad y polaridad. La polaridad de estos elementos se muestra en la figura 2.8.

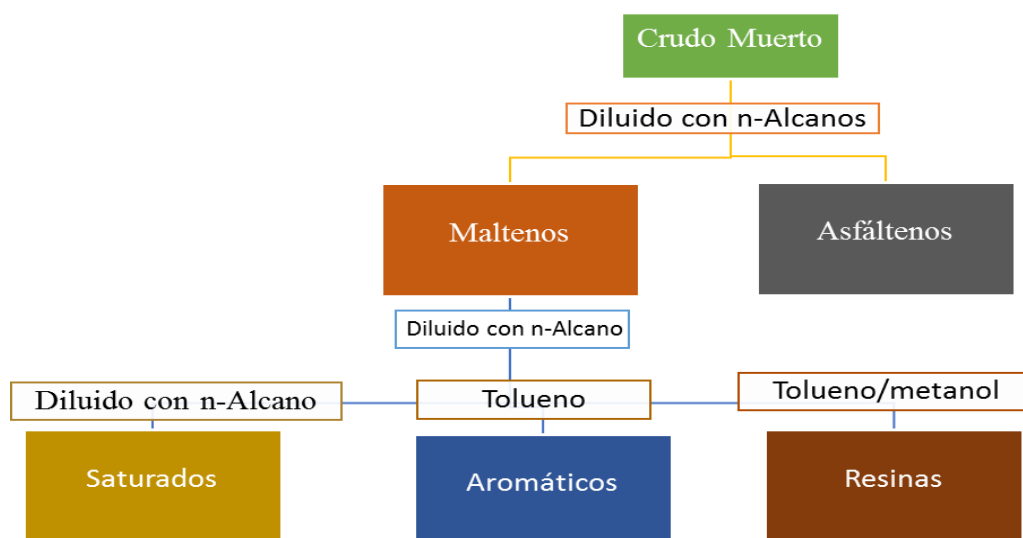


**Figura 2. 8** Línea de polaridad de S.A.R.A.

En el fraccionamiento S.A.R.A por solubilidad, en la mayoría de los procedimientos existentes se realiza una primera separación mediante precipitación con hidrocarburos saturados de bajo peso molecular (n-heptano o n- pentano). Con esto ocurre la precipitación de la fracción denominada asfaltenos y la fracción soluble se le da el nombre de máltenos. Estos últimos a su vez pueden dividirse en saturados, nafteno-aromáticos y polares o resinas, el cual siguiendo el mismo principio descrito anteriormente se separan las fracciones restantes del análisis S.A.R.A utilizando diferentes solventes como se ilustra en la figura 2.9.



Para determinar la composición porcentual del contenido de saturados, aromáticos, resinas y asfaltenos en un crudo se han estandarizado diferentes métodos entre los cuales se encuentra la cromatografía de capa fina con detección de ionización de llama (TLC-FID), cromatografía líquida de alta resolución (HPLC), cromatografía de exclusión (CE), entre otras. Estas técnicas requieren del uso de diferentes métodos para el pretratamiento de la muestra, así como de solventes para hacer posible su análisis. (Islas y González, 2005).



**Figura 2. 9** Fraccionamiento S.A.R.A.

### 2.4.1 SATURADOS

Fracción del crudo que debe su nombre debido a que los átomos de carbono se conectan entre sí mediante enlaces simples, y los posibles enlaces restantes están saturados con átomos de hidrógeno. Los saturados están conformados por parafinas y naftenos. (Islas y González, 2005).

#### 2.4.1.1 PARAFINAS

Están constituidas por una cadena de átomos de carbono enlazados cada uno de 0 a 3 átomos de hidrógeno, excepto en el más sencillo, el metano (CH<sub>4</sub>). Cada carbono está ligado siempre a otros cuatro átomos (carbono o hidrógeno); y su fórmula general es C<sub>n</sub>H<sub>2n+2</sub>. Cuando su estructura es de cadena recta se llaman parafinas normales o n-



alcanos. Los átomos de hidrógeno pueden ser sustituidos por carbonos o cadenas hidrocarbonadas, formando las isoparafinas o isoalcanos. (Islas y González, 2005). Un ejemplo de ello se puede observar en la figura 2.10.

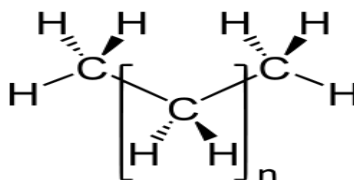


Figura 2. 10 Estructura general de una parafina

#### 2.4.1.2 NAFTENOS

En estos hidrocarburos hay una ciclación total o parcial del esqueleto carbonado. El número de átomos de carbono del anillo formado puede ser variable. Tienen temperaturas de ebullición y densidades superiores a los de los alcanos del mismo número de átomos de carbono. En los crudos, los anillos más frecuentes son los de cinco o seis átomos de carbono. En estos anillos, cada átomo de hidrógeno puede ser sustituido por una cadena parafínica recta o ramificada llamada alquilo. (Islas y González, 2005). En la figura 2.11 se pueden observar algunas estructuras de naftenos.

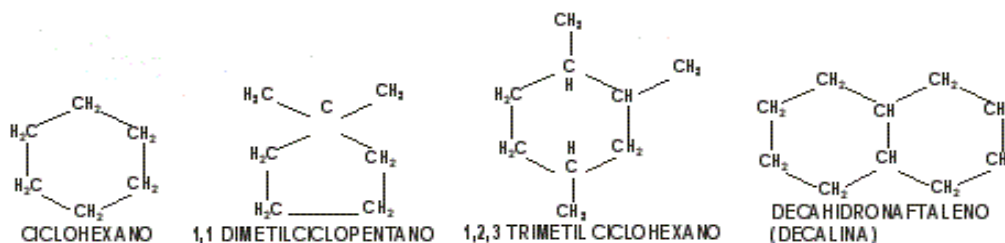


Figura 2. 11 Diferentes estructuras de naftenos

#### 2.4.2 AROMÁTICOS

Los aromáticos son cadenas no polares de carbono en las que dominan los sistemas de anillos insaturados. Los aromáticos incorporan uno o más anillos de seis átomos de carbono y seis átomos de hidrógeno. Incluye mono-aromáticos y aromáticos policíclicos. Los Hidrocarburos aromáticos están presentes en una gran proporción en los crudos, en fórmula de uno o más ciclos con tres dobles enlaces conjugados esto les confiere unas notables propiedades como, por ejemplo, una gran capacidad para

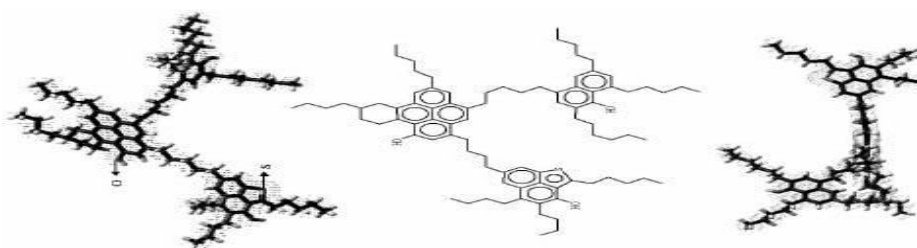


disolver los otros hidrocarburos de alto peso molecular. Los primeros compuestos aromáticos (benceno, tolueno, xilenos) son materia prima fundamental de la petroquímica (además contribuyen igualmente a aumentar el número de octano de las gasolinas). El aromático más simple es el benceno ( $C_6H_6$ ). (Islas y González, 2005).

### 2.4.3 RESINAS

Son moléculas con un fuerte carácter aromático, tienen una elevada proporción de hidrógeno y carbono, contienen pequeñas cantidades de oxígeno, azufre y nitrógeno. Son sólidos generalmente de color negros, brillantes, quebradizos y su naturaleza es muy polar. Las resinas constituyen el componente polar no volátil del petróleo, que es soluble en n-alcanos e insoluble en propano líquido. (Islas y González, 2005).

Poseen una relación más alta de cadenas parafínicas y anillos aromáticos tal como se puede apreciar en la figura 2.12. Por esto los núcleos de asfaltenos, los cuales tienen una relación baja de cadenas parafínicas y anillos aromáticos, son recubiertos por las resinas, éstas se constituyen en una interface de transición entre el núcleo de asfaltenos y el resto del crudo, la cual tiene una relación alta de parafinas aromáticas. La diferencia existente entre las resinas y los asfaltenos se basa en que éstas son solubles en algunas parafinas normales como el n-pentano, n-hexano y n-heptano, mientras que, los asfaltenos no lo son.



**Figura 2. 12.** Estructura química propuesta para una resina

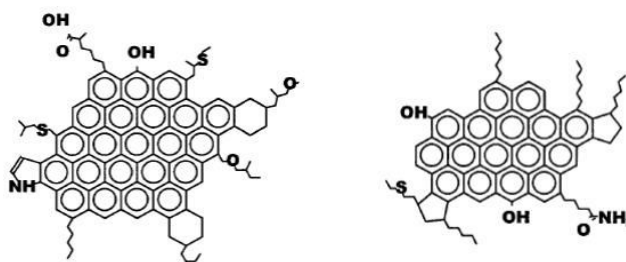
### 2.4.4 ASFALTENOS

Son sólidos amorfos de color marrón oscuro o negro, caracterizados por tener una elevada polaridad, solubles en solventes aromáticos como el benceno, tolueno y xileno, pero insoluble en n-alcanos de cadena corta (bajo peso molecular) como por ejemplo





el n-pentano. Cuentan con valores altos de peso molecular y se encuentran en dispersión coloidal en algunos crudos. Están constituidos por moléculas de carbono, hidrógeno, nitrógeno, azufre y oxígeno como se muestra en la figura 2.13, que dan lugar a ciclos tiofénicos y piridínicos. Los asfaltenos no son una especie química sino una familia de compuestos que presentan sólo un comportamiento global característico. La composición de esta fracción varía de petróleo en petróleo y la característica común, que los hace importantes en el estudio de los yacimientos y en la producción de petróleo, es que suelen originar precipitados (sólidos) al agruparse por sufrir alteración en su ambiente, dañando el medio poroso o bloqueando las tuberías de producción, evitando así el flujo de hidrocarburos en pozos petroleros. (Islas y González, 2005).



**Figura 2. 13** Estructura química de algunos asfaltenos.

## 2.5 ANÁLISIS ESTADÍSTICO

Parar lograr el objetivo general de este TEG es fundamental el apoyo en la estadística inferencial por ello se definen los siguientes términos.

### 2.5.1 POBLACIÓN

Una población consta de la totalidad de las observaciones bien sea finito o infinito de personas u objetos que presentan características comunes. En las que estamos interesados realizar un estudio. (Hawkins, 1980)

### 2.5.2 MUESTRA

Una muestra es un subconjunto de la población que se estudia en representación de la misma, bajo la suposición de que está definida en base a la población elegida.

(Hawkins, 1980)



### 2.5.3 VARIABLES

Las variables son caracteres susceptibles de medición y que pueden tomar un valor cualquiera de un conjunto determinado de ellos, llamado dominio de la variable. Si la variable puede tomar solamente un valor, se llama constante. (Hawkins, 1980)

### 2.5.4 TIPOS DE VARIABLE

Según la influencia que asignemos a una variable esta puede ser independiente o dependiente.

- **INDEPENDIENTE:** Es aquella cuyo valor no depende de otra variable. Es aquella característica o propiedad que se supone es la causa del fenómeno estudiado.
- **DEPENDIENTE:** Una variable dependiente es aquella cuyos valores dependen de los que tomen otra variable. Son las variables de respuesta que se observan en el estudio, y que podrían estar influidas por los valores de las variables independientes.

### 2.5.5 VALORES ATÍPICOS

Según (Hawkins, 1980), un valor atípico o (outlier) es una observación que se desvía mucho de otras observaciones y despierta sospechas de ser generada por un mecanismo diferente; aunque estos valores pueden aparentar ser inválidos pueden ser correctos y viceversa.

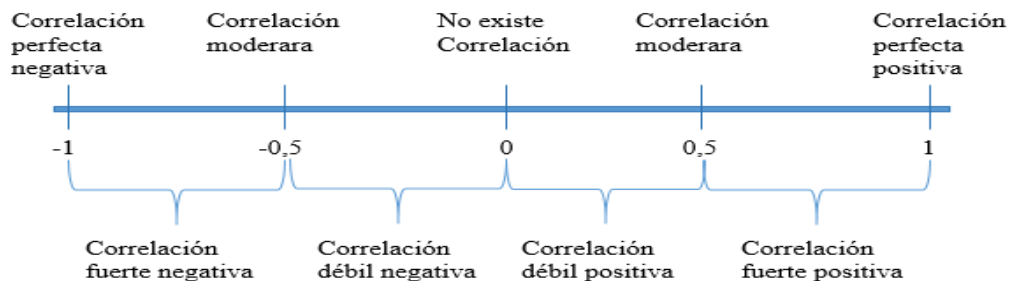
Los métodos de detección de valores atípicos se pueden dividir en univariados y multivariados. Para el caso univariado, diferentes autores han realizado múltiples investigaciones. (Beckman y Cook, 1983) abordan temas como las técnicas de rechazo para múltiples valores atípicos, así como los efectos de enmascaramiento y empantanamiento, los valores atípicos en los datos circulares, el análisis discriminante, el diseño experimental, la distribución no normal, y las series de tiempo. (Barnett y Lewis, 1994) hacen una unificación de los métodos de análisis estadístico para la detección de valores atípicos, así como los datos espaciales y los valores atípicos en las series temporales. Para el caso multivariado es mucho más complicado realizar una exploración para llegar a encontrar estos valores, debido al problema de la dimensión, por lo tanto, se hace necesario conocer cuáles son los métodos existentes que permiten



detectar este tipo de outliers. Según (Gnanadesikan y Kettenring, 1972) los outliers multivariantes son observaciones que se consideran extrañas no por el valor que toman en una determinada variable, sino en el conjunto de aquellas. Son más difíciles de identificar que los outliers unidimensionales, dado que no pueden considerarse “valores extremos”, como sucede cuando se tiene una única variable bajo estudio. Su presencia tiene efectos todavía más perjudiciales que en el caso unidimensional, porque distorsionan no sólo los valores de la medida de posición (media) o de dispersión (varianza), sino muy especialmente, las correlaciones entre las variables.

### 2.5.6 COEFICIENTE DE CORRELACIÓN

Según (Gómez y Ramos, 2008) el coeficiente de correlación, llamado también coeficiente de correlación momento de Pearson, fue creado por Kart Pearson, aproximadamente en el año 1.900, el cual, es denotado con la letra “r”. Dicho coeficiente, mide la intensidad de la relación entre dos variables y, tiene un campo de variabilidad o puede asumir valores entre -1 y +1, indicando éstos los puntos críticos de “r” en la figura 2.14. Por ejemplo, si se tiene un  $r = -1$ , se dice que la correlación es perfecta negativa, es decir, entre las dos variables existe una relación matemática inversamente proporcional. En otras palabras, mientras una variable crece, la otra disminuye exactamente en la misma proporción.



**Figura 2. 14.** Fuerza y dirección del coeficiente de correlación

### 2.5.7 DIAGRAMA DE DISPERSIÓN

El diagrama de dispersión, no es más que una gráfica, en donde se describe en un plano cartesiano con una serie de puntos, la relación entre dos variables de interés. En donde,



la variable dependiente se grafica sobre el eje vertical “y”, y la variable independiente sobre el eje horizontal “x” como se da ejemplo en la figura 2.15 . (Díaz, 2008)



**Figura 2. 15.** Diagrama de dispersión

### 2.5.8 MULTICOLINEALIDAD

En un modelo multivariante suele suponerse como hipótesis que sus variables son linealmente independientes; es decir, no existe relación lineal entre ellas. Esta hipótesis se denomina hipótesis de independencia, y cuando no se cumple, el modelo presenta multicolinealidad. La matriz de correlaciones es un instrumento que ayuda a detectar la presencia de multicolinealidad. Valores altos en esta matriz son síntoma de posible dependencia entre las variables implicadas. (López, 2006)

### 2.5.9 CONSECUENCIAS DE LA MULTICOLINEALIDAD

Un alto grado de multicolinealidad tiene consecuencias negativas sobre las estimaciones:

- 1) Aunque se obtenga un buen ajuste en base al  $R^2$  y, por lo tanto, evidencia de que conjuntamente las variables explicativas son estadísticamente significativas, los coeficientes estimados pueden tener grandes desviaciones típicas y pueden resultar individualmente no significativos.
- 2) Las estimaciones son muy inestables ante pequeños cambios en la muestra.
- 3) Los coeficientes estimados, pueden presentar signos incorrectos o magnitudes poco esperadas a priori. (López, 2006)



### 2.5.10 SOLUCIÓN PARA MODELOS CON MULTICOLINEALIDAD

Las soluciones se pueden clasificar en robustas y no robustas. Las primeras son aquellas que suprimen la variable que genera la multicolinealidad con justificación estadística y económica. Entre aquellas no robustas se encuentran las que no transforman las variables y las que si lo hacen. Entre los métodos que no transforman variables está la solución de ampliar la muestra de datos. Entre los segundos, existen varias alternativas:

- 1) Usar el modelo en diferencias vigilando la auto correlación
- 2) Usar transformaciones de las variables exógenas usando radios
- 3) Usar la regresión en cadena, que ofrece como estimadores de los parámetros a  $\beta (X'X I) X'y \hat{=} + c -1$  siendo c una constante, que en la práctica suele tomarse con valores en el intervalo [0,01;0,1]. (López, 2006).

### 2.5.11 REGRESIÓN EN CADENA

Es un proceso que está diseñado para ajustar un modelo de regresión múltiple cuando las variables independientes exhiben **multicolinealidad**. La regresión en cadena frecuentemente puede reducir la variabilidad de los coeficientes estimados y da un modelo más estable e interpretable. (López, 2006).

### 2.5.12 GRÁFICA OBSERVADOS VERSUS PREDICHOS

Muestra los valores observados (medidos) en el eje vertical y los valores predichos (calculados) en el eje horizontal. Si el modelo ajusta bien, los puntos debieran estar dispersos aleatoriamente alrededor de la línea diagonal, véase en figura 2.16.

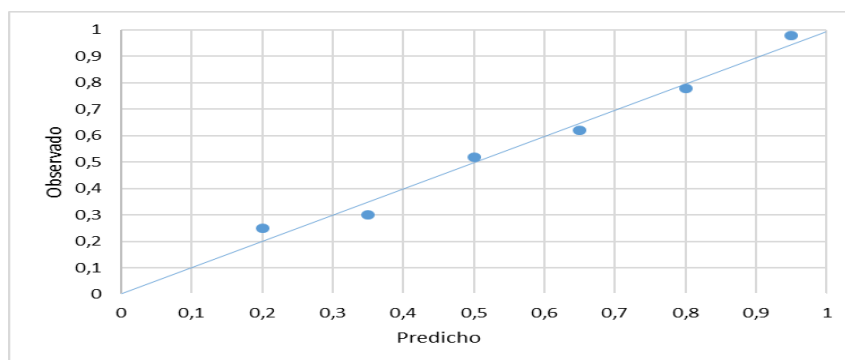


Figura 2. 16 Gráfico observados vs predichos



A veces es posible apreciar curvatura en este gráfico, lo que indicaría la necesidad de un modelo curvilíneo más que un modelo lineal. Cualquier cambio en variabilidad de valores bajos de Y a valores altos de Y podría también indicar la necesidad de transformar la variable dependiente antes de ajustar un modelo a los datos. (Díaz, 2008)

### 2.5.13 ABUSOS COMUNES DE LA REGRESIÓN

(K Salazar, 2008) “La regresión es de uso generalizado y con frecuencia mal usada; a continuación, se nombran algunos abusos comunes de la regresión:

- Es posible desarrollar relaciones estadísticas entre variables que no tienen ninguna relación en un sentido práctico.
- Una fuerte asociación entre variables no implica necesariamente que existe una relación causal entre las mismas.
- Las relaciones de regresión únicamente son válidas para los valores de la variable de regresión que se encuentran en el rango de los datos originales.
- La relación lineal que se ha supuesto de manera tentativa, puede ser válida en el rango original de x, pero quizá deje de serlo cuando se hace una extrapolación.”

### 2.5.14 COEFICIENTE DE DETERMINACIÓN (R<sup>2</sup>)

Según (Montgomery, 1982), “es una medida de la proporción de la variación total en la variable dependiente (Y) que está explicada o se debe a la variación en la variable independiente (X)”. El coeficiente de determinación es el cuadrado del coeficiente de correlación y toma valores de cero (0) a uno (1).

### 2.5.15 DESVIACIÓN RELATIVA (EI)

Según (Díaz, 1997), la desviación relativa es el porcentaje de error entre el valor estimado y el experimental, definido por (Ei) y se calcula de la siguiente manera:

$$Ei = \frac{Ci - Mi}{Mi} * 100$$

**Ecuación 13.**

Donde:

Ei = desviación relativa (%)



Ci = valores calculados

Mi = valores experimentales

### 2.5.16 ERROR PROMEDIO ABSOLUTO.

corresponde a la sumatoria de todos los errores relativos, dividida entre el número de mediciones (Díaz, 1997), se expresa con la siguiente ecuación

$$Em = \sum_{i=1}^n \frac{|Ei|}{N}$$

**Ecuación 14.**

N = número de datos

Ei= desviación relativa

### 2.5.17 STATGRAPHICS CENTURIÓN

El programa Statgraphics es un software que está diseñado para trabajar en un entorno WINDOWS y facilitar el análisis estadístico de datos mediante su aplicación. Es un programa con la modalidad de uso mediante licencia, en 3 presentaciones una al público general que incluye un período de prueba de 30 días con todas las características del software durante este período, otra forma es pagar para obtener el software de forma ilimitada y una última forma de licencia que se ofrece a distintas universidades.

En él, es posible realizar un análisis descriptivo de una o varias variables, además incluye funciones de estadísticas avanzada, en las cuales figuran el cálculo de intervalos de confianza, contrastes de hipótesis, análisis de regresión, análisis multivariante, así como diversas técnicas aplicadas en control de calidad capaces de proporcionar rigurosos análisis, al mismo tiempo ofrecer una interface muy intuitiva, con funciones de asistencia exclusivas, de tal forma que proporciona la simplicidad suficiente para permitir a un analista inexperto realizar procedimientos complejos. La pantalla principal a la que se accede ejecutando el programa SGWIN.EXE o directamente clickeando sobre el icono correspondiente, es la siguiente:

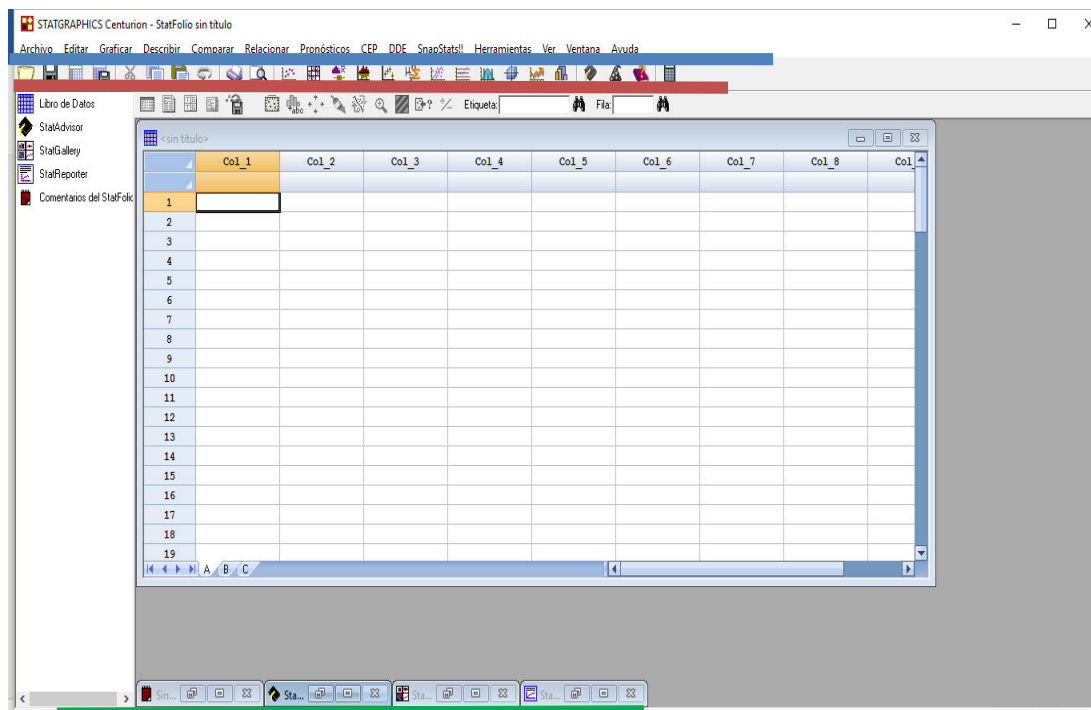


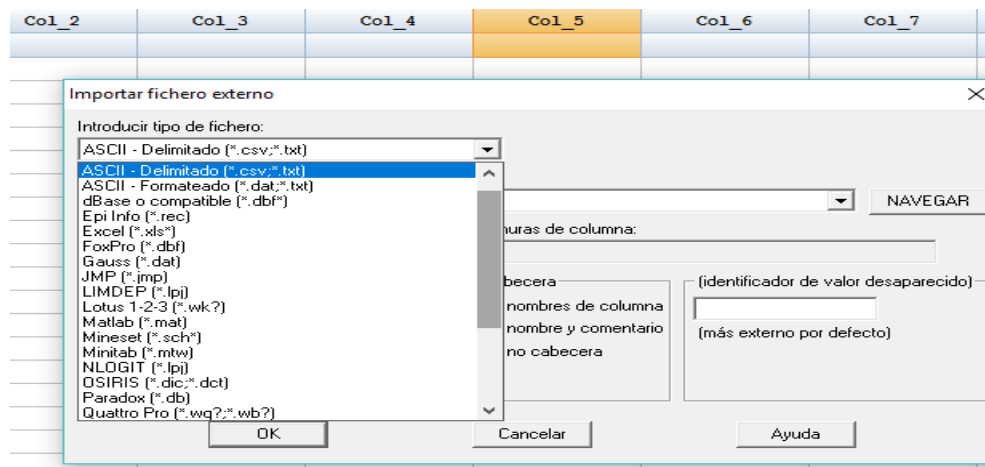
Figura 2. 17. Pantalla de inicio Statgraphics

En la pantalla principal de Statgraphics, mostrada en la figura 2.17 podemos distinguir los siguientes elementos:

1. Barra de menú en la imagen subrayado en color azul
2. Barra de herramientas en la imagen subrayado en color rojo
3. Barra de tareas en la imagen subrayado en color verde

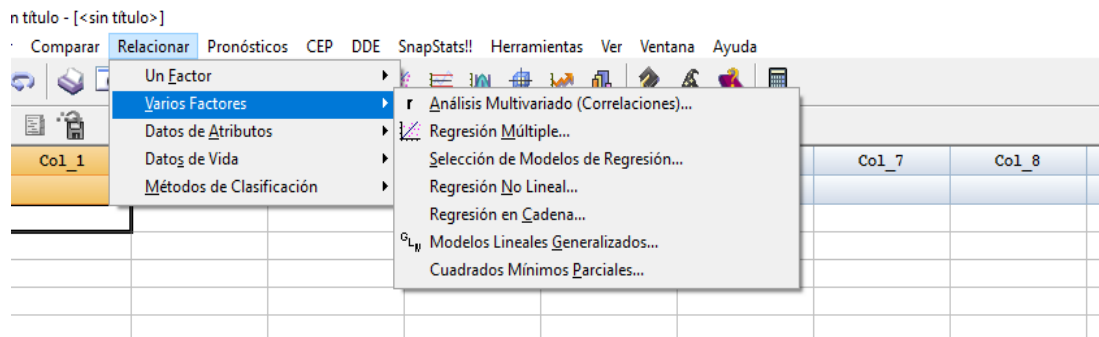
Los datos que van a analizarse mediante Statgraphics pueden introducirse de 3 distintos modos el primero directamente desde el teclado en la ventana de datos, el segundo es con archivos “.sgd “creados previamente en cualquier versión del programa y por último una gran cantidad de formatos externos que van desde código ASCII hasta XML, dentro de los más usados “.xls o .xlsx” de EXCEL, “.mat” de MATLAB, incluso en formato de los distintos paquetes comerciales estadísticos como se puede apreciar en la siguiente figura 2.18:





**Figura 2. 18** Algunos formatos de ingreso de datos a Statgraphics

Por último, en la figura 2.19 se muestran las herramientas que posee el programa para trabajos con multivariable en donde se resalta el análisis multivariado donde el programa, utilizando los datos suministrados, genera una serie de reportes de interés estadístico, donde se encuentran correlaciones parciales, covarianza, intervalos de confianza, gráfico de dispersión, matriz de correlación, entre otros.



**Figura 2. 19** Herramientas de trabajo multivariado del Statgraphics



## **CAPITULO III**

### **DESCRIPCIÓN DEL ÁREA DE ESTUDIO**

El presente trabajo se realizó con muestras de crudo provenientes de la empresa mixta PETROMONAGAS, en esta sección se encontrarán datos relevantes para la descripción de la misma.

#### **3.1 CUENCA ORIENTAL DE VENEZUELA**

La Cuenca Oriental de Venezuela es una depresión estructural ubicada en la región Centro-Este del país. Abarca los estados Guárico, Anzoátegui, Monagas y Delta Amacuro, llegando a extenderse hasta la Plataforma Deltaica y Sur de Trinidad, su superficie es aproximadamente 165.000 Km<sup>2</sup>, con una longitud de 800 Km en sentido Oeste-Este y un ancho promedio de 200 Km. Esta cuenca está limitada al Sur por el Río Orinoco, al Oeste por el levantamiento de El Baúl, al Norte por el cinturón Móvil de la Serranía del Interior central y oriental, y al Este se prolonga la Plataforma Deltaica. Las características estructurales más sobresalientes en la Cuenca Oriental de Venezuela son tres líneas de corrimiento subparalelas que las constituyen: a) el corrimiento frontal de Guárico, b) el corrimiento de Anaco y c) el sistema de corrimientos frontales de Anzoátegui y Monagas (González de J, 1980). La Cuenca Oriental se subdivide en tres subcuencas: Subcuenca de Guárico y Subcuenca de Maturín. Dentro de esta cuenca se encuentra la Faja Petrolífera del Orinoco, en la cual se produce petróleo pesado y extrapesado.

#### **3.2 FAJA PETROLÍFERA DEL ORINOCO**

La Faja del Orinoco o Faja Petrolífera del Orinoco, es un extenso campo petrolero de Venezuela, ubicado en la margen izquierda del río Orinoco, que tiene aproximadamente 650 Km. de Este a Oeste y unos 70 Km. de Norte a Sur, para un área total de 55.314 kilómetros cuadrados. Estos territorios comprenden parte de los estados Guárico, Anzoátegui, Monagas y Delta Amacuro. Las acumulaciones de hidrocarburos



van desde el Sureste de la ciudad de Calabozo, en Guárico, hasta la desembocadura del río Orinoco en el océano Atlántico., siendo considerada la acumulación más grande de petróleo pesado y extrapesado que existe en el mundo.

Está dividida en cuatro zonas de exploración y producción como se indica en la figura 3.1. De izquierda a derecha se tiene Boyacá (antiguamente conocida como Machete) con reservas estimadas de 489.000 millones de barriles, Junín (antes Zuata) con 557.000 millones de barriles, Ayacucho (Hamaca) con 87.000 millones de barriles y Carabobo (conocida como Cerro Negro) 227.000 millones de barriles para un total de 1,36 billones de barriles, el área actual de exploraciones es de 11593Km<sup>2</sup>., además de aproximadamente 1.800Km<sup>2</sup> en fase de Desarrollo de nuevos Negocios. (Martorano, P.2008) “Plan de Desarrollo y Estrategia de Negocios de la Faja Petrolífera del Orinoco”.

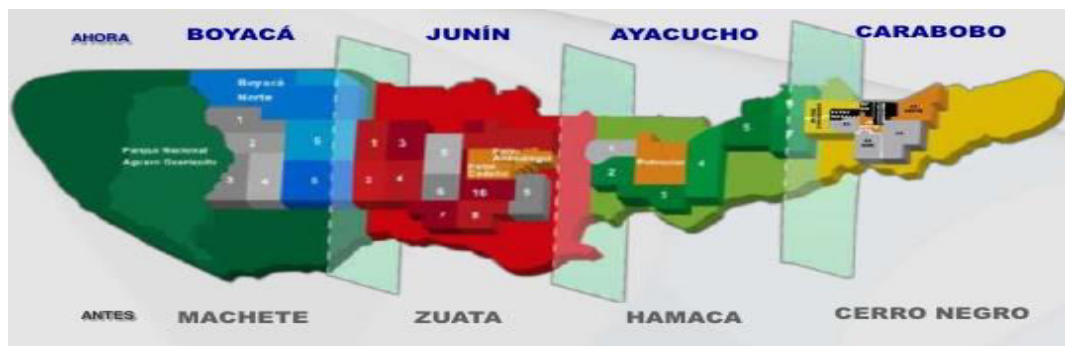


Figura 3. 1 Faja petrolífera del Orinoco y sus divisiones

### 3.3 CAMPO CERRO NEGRO

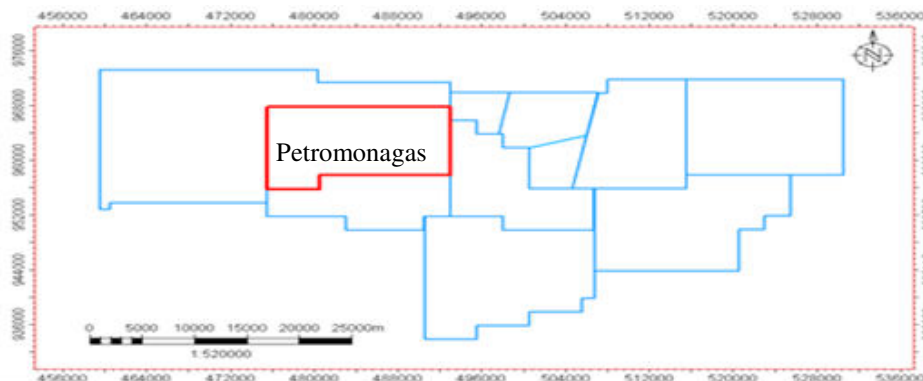


Figura 3. 2 Ubicación de Petromonagas dentro del Bloque Carabobo.



El área del bloque Carabobo cubre una extensión de 7100 Km<sup>2</sup>, El área asignada a Petromonagas está ubicada al norte del bloque Carabobo de la Faja Petrolífera del Orinoco como se observa en la figura 3.2; tiene una superficie aproximada de 184,86 km<sup>2</sup>, Limita hacia el oeste y norte con el área de Petrocarabobo, al este con el área del Distrito Morichal y Petrovictoria, y al sur con Petroindependencia. El campo Cerro Negro asignado a la empresa de Petromonagas, se define por poseer grandes acumulaciones de crudo extra pesado. A continuación, se exponen en la tabla 3 algunos valores referenciales del bloque Carabobo:

| <b>Parámetro</b>                              | <b>Valores promedios</b> |
|---|--------------------------|
| Profundidad                                   | 1000 – 3500 pies         |
| Espesor de arena                              | 20 -300 pies             |
| Porosidad                                     | 31 %                     |
| Permeabilidad, K                              | 8,420 Md                 |
| Presión                                       | 900 -1450 lpc            |
| Temperatura                                   | 54,5 °C (130 °F)         |
| °API  | 7,8 – 12 °API            |
| Viscosidad                                    | 2000 – 20000 Cst @ 122°F |
| Relación gas petróleo inicial (Rsi)           | 100 PCN/ BN              |
| Factor volumétrico del petróleo ( $\beta_o$ ) | 1,05 – 1,085 BY/BN       |
| Saturación de petróleo, $S_o$                 | 0,88                     |
| Saturación de agua, $S_w$                     | 0,12                     |

**Tabla 3.** Valores referenciales para el área del bloque Carabobo



## CAPITULO IV

### MARCO METODOLÓGICO

Una investigación puede definirse como un esfuerzo que se emprende para resolver un problema, claro está, un problema de conocimiento (Sabino, 2002). También se puede definir la investigación como una actividad encaminada a la solución de problemas. Su objetivo consiste en hallar respuestas a preguntas mediante el empleo de procesos científicos (Cervo y Bervian, 1989). Para el desarrollo de este TEG se presenta una investigación descriptiva la cual consiste en la caracterización de un hecho, fenómeno, individuo o grupo, con el fin de establecer su estructura o comportamiento. Los resultados de este tipo de investigación se ubican en un nivel intermedio en cuanto a la profundidad de los conocimientos se refiere. (Arias, 2012). Por la finalidad del TEG se tiene que el mismo es de tipo correlativo ya que su objetivo principal es determinar el grado de relación o asociación (no causal) existente entre dos o más variables. En estos estudios, primero se miden las variables y luego, mediante pruebas de hipótesis correlacionales y la aplicación de técnicas estadísticas, se estima la correlación. Aunque la investigación correlacional no establece de forma directa relaciones causales, puede aportar indicios sobre las posibles causas de un fenómeno (Arias, 2012). La utilidad y el propósito principal de los estudios correlacionales es saber cómo se puede comportar un concepto o variable conociendo el comportamiento de otras variables relacionadas. Es decir, intentar predecir el valor aproximado que tendrá una variable en un grupo de individuos, a partir del valor obtenido en la variable o variables relacionadas. (Hernández, Fernández y Baptista, 2010). Una vez definido el tipo de investigación se procederá a establecer y desglosar el esquema de trabajo que se precisó para lograr el objetivo inicialmente planteado y mostrado en la figura 4.1. Como toda investigación se comenzó con una revisión bibliográfica, luego una familiarización y puesta a punto de los equipos a utilizar, seguidamente se realizaron las mediciones de los parámetros involucrados, consecutivamente se realiza una validación y/o descarte de datos, para proseguir con el aprendizaje de la herramienta



estadística y posterior generación de la correlación deseada, una vez obtenida la correlación, comparar los valores ofrecidos por ésta con los valores obtenidos experimentalmente, de obtener resultados positivos se finaliza con la discusión de resultados y exposición de conclusiones.

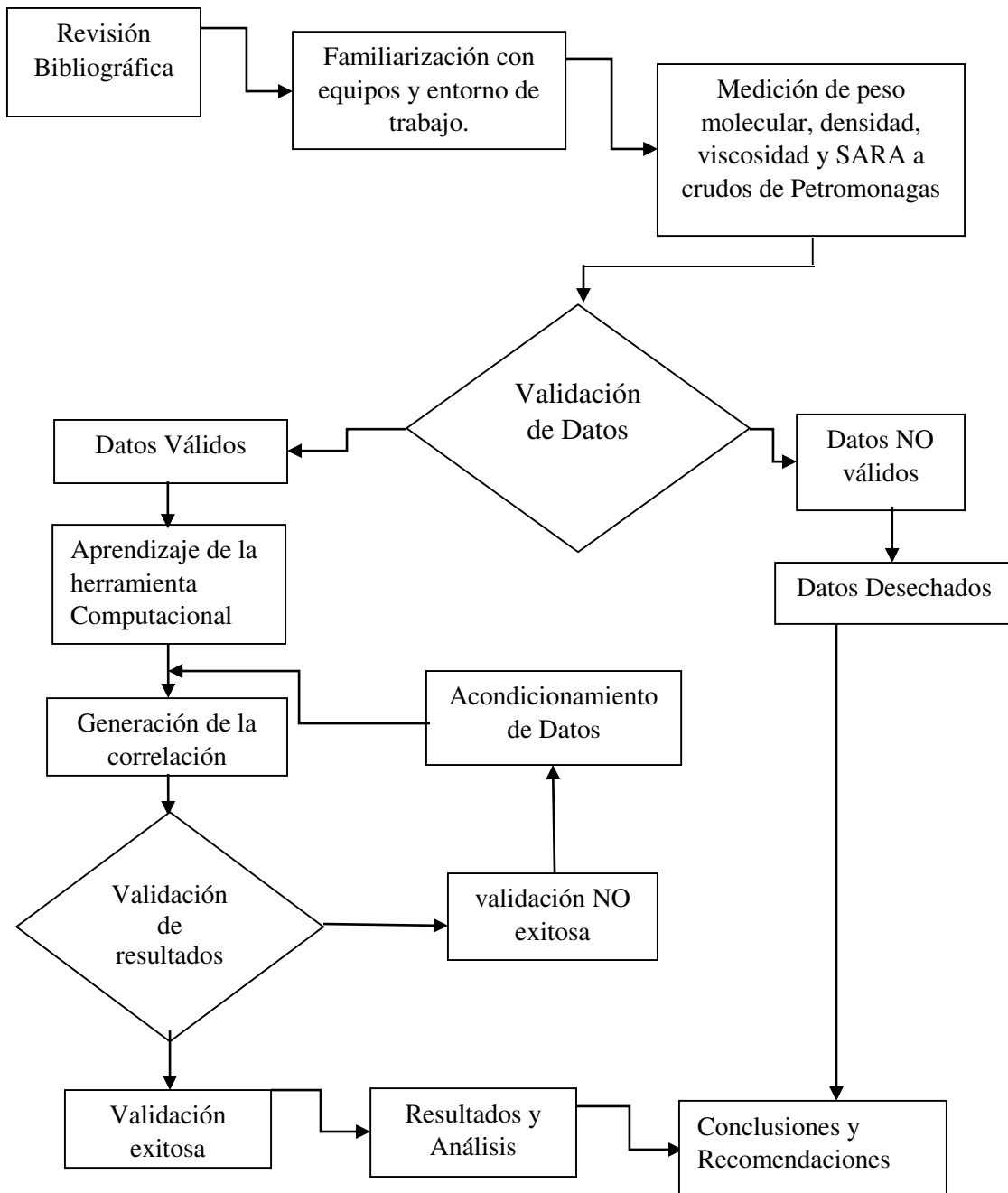


Figura 4. 1. Esquema para la metodología



#### 4.1 REVISIÓN BIBLIOGRÁFICA

Se realizó una búsqueda continua de artículos, libros y TEG sobre correlaciones para viscosidad de crudo muerto en las distintas bibliotecas virtuales y físicas disponibles en las instituciones donde se efectuó este trabajo, entre ellas se tienen la Biblioteca de Química y Petróleo ubicada en la Facultad de Ingeniería Química de la Universidad Central de Venezuela y su base de datos digital **SABER UCV**. Por otra parte, en las instalaciones de PDVSA INTEVEP se continuó la búsqueda en Centro de Información Técnica (**CIT**) y a través de la intranet de PDVSA mediante el Servicio de Información Técnica y Documentación del Ministerio del Poder Popular para la Energía y Petróleo, PDVSA y Pequiven. (**RIPPET**) por las diferentes bases de datos que allí se encuentran, el filtro utilizado para la búsqueda fue “correlation + viscosity + crude + oil + dead” arrojando más de 80000 artículos con estas palabras en su interior por lo cual fue necesario aplicar nuevos filtros de búsqueda dejando como resultado un total de artículos 87 artículos siendo la base de dato **One Petro** la que aportó mayor número de publicaciones y quedando distribuidos según la base de datos de la siguiente manera expresada en la figura 4.2:

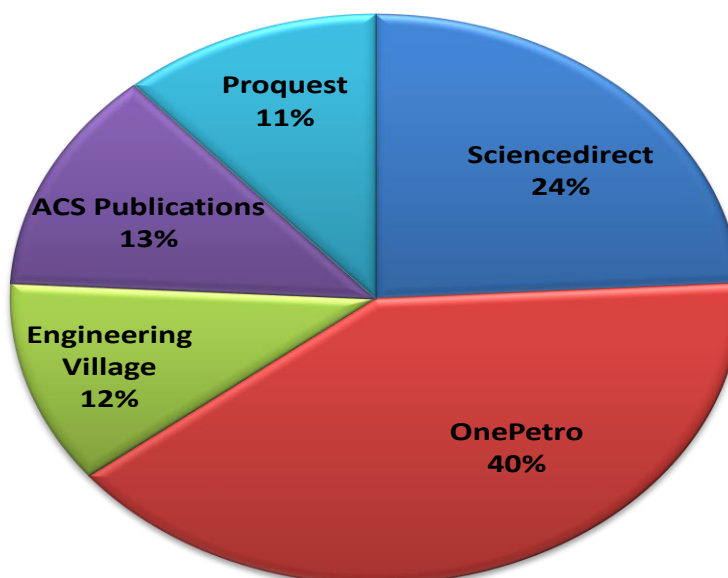
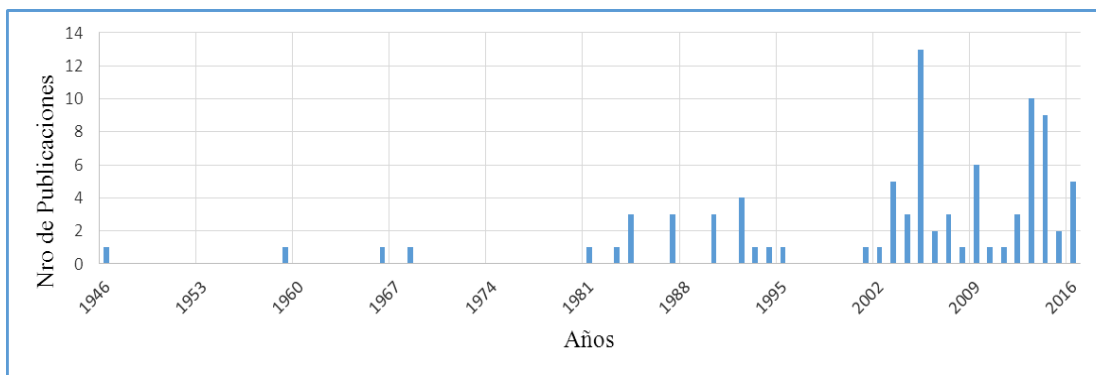


Figura 4. 2. Distribución de artículos encontrados en la web



Con el fin de crear una base de datos con los artículos seleccionados también se puede tener a la mano la distribución por año de los 87 artículos seleccionados desde el primero en 1946 (Beal, 1946) hasta la fecha. En el gráfico 4.3 se puede observar que la mayoría de los trabajos enfocados en esta área se concentran a partir del año 2002.



**Figura 4. 3.** Distribución por año de los artículos consultados

Aunado a esto también se contó con la revisión de notas e informes técnicos generados en PDVSA INTEVEP, pero por razones de confidencialidad no pueden ser reseñadas en este trabajo.

## 4.2 FAMILIARIZACIÓN CON LOS EQUIPOS Y AMBIENTE DE TRABAJO

Esta etapa de la metodología consistió principalmente en leer el manual de funcionamiento de los equipos a utilizar, así como realizar mediciones bajo la tutela del personal encargado de cada uno de los equipos. A la par de realizar cursos asociados a seguridad en laboratorio y manejo de sustancias tóxicas como benceno, xileno y tolueno que posteriormente se utilizarían como solvente para realizar las mediciones.

## 4.3 MEDICIONES

Para realizar las mediciones se contó con un conjunto de 30 muestras provenientes de miembro Morichal Inferior en el campo Cerro Negro en el área perteneciente a la Empresa Mixta PETROMONAGAS, dichas muestras fueron tomadas en las áreas de producción de la zona y de pozos estratégicamente seleccionados en busca de que las mismas fueran la mejor representación de la zona de estudio. Por razones de





confidencialidad no se pueden citar los pozos muestreados sin embargo se cuenta con la distribución espacial de las macollas que contienen los 30 pozos antes mencionados.

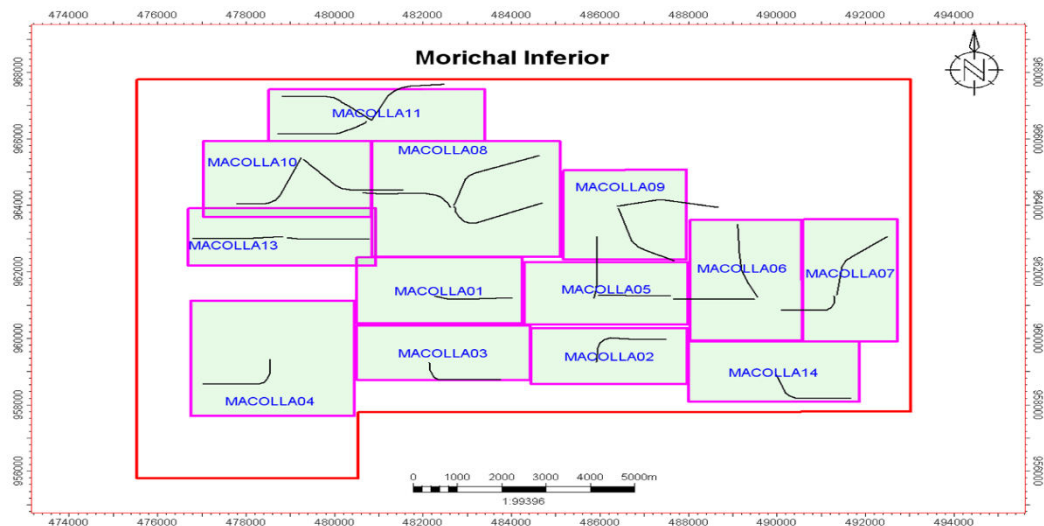


Figura 4. 4. Distribución espacial de macollas muestreadas

### 4.3.1 ANÁLISIS SARA

Para estas mediciones se tomaron 30 viales (envases de vidrios) con 2 gr c/u de cada una de las muestras a trabajar. Posteriormente fueron enviadas a la Gerencia Química Analítica de PDVSA INTEVEP Los Teques en el laboratorio de Cromatografía líquida para la determinación de hidrocarburos saturados, aromáticos, resinas y asfaltenos por TLC/FID bajo la norma interna STQA-IT-406.

#### 4.3.1.1 DESCRIPCIÓN DEL MÉTODO SEGÚN LA NORMA

El análisis SARA (Saturados, Aromáticos, Resinas, Asfaltenos) se realiza normalmente en fracciones pesadas (residuos atmosféricos o de vacío, destilados de vacío) con una doble finalidad:

- El conocimiento de las cantidades ponderadas de los cuatro tipos de compuestos, que supone una importante información para el refino.
- La preparación de fracciones para la realizar un análisis posterior de las mismas

Esta separación de tipos de compuestos se realiza en varias etapas:



La cromatografía líquida está precedida por una precipitación de los asfaltenos, posteriormente se aplica la cromatografía a los maltenos. La separación entre hidrocarburos saturados y aromáticos no plantea ningún problema, debido a su diferente carácter químico, al revés de lo que ocurre entre hidrocarburos aromáticos y resinas. En efecto, estas últimas son también muy aromáticas y se distinguen más bien por su alto contenido en heteroelementos (lo que justifica las expresiones anglosajonas “*polar compounds* o *N.S.O compounds*” también utilizados para referirse a las resinas).

En el cromatograma no aparece una división neta entre los aromáticos y las resinas y el rendimiento de cada una de las fracciones dependerá de su respectivo volumen de retención, que dependerá a su vez del adsorbente elegido y del poder de elución de los disolventes. Al no disponer actualmente de normas precisas para este método, existe gran diversidad, así como comparaciones aleatorias entre diferentes laboratorios. Sin embargo, para un mismo equipo de trabajo y con las variables cromatográficas fijas, los análisis SARA se realizan muy a menudo para caracterizar cargas pesadas o hacer un seguimiento de su conversión.

Sin entrar en el detalle del método cromatográfico, indicaremos solamente que se puede realizar una separación SARA (por la eliminación previa de los asfaltenos) mediante una columna mixta de sílice seguida de alumina. La elución de los hidrocarburos saturados se realiza con n-heptano y tolueno, y las resinas con una mezcla de diclorometano, tolueno y metanol.

#### **4.3.2 DENSIDAD Y °API**

Las mediciones de densidad y °API para c/u de las muestras se realizó de la siguiente manera. Se introdujo aproximadamente 4 ml de muestra en una jeringa la cual posteriormente se llevó a una estufa a la temperatura de 50 °C esto con la finalidad de disminuir su viscosidad y realizar fácilmente las mediciones de densidad las cuales se realizaron con el densímetro digital DMA 4500 M de la marca Anton Paar el cual presenta una precisión de 0,05 kg/m<sup>3</sup>, un rango de medición de 0 kg/m<sup>3</sup> a 3000 kg/m<sup>3</sup> y un rango de temperatura de 0 °C a +95 °C, El software del DMA 4500 M ofrece



funciones que automáticamente convierten la densidad de las muestras de petróleo a cualquier temperatura en gravedad API, gravedad específica o densidad a 15 °C. El sistema de medición se basa en las normas **ASTM D5002-99 (2010)** y la **ISO 12185:1996** los cuales describen métodos estándar de ensayo para la determinación de la densidad en la industria del petróleo.



**Figura 4. 5.** Densímetro Anton Paar D 4500 M

El proceso de medición se repitió un mínimo de 5 veces para cada muestra y con la ayuda de una hoja Excel se calculó el promedio el cual es finalmente el resultado a reportar: la densidad y °API a 15.5 °C (60°F). En la siguiente tabla 4.6 se muestra una de las 30 mediciones que se realizaron para el caso de la densidad.

| muestra  | t     | densidad @t | densidad @60°F | GE @ 60°F | °API @60°F | dH2O     |
|----------|-------|-------------|----------------|-----------|------------|----------|
| Crudo 14 | 50,00 | 0,98474     | 1,00589        | 1,00688   | 9,03       | 0,999017 |
|          | 50,00 | 0,98477     | 1,00592        | 1,00691   | 9,03       | 0,999017 |
|          | 50,00 | 0,98464     | 1,0058         | 1,00679   | 9,05       | 0,999017 |
|          | 50,00 | 0,98472     | 1,00587        | 1,00686   | 9,04       | 0,999017 |
|          | 50,00 | 0,98472     | 1,00588        | 1,00687   | 9,04       | 0,999017 |
| PROMEDIO |       |             | 1,005872       | 1,00686   | 9,04       | 0,999017 |

**Figura 4. 6.** Medición de densidad y °API

### 4.3.3 PESO MOLECULAR

Para el caso del peso molecular una de las limitaciones de este TEG, no se logró contar con acceso a otra técnica distinta a la crioscopía durante el período asignado para la realización de esta investigación. Para llevar a cabo las mediciones se contó con el



equipo **CRYETTE WR 5009** de la compañía Precision Systems, Inc. El equipo brinda la posibilidad de trabajar con distintos solventes tales como agua, benceno, xileno, ciclo hexano y dimetilsulfóxido entre otros y basa sus mediciones de peso molecular en la técnica de crioscopia sustentada en el descenso crioscópico.

#### 4.3.3.2 CALIBRACIÓN DEL EQUIPO

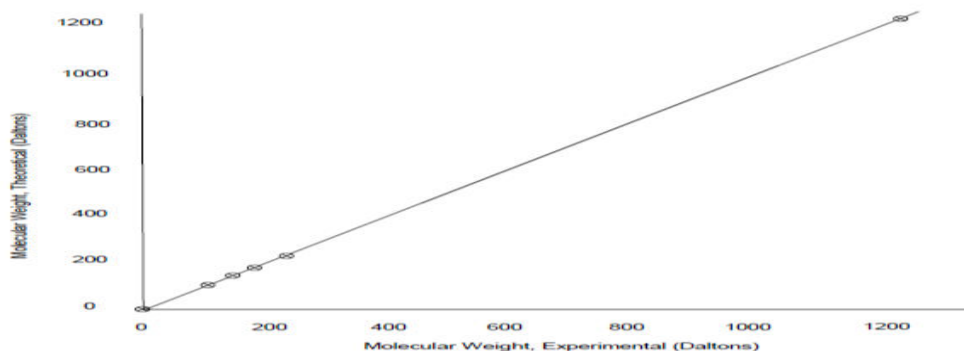
Una vez verificada la crioscopia como método válido para la obtención del peso molecular de las muestras, se procedió a realizar la calibración del equipo para la utilización del benceno como solvente.



**Figura 4. 7.** Equipo Cryette WR 5009

#### 4.3.3.3 MATRIZ EXPERIMENTAL

Como se mencionó anteriormente hasta ahora el método de crioscopia no está sujeto a ninguna norma internacional, por lo que fue necesario obtener una matriz de trabajo para realizar las mediciones de las 30 muestras. Para ello se contó con información suministrada por la empresa fabricante del equipo, quien recalcó que para crudos pesados y extrapesados el equipo como valor de lectura debe necesariamente reportar un valor dentro de un rango de (900 y 1100) para poder tomar los resultados como reales y poder certificar que las mediciones realizadas están dentro de la curva de calibración del equipo el cual es la siguiente



**Figura 4. 8.** Curva de calibración del equipo cryette wr 5009

Luego de tener esta indicación como regla, se procedió a tratar de encontrar las relaciones entre soluto y solvente, para así garantizar las respuestas del equipo dentro del rango requerido:

1. Cuando no se tenga un estimado del peso molecular de la muestra, experimentalmente se sabe que utilizando 2,9 gr de muestra con 3,2 gr de benceno el equipo ofrece una lectura cuyo % de error ronda de 10 a 15 % del valor real de PM.
2. Si se tiene un peso molecular estimado o realizado el paso anterior, se puede utilizar la siguiente relación de pesos entre muestra y benceno.

| PM estimado | Relación de pesos |
|-------------|-------------------|
| 300         | 17,1              |
| 400         | 12,8              |
| 500         | 10,2              |
| 600         | 8,5               |
| 700         | 7,3               |
| 800         | 6,4               |
| 900         | 5,7               |
| 1000        | 5,1               |

**Tabla 4.** Relación soluto solvente para medir peso molecular



#### 4.3.3.4 MEDICIÓN DE PESO MOLECULAR

El proceso de medición para cada una de las muestras se llevó a cabo de la siguiente manera:

1. Se tomó un vial (envase de vidrio) con su respectiva tapa de goma y se determinó el peso de ambos, luego se tara su peso en gr en la balanza digital.
2. Posteriormente se procede a introducir dentro del vial y medir la cantidad de muestra de crudo a utilizar colocando como única restricción un límite inferior de 2,7 gr de muestra (este límite debido a que el equipo para la medición de peso molecular necesita 2,5 ml de solución).
3. Se tara nuevamente el peso de muestra + (vial y goma), una vez conocido el peso de la muestra se procede a utilizar la tabla 4 para conocer el peso de benceno que se debe utilizar en la solución a medir.
4. Conociendo esto y utilizando los Equipos de Protección Personal requeridos para trabajar con una sustancia tóxica como el benceno, mediante la ayuda de una pipeta y propipeta se procede a medir la cantidad de benceno requerida con la mayor precisión en el menor tiempo posible. Cuando se haya alcanzado el peso requerido se procede a tapar el vial con la tapa de goma y se repite la medición del peso total para corroborar que no haya ocurrido evaporación del benceno.
5. Se procede a mezclar el benceno y la muestra hasta que se todo el crudo se diluya en el benceno.
6. Diluido el crudo, se procede a tomar aproximadamente 2,5 ml de solución y colocarlos en los tubos de prueba del equipo para realizar la medición.
7. Una vez ofrecida una lectura de diferencia en el punto de congelación, se procede a calcular el peso molecular como se explicó previamente por medio de la **ecuación 12**. En la siguiente tabla se tiene el cálculo del peso molecular de una muestra problema.



|                       | Masa<br>(gr) | Lectura<br>del<br>equipo | PM(gr/grmol)  |
|-----------------------|--------------|--------------------------|---------------|
| <b>Muestra<br/>30</b> | 0,3116       | 949                      |               |
| <b>Benceno</b>        | 3,4042       |                          | <b>493,82</b> |

**Tabla 5.** Cálculo típico de peso molecular

#### 4.3.4 VISCOSIDAD

Para las medidas de viscosidad de crudo muerto se buscó abarcar todo el rango de temperatura que se observa en las arenas de Morichal Inferior, la cual oscila entre los 52 °C (125,7 °F) y los 58 °C (136,5 °F) datos suministrados por geólogos de la empresa mixta. Para ello se procedió a medir viscosidades a cada una de las muestras a las temperaturas de 50 °C (122,1 °F), 55 °C (131,1°F) y 60 °C (140,1 °F) y un rango en tasa de corte que fue desde 0 1/s hasta 120 1/s. Para ello se utilizó el viscosímetro rotacional Haake rv 30 el cual consta de un software Haake el cual permite cambiar parámetros de medición como tasas de corte y temperatura, cilindros concéntricos con el cual realiza la medición y proporciona resultados de viscosidad de crudo muerto en Cp en función de la temperatura y tasa de corte de forma física, mediante una impresora adaptada al sistema o de forma digital en el monitor del computador. Como se muestra en la figura 4.9.



**Figura 4. 9.** Sistema integrado del viscosímetro utilizado (Haake Rv 30)

Explicado anteriormente el efecto de la temperatura sobre la viscosidad, se realizó la siguiente secuencia para minimizar el error de este parámetro en medición a cada una de las muestras a las distintas temperaturas de trabajo:



1. Se colocó la cantidad de muestra necesaria para medir en el cilindro de medición y posteriormente se introduce en un horno el cual se posicionó siempre 2 °C por encima de la temperatura de medición hasta que la muestra se encontrara a la temperatura del horno esto con la ayuda de un termómetro.
2. Una vez alcanzada la temperatura de 2° por encima de la medición se saca del horno y se sitúan los cilindros concéntricos en el equipo y con el termómetro se constata que la muestra esté a la temperatura de medición.
3. Aclimatada la muestra a la temperatura de medición, se aplica el ajuste de cero en esfuerzo al equipo y se procede a realizar la medición. Cabe resaltar que la temperatura de la muestra se mantiene durante el proceso gracias al baño de María recirculante que posee el equipo.

#### 4.4 VALIDACIÓN DE DATOS EXPERIMENTALES

La validación de datos consistió en primera instancia en buscar comportamientos anómalos o fuera de la tendencia teórica para los casos de peso molecular y análisis SARA al ser resultados absolutos se toman como valores válidos. Por otra parte, los valores de ° API al ser un promedio de mediciones igualmente se computan como válidos.

##### 4.4.1 VALIDACIÓN DE MEDICIÓN DE VISCOSIDAD

Para los datos de viscosidad en primer lugar como se muestra en la figura 4.10, se graficó para cada muestra viscosidades versus temperatura a una tasa de corte de 201/s.

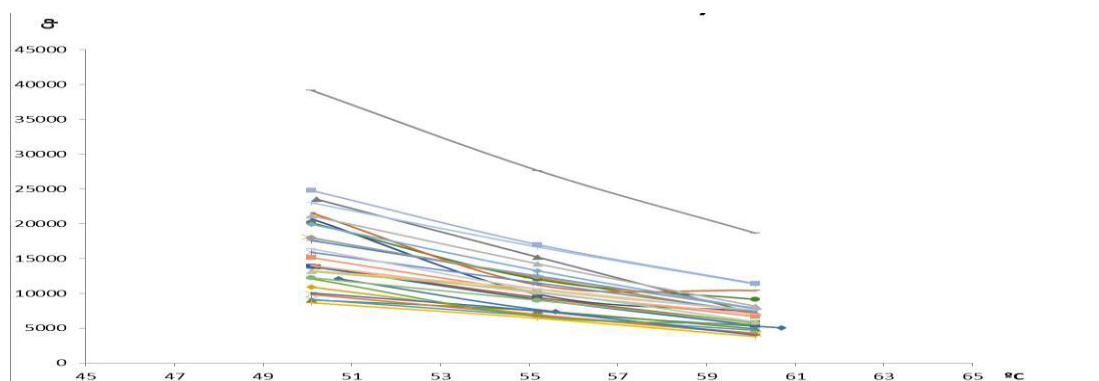


Figura 4. 10. Comportamiento general de las viscosidades medidas.



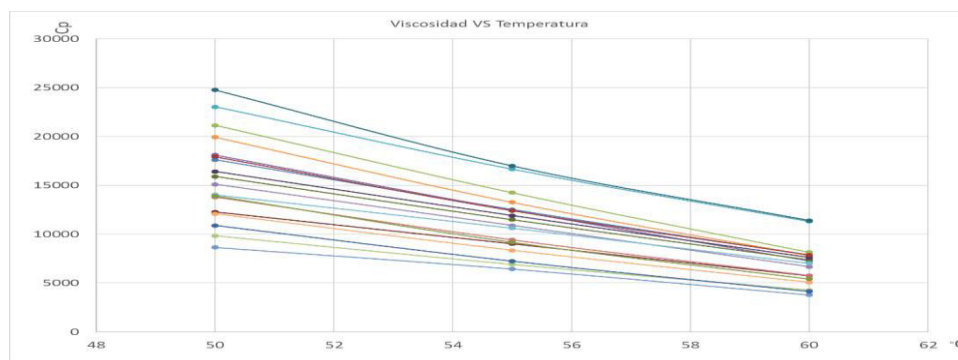


Mediante el grafico anterior se logró identificar 9 muestras con comportamiento anómalo, por lo que se tuvo que pensar en posibles causas de ésta tendencia anómala: la primera se refiere a la posibilidad de una emulsión de agua en crudo por consiguiente, de confirmarse esta hipótesis, éstas muestras deben ser descartadas para los fines de este TEG, la segunda posible razón se especuló que para el momento de la medición, las muestras se encontraban fuera de la temperatura de medición, pero debido al cuidado que se tomó en este aspecto se procedió como primera acción realizar la prueba de porcentaje de agua y sedimento por el método de la centrifuga al total de las muestras la cual validó la primera hipótesis el comportamiento de 8 de las 9 muestras con tendencia fuera de lo esperado se debe a una emulsión de agua en crudo como se puede evidenciar en la figura 4.11.



**Figura 4. 11.** Separación del agua emulsionada en crudo por centrifugación.

Realizando esta comprobación se procedió a realizar la verificación de la medición de la muestra con tendencia no teórica logrando detectar la medición errónea y con esto obtener la tendencia teórica esperada mostrada en la figura 4.12.



**Figura 4. 12.** Tendencia de las muestras validadas



Finalizada esta comprobación se tiene que para la culminación del estudio se cuenta con un total de 22 muestras.

#### **4.5 APRENDIZAJE DE LA HERRAMIENTA COMPUTACIONAL**

Inicialmente se planificó realizar el modelado de la ecuación de correlación mediante la herramienta MATLAB, lamentablemente no se contó con una licencia activa para la realización de este. Por lo que se tuvo que migrar a otra herramienta en este caso se utilizó la herramienta STATGRAPHICS, con licencia activa para universidades en la UCV, por lo tanto, el desarrollo estadístico de este TEG se llevó a cabo en las instalaciones de ésta casa de estudios, el aprendizaje sobre el uso de este software estadístico se logró con el manual de usuario y tutoriales para cada una de sus funciones de fácil acceso en su página web. A la par de esto se contó con la orientación de profesores de estadística de FACES en la UCV.

#### **4.6 GENERACIÓN DE LA CORRELACIÓN**

Para el desarrollo de la ecuación de correlación se pensó un proceso progresivo de inclusión de variables que fue desde simples regresiones lineales hasta regresiones más complejas. Esta metodología de adición paulatina de variables también busca darle mayor practicidad a este TEG y dar como resultado 3 ecuaciones con aumento de complejidad según las variables que estas requieran a la par de ofrecer una reducción del error promedio a medida que aumente la complejidad de la ecuación. Inicialmente con un proceso de ajustes a las variables independientes, en la búsqueda de aumentar el índice de correlación entre éstas y la viscosidad y una vez obtenido este incremento en el coeficiente de correlación, generar ecuaciones paso a paso, incrementando las variables independientes y con el fin de mejorar las ecuaciones y disminuir el error promedio en la ecuación de correlación final. El primer paso de este proceso inicia con un análisis correlativo generando el diagrama de dispersión inicial, es decir, los datos experimentales sin ningún tipo de arreglo matemático el cual se muestra a continuación en la figura 4.13.

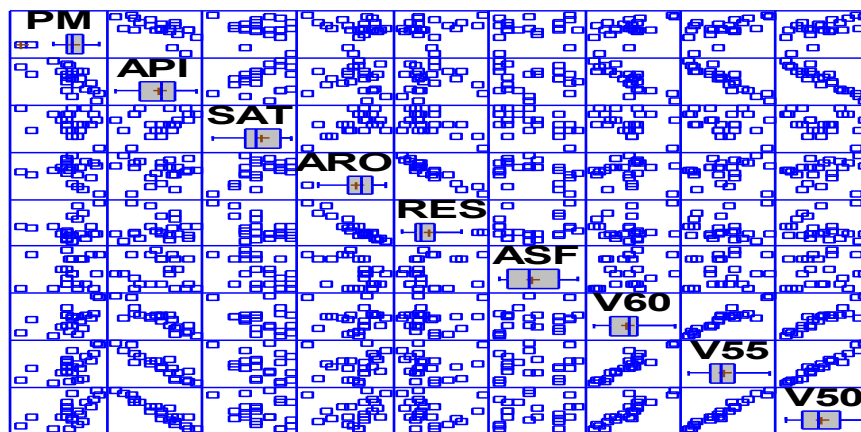


Figura 4. 13. Matriz de correlación inicial

|       | Vis60   | vis55   | vis50   | PM      | API     | SAT     | ARO     | RES     | ASF     |
|-------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|
| Vis60 | 1       | 0,9208  | 0,8891  | 0,5513  | -0,8536 | -0,3983 | -0,0873 | 0,0906  | 0,2500  |
| vis55 | 0,9208  | 1       | 0,9755  | 0,5867  | -0,9175 | -0,3663 | 0,0776  | -0,0468 | 0,1703  |
| vis50 | 0,8891  | 0,9755  | 1       | 0,5828  | -0,9390 | -0,2868 | 0,1596  | -0,1196 | 0,0999  |
| PM    | 0,5513  | 0,5867  | 0,5828  | 1       | -0,6168 | -0,2846 | -0,1716 | 0,1792  | 0,1559  |
| API   | -0,8536 | -0,9175 | -0,9390 | -0,6168 | 1       | 0,2780  | -0,0157 | -0,0239 | -0,0831 |
| SAT   | -0,3983 | -0,3663 | -0,2868 | -0,2846 | 0,2780  | 1       | 0,5680  | -0,5981 | -0,5413 |
| ARO   | -0,0873 | 0,0776  | 0,1596  | -0,1716 | -0,0157 | 0,5680  | 1       | -0,9461 | -0,4366 |
| RES   | 0,0906  | -0,0468 | -0,1196 | 0,1792  | -0,0239 | -0,5981 | -0,9461 | 1       | 0,1789  |
| ASF   | 0,2500  | 0,1703  | 0,0999  | 0,1559  | -0,0831 | -0,5413 | -0,4366 | 0,1789  | 1       |

Tabla 6. Coeficientes de correlación iniciales

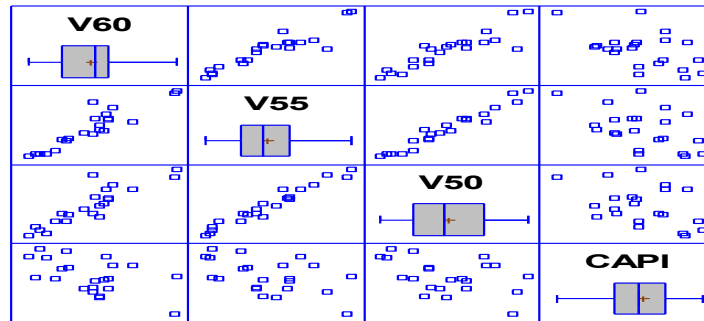
En la tabla 6. Se aprecia la buena relación entre las viscosidades y el peso molecular y la fuerte relación que presentan los °API con la viscosidad, sin embargo, se observa la poca o nula correlación que presentan los % en peso de las fracciones SARA con las viscosidades, siendo esto indicativo que es necesario indagar mas en la teoría, para saber si existe correlatividad con estas variables, y así poder acondicionar los datos de los % en peso de las fracciones SARA en búsqueda de favorecer este índice correlativo, con esto evitar caer en el error descrito por (K Salazar, 2008) en correlacionar algo cuando no tiene sentido práctico.

#### 4.6.1 ACONDICIONAMIENTO DE DATOS

Para el acondicionamiento de los datos en primer lugar se tiene como referencia los trabajos de (Al-Maamari, 2006) y su denominado parámetro CAPI y el posterior trabajo presentado por (A Bahadori; M Mahmoudi y A Nouri, 2014), quienes



combinaron los % de SARA con los °API en busca de mejorar la relación entre estos parámetros y la viscosidad, por ello se decidió comprobar esta combinación para los valores de trabajo. Realizada esta adecuación se tiene nuevamente el gráfico de dispersión y matriz de correlación entre este ajuste y los valores de viscosidad el cual queda de la siguiente manera como observa en la figura 4.14.



**Figura 4. 14.** Gráfico de dispersión CAPI y Viscosidad

|       | Vis60   | vis55   | vis50   | CAPI    |
|-------|---------|---------|---------|---------|
| Vis60 | 1       | 0,9208  | 0,8891  | -0,3172 |
| vis55 | 0,9208  | 1       | 0,9755  | -0,3962 |
| vis50 | 0,8891  | 0,9755  | 1       | -0,3295 |
| CAPI  | -0,3172 | -0,3962 | -0,3295 | 1       |

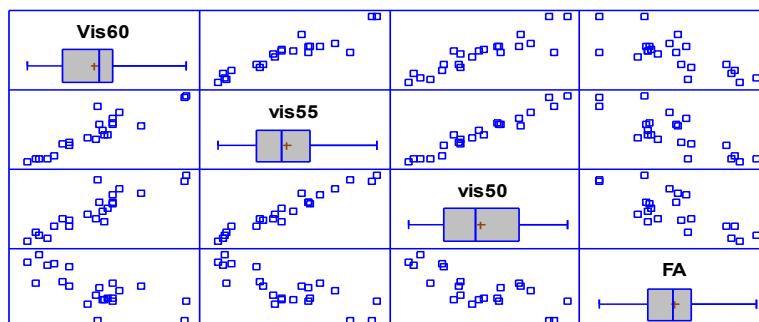
**Tabla 7.** Coeficientes de correlación viscosidades y CAPI

En la tabla 7. se observa que para nuestro estudio el factor CAPI ofrece un débil coeficiente de correlación con la variable de interés, por lo que se prosiguió en la búsqueda de otra posible solución.

Como segunda medida se trae a colación el trabajo titulado “Soluciones Geoquímicas a Problemas de Producción de Petróleo Pesado” por su traducción del inglés al español presentado por (B Bennett, M Fustic, H Huang y S R. Larter, 2010). Quienes infirieron que para los crudos pesados las fracciones de saturados y aromáticos tienen un mejor rendimiento como indicadores que las respuestas ofrecidas por las resinas y asfaltenos. Dicha respuesta es aún más consistente en crudos aromáticos como es nuestro caso, utilizando esta información y el artificio matemático expuesto en los trabajos anteriormente citados se decidió utilizarla para este TEG, la relación entre ellos es de



la siguiente forma  $^{\circ}\text{API} * (\text{SAT} / \text{SAT} + \text{ARO})$ . El análisis estadístico a esta nueva variable arrojó lo siguiente. Por simple practicidad a la hora de identificar las variables esta relación de  $^{\circ}\text{API}$ , saturados y aromáticos se denominó **Factor A (FA)**.



**Figura 4.15.** Matriz de Correlación FA y viscosidad

|       | Vis60   | vis55   | vis50   | FA      |
|-------|---------|---------|---------|---------|
| Vis60 | 1       | 0,9208  | 0,8891  | -0,7167 |
| vis55 | 0,9208  | 1       | 0,9755  | -0,6938 |
| vis50 | 0,8891  | 0,9755  | 1       | -0,7520 |
| FA    | -0,7167 | -0,6938 | -0,7520 | 1       |

**Tabla 8.** Coeficientes de correlación Viscosidades y FA

En la figura 4.15 se evidencia la tendencia correlativa entre las mediciones de viscosidad y el **FA**. Esto se corrobora con la tabla 8. la cual indica una fuerte correlación entre estas variables, por lo que desde este momento en adelante para la generación de la correlación se utilizará como variable independiente el **FA**, relación que sirve de nuevo parámetro correlativo.

#### 4.6.2 CORRELACIÓN EN FUNCIÓN DE $^{\circ}\text{API}$ Y TEMPERATURA

Contando ya con una fuerte correlación entre las variables se procede a generar la primera ecuación de correlación para viscosidad, utilizando las variables  $^{\circ}\text{API}$  y temperatura, tradicionalmente utilizadas para este tipo de correlaciones. En el proceso de generar esta primera ecuación de correlación y al igual que la estructura general se inicia con una correlación lineal la cual fue de la forma:

$$\mu_{od} = a + b * \text{API} + c * T$$

**Ecuación 15.**

Históricamente este tipo de correlación sencilla presenta un error promedio absoluto elevado, sin embargo, matemáticamente muestra un  $R^2$  cercano a uno (1) lo que es sinónimo de que mediante arreglos matemáticos a las variables se puede obtener un error promedio absoluto aceptable. el arreglo matemático propuesto es el logaritmo de la viscosidad ( $\text{LOG}_{10}(\mu_{od})$ ) esta es la solución numérica mas utilizada por los diferentes autores de correlación para viscosidad de crudo muerto, debido a que el logaritmo es un medio de simplificación de cálculos, es decir, permite escribir un número real positivo como 10 elevado a una potencia t, por lo cual los estudios estadísticos se centrarían en encontrar la relación entre las variables de tal forma que se reproduzca el valor de t para cada valor de viscosidad. Realizado este ajuste matemático se procedió a realizar nuevamente la correlación de los datos quedando la siguiente estructura:

$$\mu_{od} = 10^{(a+b*API+c*T)}$$

**Ecuación 16.**

Con esta estructura y tomando en cuenta los trabajos revisados se espera una significativa reducción del error promedio y que matemáticamente se mantenga el  $R^2$  cercano a uno (1). Por lo cual se tiene esta ecuación como modelo base para la realización de la correlación final.

**4.6.3 INCLUSIÓN DE PESO MOLECULAR**

Continuando con lo antes expuesto se busca incluir la variable de peso molecular a la ecuación antes obtenida, esto fundamentalmente porque es un parámetro de fácil acceso a través de cualquier análisis PVT realizado a las muestras de crudo. Para la adición de este parámetro se debe tomar en cuenta la **multicolinealidad**, que presenta esta variable con la variable °API, por lo cual ya la correlación no puede realizarse de la misma forma que la ecuación 16, puesto que conduciría a estimaciones imprecisas y contrario a lo que se quiere, esto aumentaría el error promedio. Debido a esta multicolinealidad se debe utilizar la técnica estadística de **regresión en cadena** ya que



este procedimiento puede reducir la variabilidad de los coeficientes estimados y da un modelo más estable e interpretable. La adición a la ecuación 16 de esta variable llevó un laborioso proceso en la búsqueda de la combinación de ésta con las variables de tal manera que, la ecuación resultante disminuyera el error de predicción de la anterior 16. Ya encontrada la combinación adecuada la segunda ecuación para la viscosidad desarrollada en este TEG quedó de la siguiente manera:

$$\mu_{od} = 10^{(a+b*API*PM^{0.1}+c*T+d*API^2)}$$

**Ecuación 17.**

Con esta regresión se espera que disminuya el error promedio a la par de aumentar el  $R^2$ .

#### 4.6.4 INCLUSIÓN DEL FACTOR A (FA)

De igual manera que en el caso anterior se incluye el FA con la técnica de **regresión en cadena**, recordando que en este parámetro ya están incluidos los °API de las muestras. Se incluye de último en la ecuación debido a que necesita de valores de SARA, el cual es un estudio que es menos frecuente encontrar en cualquier reporte de muestras, su inclusión en la ecuación fue más sencilla que el peso molecular debido a la fuerte correlación que presenta este parámetro con la viscosidad con esto la ecuación final queda de la siguiente manera:

$$\mu_{od} = 10^{(a+b*API*PM^{0.1}+c*T+d*API^2*FA)}$$

**Ecuación 18.**

#### 4.7 COMPARACIÓN CON CORRELACIONES PUBLICADAS

Una vez obtenida la correlación final se procederá a comparar con las correlaciones ya existentes de dos formas la primera comparar el desempeño de 10 correlaciones publicadas por diversos autores con los datos de trabajo y otra comparación utilizando el error promedio publicado por cada autor sobre su correlación en este caso se tomarán en cuenta todas las correlaciones obtenidas mediante la revisión bibliográfica.



## CAPITULO V

## RESULTADOS Y DISCUSIÓN

En este capítulo se presentan los resultados obtenidos y el análisis de éstos, en la realización de este trabajo especial de grado de acuerdo a la metodología explicada en el capítulo anterior.

## 5.1 MEDICIONES DE LAS VARIABLES

En esta sección se presentarán los resultados utilizando un cuadro con valores mínimos y máximos de trabajo para cada parámetro.

| PARÁMETROS                | RANGOS<br>(mínimo – máximo) |
|---------------------------|-----------------------------|
| % saturados               | (3.00 – 10.00) ± 2          |
| % aromáticos              | (29.00 – 56.00) ± 2         |
| % resinas                 | (27.00 – 53.00) ± 6         |
| % asfaltenos              | (7.00 – 16.00) ± 4          |
| °API                      | (7,92 - 9,51)               |
| peso molecular (gr/grmol) | (438 - 566)                 |
| viscosidad (Cp)           | ( 3767 – 39130)             |
| temperatura °C            | (50 – 60)                   |

**Tabla 9.** Rango de los parámetros utilizados en la correlación

## 5.2 CORRELACIONES DE VISCOSIDAD PARA CRUDO MUERTO

Como se describió en el capítulo anterior la metodología utilizada para la realización de este TEG buscaba generar progresivamente una ecuación de correlación y mediante la incorporación de nuevas variables y reducir el error de predicción de la ecuación final.





### 5.2.1 PRIMERA CORRELACIÓN

La primera de estas ecuaciones se realizó de manera sencilla para ello se buscó la linealidad de las variables y a través de la regresión lineal multivariable se obtuvo una primera ecuación la cual fue la siguiente:

$$\mu_{od} = 10^{(8,67517-0,0362133*T-0,300086*API)}$$

#### Ecuación 19.

Donde

$\mu_{od}$ : viscosidad de crudo muerto en Cp

T: temperatura en °C

API: °API

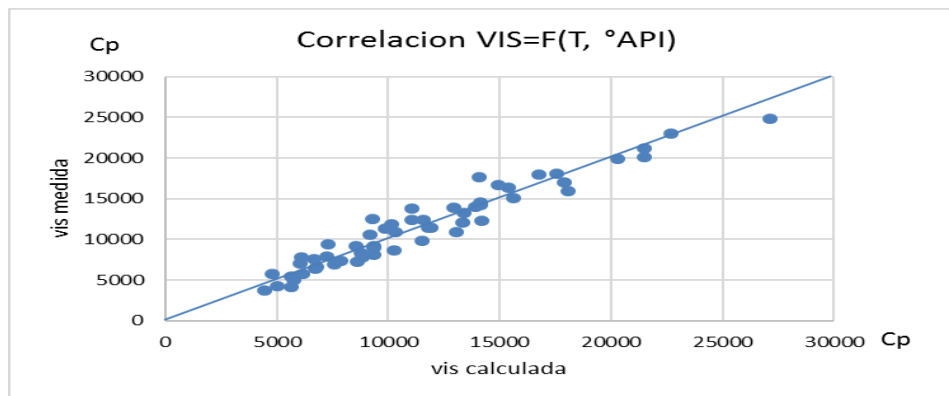
Esta ecuación a nivel estadístico presentó los siguientes valores:

R-Cuadrada = 91,78 %

R-Cuadrada (ajustada por grados de libertad) = 91,47 %

Error promedio absoluto = 10,29 %.

El estadístico R-Cuadrada indica que el modelo, así ajustado, explica 91,78% de la variable  $\mu_{od}$  (viscosidad). El estadístico R-Cuadrada ajustada por grados de libertad, que es más adecuado para comparar modelos con diferente número de variables independientes es de 91,47 % y el error absoluto medio de 10,29 %.



**Figura 5. 1.** Gráfico de valores calculados vs valores medidos experimentalmente.

En la figura 5.1 se muestra los valores de viscosidad generados por la ecuación 19. En el eje de las abscisas y los valores de viscosidad medidos en el eje de las ordenadas. En



la figura también se observa la línea de cero errores promedios absolutos y como se puede apreciar la correlación presenta un buen ajuste, sin embargo, se observan puntos con relativa distancia de dicha línea, los cuales aumentan el promedio de error, esto también es de esperar debido a la sencillez con la que se obtuvo la correlación, no obstante, presenta un error en cálculo muy ajustado comparado con otras correlaciones de su forma mas elaboradas. La distribución de errores promedios de esta correlación fue desde un mínimo en 0,351% hasta un máximo en 25,32 %

### 5.2.2 SEGUNDA CORRELACIÓN

La segunda correlación se obtuvo con la inclusión del peso molecular con base en la ecuación 17. Para esta ecuación, se utilizó la regresión en cadena debido a la multicolinealidad presentada por el peso molecular y °API, la cual generó la siguiente ecuación de correlación:

$$\mu_{od} = 10^{(7,22482 - 0,0184129 * API^2 + 0,0144849 * API * PM^{0,1} - 0,0362133 * T)}$$

#### Ecuación 20

Donde

$\mu_{od}$ : viscosidad de crudo muerto en Cp

T: temperatura en °C

API: °API

PM: peso molecular en gr/grmol

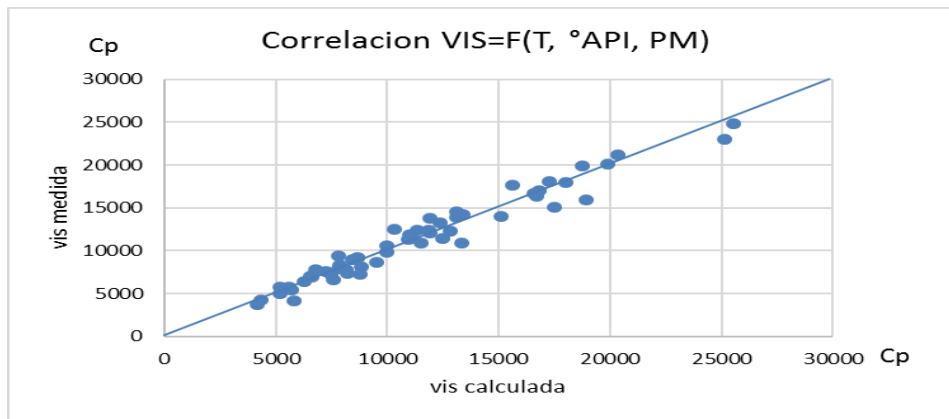
Esta ecuación a nivel estadístico presentó los siguientes valores:

R-Cuadrada = 95,12 %

R-Cuadrada (ajustada por grados de libertad) = 94,85 %

Error medio absoluto = 7,72 %.

El peso molecular es un parámetro que presenta una fuerte correlación con la viscosidad, y esto se evidencia con los resultados obtenidos con esta ecuación, se logró explicar el 95,12 % de los valores de viscosidad, además de reducir el error promedio en calculo en 3 puntos porcentuales respecto a la anterior.



**Figura 5. 2.** Gráfico de valores calculados por segunda ecuación vs valores medidos experimentalmente.

Los resultados obtenidos con esta correlación como se observa en la figura 5.2, también corroboran la hipótesis inicial de este TEG, incluir la naturaleza química de los crudos ayudó significativamente en la descripción de los valores de viscosidad, además de esto se logró obtener con éxito una correlación con dos variables que presentan multicolinealidad. Y cuya distribución de errores promedios fue desde un mínimo en 0,1994% hasta un máximo en 25,24 %

### 5.2.3 CORRELACIÓN FINAL

La correlación final que incluye todas las variables en estudio fue el objetivo principal de este TEG. Para llegar a ella se utilizó el mismo proceso realizado para la segunda correlación el cual arrojó como resultado la siguiente ecuación:

$$\mu_{od} = 10^{(8,15976 - 0,0228615 * API^2 * FA - 0,115948 * API * PM^{0,1} - 0,0362133 * T)}$$

#### Ecuación 21

Donde

$\mu_{od}$ : viscosidad de crudo muerto en Cp

T: temperatura en °C

API: °API

PM: peso molecular en gr/grmol

FA: Factor A = °API\*(SAT/(SAT+ARO))



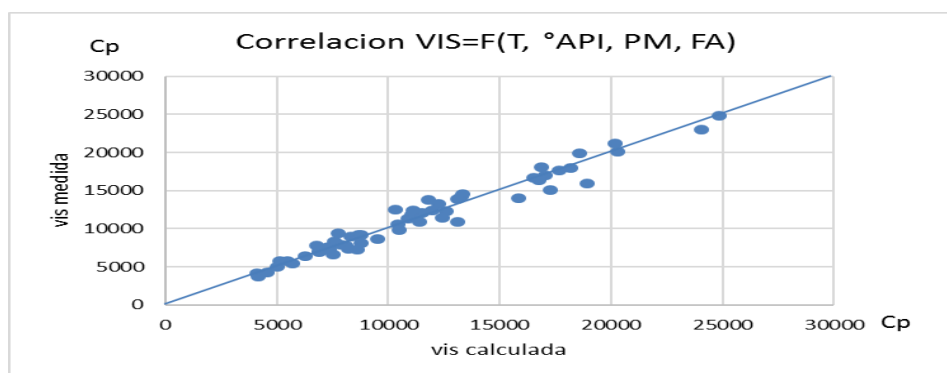
A nivel estadístico presentó los siguientes valores:

R-Cuadrada = 95,21 %

R-Cuadrada (ajustada por grados de libertad) = 94,94 %

Error medio absoluto = 6,88 %.

Con la adición de la variable FA se terminan de incluir los parámetros que describen parte de la esencia química del crudo la cual sirvió para reducir el error promedio de los valores predichos con los valores reales, analizando la variación que mostró la ecuación final, si bien esta no reduce de manera notoria el porcentaje de error y  $R^2$  con respecto a la ecuación 20, continúa sosteniendo la tendencia de reducir el error y aumentar  $R^2$  tal como se puede apreciar en la figura 5.3. Confirmando que la metodología trazada para la realización de este TEG produjo resultados óptimos. Gráficamente se observa la cercanía de los puntos a la línea que representa el cero % de error promedio. la distribución de errores promedios de esta correlación fue desde un mínimo en 0,22% hasta un máximo en 20,29 %



**Figura 5. 3.** Gráfico de valores calculados por tercera ecuación vs valores medidos experimentalmente.

### 5.3 COMPARACIÓN CON CORRELACIONES PUBLICADAS

En esta sección se trata de contrastar los resultados obtenidos por la correlación presentada con los resultados que pueden generar otras correlaciones publicadas con los valores de trabajo en este TEG. Para ello se tomaron 8 correlaciones teniendo como premisa recurrir a las más utilizadas para realizar este tipo de comparaciones. La



comparación se realizó gráficamente mediante el gráfico de estimados vs observados y estadísticamente según el error promedio absoluto.

### 5.3.1 COMPARACIÓN GRÁFICA

Para definir un poco el contexto de esta comparación se presenta la tabla 10, en la cual se presenta un resumen de las correlaciones seleccionadas para tratar de reproducir los valores de viscosidad medidas. Seleccionando aquellas cuyo rango de aplicabilidad cubra los valores de trabajo en este estudio. Todas las correlaciones utilizadas y otras encontradas en la revisión bibliográfica se pueden visualizar en la sección de apéndice en este trabajo especial de grado.

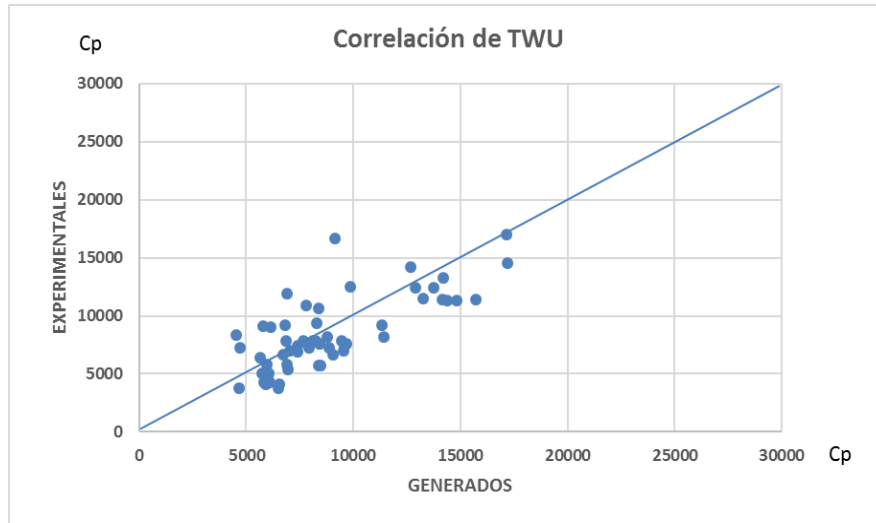
| <b>Autores</b>            | <b>Año</b> | <b>Rango de temp °F</b> | <b>Rango de °API</b> | <b>Origen de las muestras</b>                         | <b>Puntos de datos</b> |
|---------------------------|------------|-------------------------|----------------------|---|------------------------|
| <b>Twu</b>                | 1985       | 100 - 210               | -4.0-93.1            | Componentes puros y fracciones de petróleo            | 563                    |
| <b>Kaye</b>               | 1986       | 143 – 282               | 6,6 – 44,1           | Sin inf   | Sin inf                |
| <b>Egbogah and Ng</b>     | 1990       | 59 -176                 | 5,0 - 58             | Varios  | Sin inf                |
| <b>De Ghetto</b>          | 1994       | 81 – 342                | 6,0 – 56,8           | Mediterráneo, África, Golfo Pérsico y Mar del Norte   | 195                    |
| <b>Fitzgerald</b>         | 1997       | 30 – 500                | 2 – 71.5             | Arabia Saudita, Irán, Iraq, Kuwait, EEUU, Sur América | 7267                   |
| <b>García Lugo</b>        | 2006       | 122 - 212               | 8,0 - 10,0           | Venezuela   | Sin inf                |
| <b>Bergman y Sutton</b>   | 2009       | 100 -210                | 4.0-93.1             | Varios  | 9837                   |
| <b>Ortuño Y Rodríguez</b> | 2011       | 100 - 210               | Sin Inf              | Venezuela   | 168                    |
| <b>Este TEG</b>           | 2017       | 120 - 140               | 7,92 – 9,52          | Venezuela   | 66                     |

**Tabla 10.** Cuadro resumen de las correlaciones seleccionadas para comparación



### ▪ Resultados de la correlación de Twu

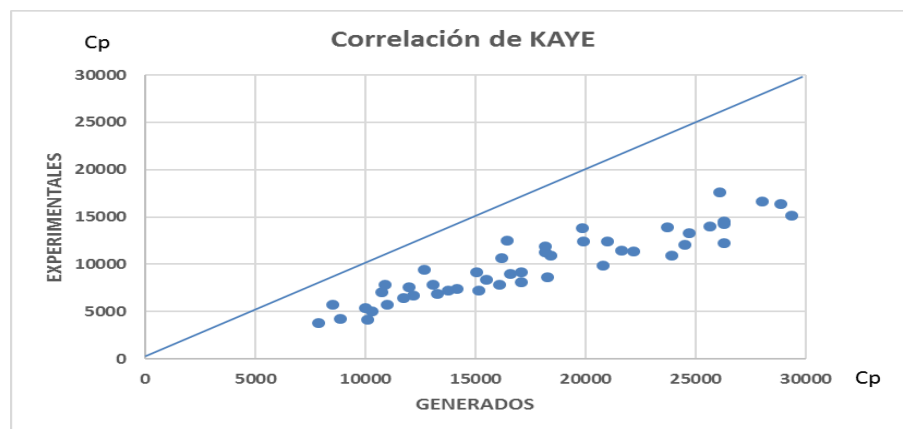
El error promedio absoluto resultado de la utilización de la correlación de Twu para los datos de este trabajo fue de 24,71 %. De manera gráfica se observan en la figura 5.4.



**Figura 5. 4** Resultado gráfico del uso de la correlación de Twu.

### ▪ Resultados de la correlación de Kaye

El error promedio absoluto resultado de la utilización de la correlación de Kaye para los datos de este trabajo fue de 84,71 %. De manera gráfica se observan en la figura 5.5.

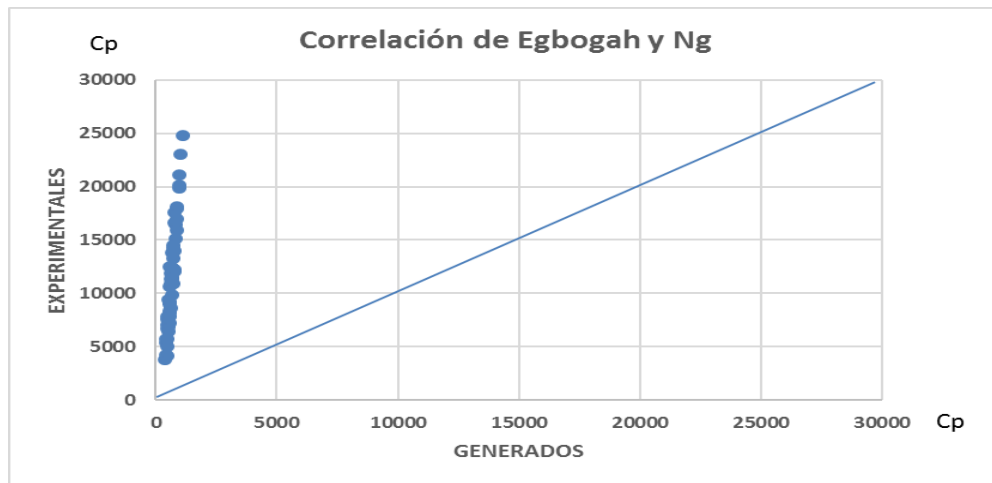


**Figura 5. 5** Resultado gráfico del uso de la correlación de Kaye



- **Resultados de la correlación de Egbogah y Ng**

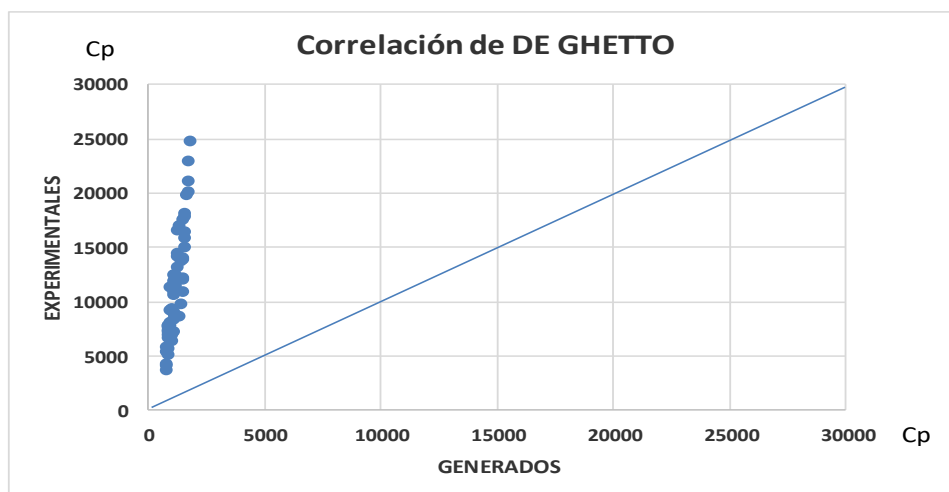
El error promedio absoluto resultado de la utilización de la correlación de Egbogah y Ng para los datos de este trabajo fue de 93,72 %. De manera gráfica se observan en la figura 5.6.



**Figura 5. 6.** Resultado gráfico del uso de la correlación de Egbogah y Ng.

- **Resultados de la correlación de De Ghetto**

El error promedio absoluto resultado de la utilización de la correlación de De Ghetto para los datos de este trabajo fue de 88,95 %. De manera gráfica se observan en la figura 5.7.

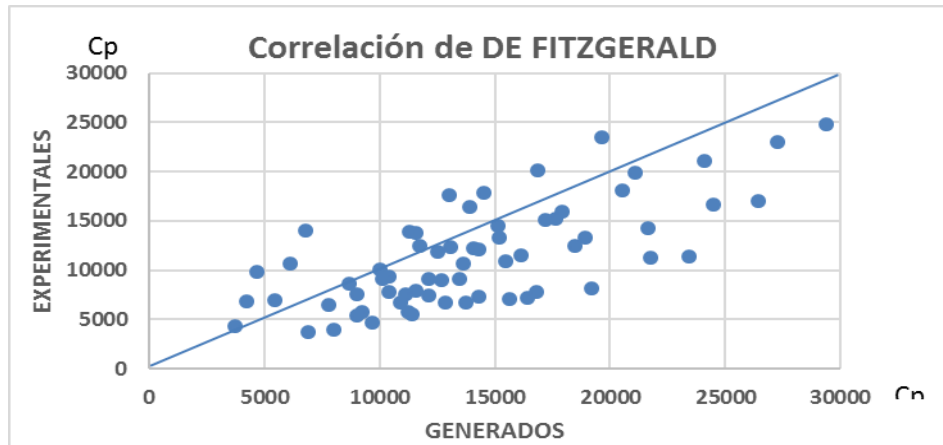


**Figura 5. 7.** Resultado gráfico del uso de la correlación de De Ghetto.



- **Resultados de la correlación de Fitzgerald**

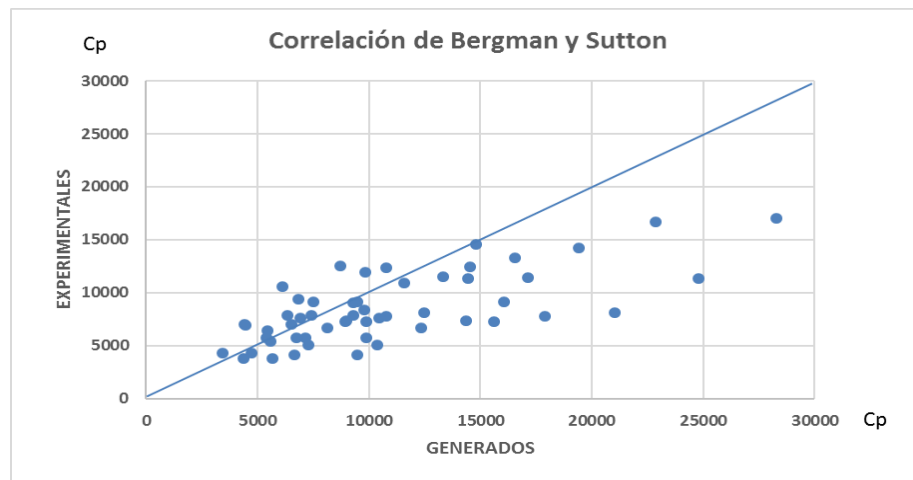
El error promedio absoluto resultado de la utilización de la correlación de Fitzgerald para los datos de este trabajo fue de 38,28 %. De manera gráfica se observan en la figura 5.8.



**Figura 5. 8.** Resultado gráfico del uso de la correlación de Fitzgerald.

- **Resultado de la correlación de Bergman y Sutton.**

El error promedio absoluto resultado de la utilización de la correlación de Bergman y Sutton para los datos de este trabajo fue de 32,19 %. De manera gráfica se observan en la figura 5.9.



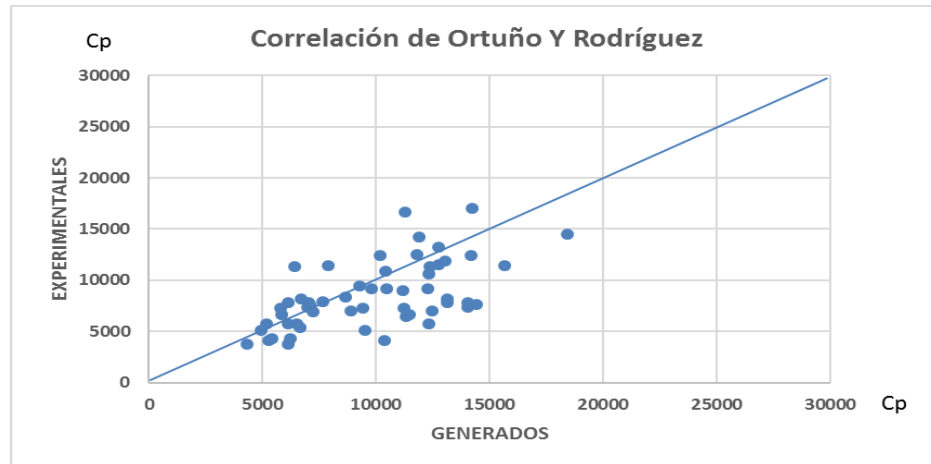
**Figura 5. 9** Resultado grafico del uso de la correlación de Bergman y Sutton.





- **Resultado de la correlación de Ortuño y Rodríguez**

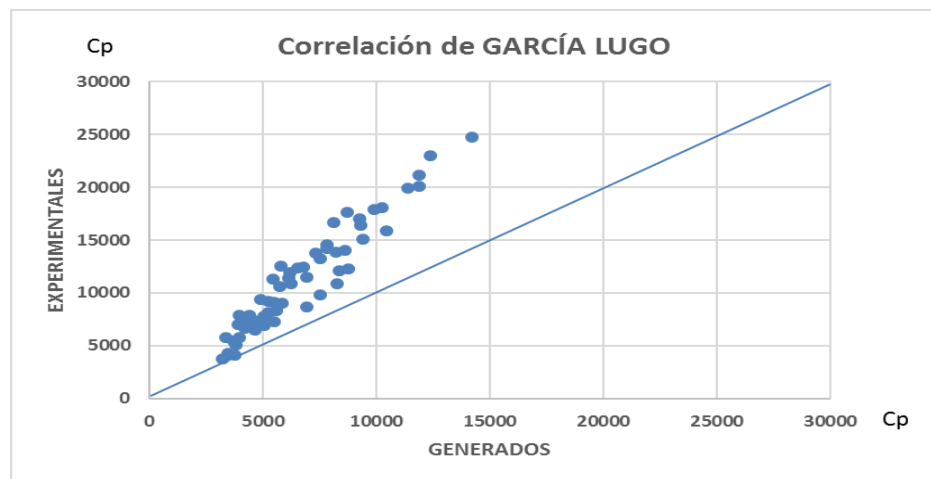
El error promedio absoluto resultado de la utilización de la correlación de Ortuño y Rodríguez para los datos de este trabajo fue de 28,37 %. De manera gráfica se observan en la figura 5.10.



**Figura 5. 10** Resultado grafico del uso de la correlación de Ortuño y Rodríguez .

- **Resultados de la correlación de García Lugo**

El error promedio absoluto resultado de la utilización de la correlación de García Lugo para los datos de trabajo fue de 38,3287 %. De manera gráfica se observan en la figura 5.11.



**Figura 5. 11** Resultado gráfico del uso de la correlación de García Lugo



Finalizada la comprobación de las correlaciones a grandes rasgos se evidencia que ninguna de estas ecuaciones logró un buen ajuste a los valores de viscosidad medidos, por lo cual es necesario otro tipo de comparación entre las ecuaciones. La correlación de Twu fue la que mejor error promedio absoluto ofreció y el mismo es elevado 24,71 %. Sin embargo, se puede rescatar de esta comprobación que las correlaciones que adicionaron algún parámetro que describa la naturaleza química del crudo como lo fueron las correlaciones de Twu, Bergman y Suttton, Fitzgerald y Ortuño y Rodríguez, obtuvieron mejores ajustes que los ofrecidos por las correlaciones que solo incluyeron la temperatura y lo gravedad API. Otro dato destacable es que grandes rangos de temperatura y de °API permite poder abarcar un sin número de posibles escenarios, no obstante, esto no es indicativo de obtener correlaciones con resultados óptimos tal son los casos de las correlaciones de Egbogah y Ng, De Ghetto y Hossain.

### **5.3.2 COMPARACIÓN SEGÚN EL ERROR PROMEDIO ABSOLUTO**

Como se evidenció en la sección anterior las correlaciones de viscosidad para crudo muerto tienen vigencia local y su aplicación a nivel regional no ofrece los resultados deseados. Por lo que, para comparar las correlaciones existentes con la correlación presentada en este TEG en igualdad de condiciones, se procede a cotejar la metodología presentada por algunos autores y debido a que el resultado final de éstas metodologías es el error absoluto promedio, y el ajuste de los valores obtenidos con los valores experimentales el cual se refleja en el  $r^2$ . Éstos 2 parámetros se tendrán como parámetros claves en dicha comparación, a continuación, se presenta la tabla 11. La cual contiene un considerable número de correlaciones con los valores de error promedio absoluto y  $r^2$  reportado por cada autor en su trabajo:



| No. | Autores                 | Año         | Error medio absoluto                 | R <sup>2</sup>                       |
|-----|-------------------------|-------------|--------------------------------------|--------------------------------------|
| 1   | Beal                    | 1946        | 18,9%                                | 0,864                                |
| 2   | Glaso                   | 1980        | 14,8%                                | 0,873                                |
| 3   | NG Y Egbogah            | 1983        | 19,11%                               | 0,798                                |
| 4   | Twu                     | 1985        | 7,85%                                | Sin Inf.                             |
| 5   | Kartoatmodjo y Schmidt  | 1991        | 39,61%                               | 0,844                                |
| 6   | Labedi                  | 1992        | 21,34%                               | 0,733                                |
| 7   | De Ghetto-5             | 1994        | 30,58%                               | 0,782                                |
| 8   | Petrosky                | 1995        | 12,38%                               | 0,686                                |
| 9   | Fitzgerald              | 1997        | 14,08%                               | 0,798                                |
| 10  | Bennison                | 1998        | 16,00%                               | 0,794                                |
| 11  | Bergman                 | 2000        | 27,23%                               | 0,854                                |
| 12  | Elsharkawy y Gharbi     | 2001        | 19,30%                               | 0,800                                |
| 13  | Naseri-1                | 2005        | 21,6%                                | 0,954                                |
| 14  | Al Maamari y otros.     | 2006        | 21,60%                               | 0,930                                |
| 15  | Bergman y Sutton        | 2009        | 16,60%                               | Sin Inf.                             |
| 16  | Ortuño y Rodríguez      | 2011        | 15,72%                               | Sin Inf.                             |
| 17  | A Bahadori y M Mahmoudi | 2012        | 22%                                  | Sin Inf                              |
| 18  | Uleato Y Oyedeko        | 2014        | 23,81%                               | 0,940                                |
| 19  | Vivas y Parra           | 2016        | 15,05%                               | varios                               |
| 20  | <b>Aular</b>            | <b>2017</b> | <b>10,29%;</b><br><b>7,72%;6,88%</b> | <b>0,917;</b><br><b>0,951; 0,952</b> |

**Tabla 11.** Datos de error promedio absoluto y R<sup>2</sup> reportado por los autores de las correlaciones.

Superficialmente se tiene que la metodología utilizada para la obtención de la correlación de viscosidad de crudo muerto presentada en este TEG, fue la que mejores



resultados presentó, sin embargo, en la búsqueda de realizar un análisis mas profundo se presenta la siguiente tabla 12:

| Categoría | Tipo de ecuación  | Autores   |
|-----------|---|---|
| 1         | $\mu_{od} = f ( API, T )$   | Beal-1, Beal-2, Begg y Robinson, Glaso NG Y Egbogah, Kaye-1, Kaye-2, Al-Khafaji, Kartoatmodjo y Schmidt, Labedi-1, Labedi-2 De Ghetto-1,2,3,4, Petrosky, Bennison, Elsharkawy y Gharbi, Bergman, Whitson y Brule, Elsharkawy y Gharbi, Naseri-1, Hossain, M. Sattarin y otros. García Lugo; Ikiensikimama, Oyedeko y Ulaeto, Nasari-2, Ulaeto Y Oyedeko y Vivas y Parra |
| 2         | $V = f ( \mu_{ref} , T_b , T )$   | Twu, Orbey y Sandler,   |
| 3         | $\mu_{od} = f ( API , K_w , T_b , T )$<br>$V = f ( API , K_w , T_b , T )$ | Fitzgerald<br>Bergman y Sutton; Ortuño y Rodríguez  |
| 4         | $\mu_{od} = f ( T , CAPI )$   | Al Maamari y M Mahmoudi   |
| 5         | $\mu_{od} = f ( API , T , PM , FA )$                                      | Aular   |

**Tabla 12.** Tabla comparativa según tipos de parámetros utilizados para correlación

En la misma se muestran las correlaciones según los parámetros utilizados y en ella resaltan la utilizada en este TEG y la metodología de Twu, como únicas metodologías que obtuvieron un error promedio absoluto de un dígito, ambos trabajos presentan en común el haber incluido en la descripción química de los crudos parámetros que aporten consistencia en la generación de la ecuación de correlación, factores como CAPI y  $K_w$  caracterizan los crudos de manera precisa, sin embargo, al realizar un análisis estadístico éstos no presentan un índice correlativo fuerte con la viscosidad como se muestran en las tablas 7 y 13 respectivamente, de allí que los trabajos presentados con estos parámetros no lograron reducir el error absoluto promedio a un



digito. Por otro lado, las metodologías que basaron sus estudios con crudos de una misma área reportan menor error promedio absoluto que las que utilizaron muestras de distintos lugares, es decir, se observan mejores resultados al realizar correlaciones para ámbito local, mientras que se pierde precisión cuando se trata de realizar un estudio a nivel regional.

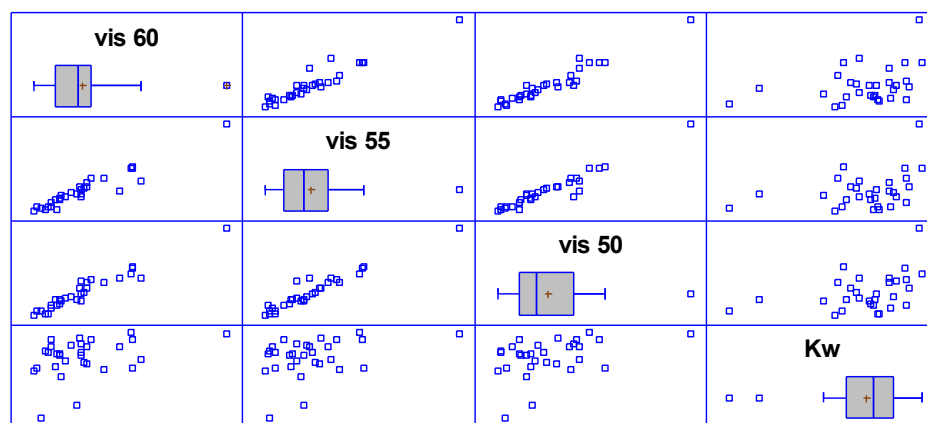
|                | VIS 60 | VIS 55 | VIS 50 | K <sub>w</sub> |
|----------------|--------|--------|--------|----------------|
| VIS 60         | 1      | 0,9208 | 0,8891 | 0,3636         |
| VIS 55         | 0,9208 | 1      | 0,9755 | 0,3577         |
| VIS 50         | 0,8891 | 0,9755 | 1      | 0,4096         |
| K <sub>w</sub> | 0,3636 | 0,3577 | 0,4096 | 1              |

**Tabla 13.** Coeficientes de correlación para la viscosidad y K<sub>w</sub>.

Con el fin de darle sustento teórico a parte del análisis anterior se presenta el análisis correlativo para la viscosidad y el factor de caracterización de Watson en la tabla 13, y cuyo diagrama de dispersión se observa en la figura 12. El factor de caracterización de Watson se calculó mediante la relación publicada por (Riazi-Daubert, 1980)

$$K_w = 4.5579 * PM^{0.151783} * \gamma_o^{-0.8457}$$

**Ecuación 22.**



**Figura 5. 12.** Gráfico de dispersión K<sub>w</sub> y Viscosidad



### CONCLUSIONES

Se generó una base de datos sobre correlaciones para viscosidad por medio de la revisión bibliográfica realizada.

Se creó una metodología para realizar medidas de peso molecular a crudos de la FPO HCF.

Se generaron tres correlaciones para estimar la viscosidad de crudo muerto, dichas correlaciones ofrecen la practicidad de utilizarse según los datos disponibles.

Se utilizó de manera explícita como parámetro correlativo por primera vez el peso molecular en una correlación de viscosidad de crudo muerto, dicha correlación obtuvo un 7,72 % de EPA.

Se desarrolló una nueva forma de caracterizar los crudos aromáticos con el Factor A (FA) para ser incluida en la correlación desarrollada.

Se obtuvo una correlación para viscosidad de crudo muerto, usando el factor A (FA), con un EPA de 6,8%, el más bajo en comparación con las correlaciones utilizadas hasta la fecha.

Se dio inicio a una nueva categoría para la clasificación para las correlaciones de viscosidad de crudo muerto.

Se obtuvieron dos correlaciones para viscosidad de crudo muerto con un error promedio absoluto menor a 10%, aun cuando sus variables independientes presentaban multicolinealidad gracias a la utilización de la regresión en cadena.

Se demostró que incluir parámetros que presenten un coeficiente de correlación fuerte con la viscosidad y además describan la naturaleza química de los crudos en las correlaciones reduce significativamente el error en los valores predichos por éstas.

Se verificó que las correlaciones para viscosidad de crudo muerto ofrecen mayor precisión si se emplean de manera local.



**RECOMENDACIONES**

Recomendaciones para posibles futuros trabajos

1. Reproducir el estudio a los distintos bloques de la Faja Petrolífera del Orinoco.
2. Procurar manejar datos que representen espacialmente la zona de estudio, el uso de excesivos datos sin cumplir esta característica no garantiza resultados óptimos en la correlación final.
3. Aplicar la caracterización del Factor A (FA) a crudos con características no aromáticas para verificar si sigue conservando su tendencia a caracterizar los crudos.
4. Aplicar regresión en cadena, al poseer dos o mas variables con multicolinealidad en un estudio de correlación.
5. Extender el rango de temperatura, con la finalidad de abrir el abanico de posibilidades de la correlación.
6. Deshidratar las muestras con agua, a fin de obtener la mayor cantidad de datos posibles.



### REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- Al-Hashmi A. Al-Wahaibi T., M. F. (2006). "Prediction of Omani Crude Oil Viscosity Using Artificial Intelligence Techniques". International Journal of Petroleum Engineering.
- Al-Khafaji, A.H., Abdul-Majeed, G.H., Hassoon, S.F. (1987). "Viscosity Correlation for Dead, Live, and Undersaturated Crude Oil," J. Pet. Res. 6, 1-16.
- Arias, F. G. (2012). "El proyecto de la investigación ". Caracas: Episteme.
- Bansal, R. K. (2005). "A Textbook of Fluid Mechanics". Nueva Delhi: Firewall Media.
- Barberii, E. E. (1998). "El Pozo ilustrado. PDVSA", Programa de Educación Petrolera.
- Barth, H., & Mays, J. (1991). "Modern Methods of Polymer Characterization". United States of America: John Wiley & Sons.
- Beal, C. (1946). "The Viscosity of Air, Water, Natural Gas, Crude Oil and Its". AIME, 94-112.
- Beggs, H. a. (1975). "Estimating the Viscosity of Crude Oil". JPT (September 1975) 27, 1140-1141.
- Bennett, B, Huang, H, Fustic, M and Larter, SR, (2010). "Geochemical solutions to heavy oil production problems". AAPG Hedberg Conference, Vail Colorado.
- Bennison, T. (1998). "Prediction of Heavy Oil Viscosity. Heavy Oil Field" Development Conference.
- Bergman, D. F y Sutton, R. P. (2009, December 1). "A Consistent and Accurate Dead-Oil-Viscosity Method". Society of Petroleum Engineers. SPE-110194-PA
- De Ghetto, G. P. (1994). "Reliability Analysis on PVT". paper SPE 28904.
- De Ghetto, G. P. (1995). "Pressure-Volume-Temperature". paper SPE 30316.
- Díaz, C. B. (2008). "Análisi de datos con Statgraphics". Granada : La Gioconda S,L.
- Dindoruk, B. y Christman, P.G. (2001). "PVT Properties and Viscosity Correlations for Gulf of Mexico Oils". Paper SPE 71633 presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition, New Orleans
- Elsharkawy, A. a. (1999). "Models for Predicting the Viscosity". Fuel (1999) 78, 891-903.





Elsharkawy, A. a. (2011). “Comparing Classical and Neural Regression Techniques in Modeling Crude Oil Viscosity”. *Adv. Eng. Software* (2011) 32, 215-224.

Garcia Lugo, R. (2011). “Using Analogs to Generate Production Forecasts in Faja. world heavy oil congress”. Edmonton, Alberta.

Glaso, O. (1980). “Generalized Pressure-Volume-Temperature Correlations”. *JPT* 32, 785-795.

González De Juana, Clemente; J.M. De Iturralde y X. Picard Cadillat. “Geología de Venezuela y de sus cuencas petrolíferas”. Caracas: Foninves, 1980. 2 v.

Hossain, M.S., Sarica, C., Zhang, H.Q., Rhyne, L y Greenhill, K.L. (2005). “Assessment and Development of Heavy Oil Viscosity Correlations” . Paper SPE 97907 presentado en SPE/PS-CIM/CHOA International Thermal Operations and Heavy Oil Symposium, Calgary

Islas, f. e., & Gonzalez, e. y.-g. (2005). “Comparisons between open column chromatography and HPLC SARA fractions in petroleum”. *Energy Fuel* vol 19, 2080-2088.

K Salazar. (2008). “Desarrollo de correlaciones para estimar propiedades de los fluidos (PVT) en yacimientos de la Faja Petrolifera del Orinoco”. tesis de pregrado, Universidad Central de Venezuela. Caracas.

Kartoatmodjo, R. a. (1991). “New Correlations for Crude Oil Physical”. paper SPE 23556.

Kaye, S.E. (1986). “Offshore California Viscosity Correlations”. Technical Report, No. TS85000940, Chevron Oil Field Research Co.(COFRC), La Habra, California.

Labedi, R. (1992). “Improved Correlations for Predicting the Viscosity of Light”. *J. of Petroleum Science and Engineering* (1992) 8, 221-234.

López, C. P. (2006). “Problemas resueltos de econometria paso a paso”. Madrid. paraninfo S.A.

López-Carrasquero, F. (2014). “Fundamentos de polímeros”. Consultado el día 14/03/2017 <https://www.researchgate.net/publication/262639386>

MA Al-Marhoun, S. N. (2012). “Prediction of crude oil viscosity curve using artificial intelligence techniques”. *Journal of Petroleum Science and Engineering* vol 86, 111-117.

McCain, W.D. “The Properties of Petroleum Fluids”, 2nd ed. (1990)., PennWell Publishing, Tulsa, Oklahoma.



- Mezger, T. G. (2011). "The Rheology Handbook, 3rd revised Edition". Hanover, Germany: Vincentz Network.
- Naji, H. S. (2011). "The Dead Oil Viscosity Correlations A C-Sharp Simulation Approach". Journal of King Abdulaziz University, 61-87.
- Naseri, A., Nikazar, M y Mousavi Dehghani, S.A. (2005). "A correlation approach for prediction of crude oil viscosities". J. Pet. Sci. Eng. 47 (3-4): 163-174.
- Ng, J. a. (1983). "An Improved Temperature-Viscosity Correlation". Petroleum Society of Canada, Conference Paper.
- Ortuño L., P. N., Y Rodríguez L., Y. M. (2011). "Correlación de viscosidad para crudo muerto, pesado y extrapesado, de la Faja Petrolífera del Orinoco". tesis de pregrado, Universidad Central de Venezuela. Caracas.
- Petrosky, G.E., and Farshad, F.F.(1995): "Viscosity Correlations for Gulf of Mexico Crude Oil," paper SPE 29468
- R Gómez, S Ramos (2008). "Fundamentos de la Estadística Inferencial", tesis de pregrado - Universidad de Oriente. Fuente consultada en 23/03/2017 <http://ri.biblioteca.udo.edu.ve/bitstream/123456789/3990/1/tesis-GomezYRamos.pdf>.
- Roya Talebi, M. M. (2014). "Application of soft computing approaches for modeling saturation pressure of reservoir oils". Journal of Natural Gas Science and Engineering vol 20, 8-15.
- Sattarin, M., & Modarresi, H. (2006). "New viscosity correlations for dead crude oils". Petroleum & Coal, ISSN 1335-3055.
- Schröder, E. M. (1989). "Polymer Characterization". Hanser Publishers Munich, 14-53..
- Skoog, D., west, D., F, H., & S, C. (2001). "Química Analítica" 7ma Edición. México: McGraw-Hill .
- Sutton, R. a. (1984). "Evaluation of Empirically Derived PVT Properties". paper SPE 13172.
- Twu, C.H. (1985). "Internally consistent correlation for predicting liquid viscosities of petroleum fractions". Ind. Eng. Chem. Process Des. Dev. 24 (4):1287-1293.
- Ulaeto, U. y Oyedeko K.F.K., (2014) "Improved Dead Oil Viscosity Model" Journal of Energy Technologies and Policy," Vol.4, No.7.
- Vivas, Y., & Parra., D. (2016). "Extra Heavy Oil Viscosity Prediction by Using Multivariate Statistics. Case Study: Junín Block, Faja Petrolífera Del Orinoco". World Heavy Oil Congress., Alberta, Canada.

## **REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS**

---



Whitson, C. &. (2000). "Phase Behavior", 1st ed. Richardson, Texas: Monograph Vol. 20.



## APÉNDICE

## MEDICIONES EXPERIMENTALES

| <b>Muestra/Mediciones</b> | <b>%Saturados</b> | <b>%Aromaticos</b> | <b>%Resinas</b> | <b>%Asfaltenos</b> |
|---------------------------|-------------------|--------------------|-----------------|--------------------|
| <b>Crudo 1</b>            | 7,00              | 53,00              | 28,00           | 12,00              |
| <b>Crudo 2</b>            | 9,00              | 48,00              | 33,00           | 10,00              |
| <b>Crudo 3</b>            | 6,00              | 56,00              | 27,00           | 11,00              |
| <b>Crudo 4</b>            | 9,00              | 51,00              | 32,00           | 8,00               |
| <b>Crudo 5</b>            | 7,00              | 41,00              | 37,00           | 15,00              |
| <b>Crudo 6</b>            | 3,00              | 29,00              | 53,00           | 15,00              |
| <b>Crudo 7</b>            | 10,00             | 52,00              | 29,00           | 9,00               |
| <b>Crudo 8</b>            | 9,00              | 46,00              | 31,00           | 14,00              |
| <b>Crudo 9</b>            | 6,00              | 46,00              | 36,00           | 12,00              |
| <b>Crudo 10</b>           | 10,00             | 48,00              | 31,00           | 11,00              |
| <b>Crudo 11</b>           | 9,00              | 37,00              | 44,00           | 10,00              |
| <b>Crudo 12</b>           | 5,00              | 35,00              | 51,00           | 9,00               |
| <b>Crudo 13</b>           | 7,00              | 51,00              | 33,00           | 9,00               |
| <b>Crudo 14</b>           | 8,00              | 49,00              | 32,00           | 11,00              |
| <b>Crudo 15</b>           | 5,00              | 37,00              | 44,00           | 14,00              |
| <b>Crudo 16</b>           | 8,00              | 48,00              | 37,00           | 7,00               |
| <b>Crudo 17</b>           | 9,00              | 46,00              | 37,00           | 8,00               |
| <b>Crudo 18</b>           | 8,00              | 54,00              | 29,00           | 9,00               |
| <b>Crudo 19</b>           | 10,00             | 45,00              | 37,00           | 8,00               |
| <b>Crudo 20</b>           | 9,00              | 48,00              | 29,00           | 14,00              |
| <b>Crudo 21</b>           | 4,00              | 42,00              | 42,00           | 12,00              |
| <b>Crudo 22</b>           | 6,00              | 48,00              | 32,00           | 14,00              |
| <b>Crudo 23</b>           | 4,00              | 49,00              | 32,00           | 15,00              |
| <b>Crudo 24</b>           | 6,00              | 43,00              | 36,00           | 15,00              |
| <b>Crudo 25</b>           | 9,00              | 46,00              | 35,00           | 10,00              |
| <b>Crudo 26</b>           | 7,00              | 33,00              | 46,00           | 14,00              |
| <b>Crudo 27</b>           | 7,00              | 43,00              | 42,00           | 8,00               |
| <b>Crudo 28</b>           | 6,00              | 44,00              | 34,00           | 16,00              |
| <b>Crudo 29</b>           | 8,00              | 48,00              | 32,00           | 12,00              |
| <b>Crudo 30</b>           | 8,00              | 45,00              | 31,00           | 16,00              |



| Muestra/Mediciones | PM gr/grmol | °API | AYS%   |
|--------------------|-------------|------|--------|
| Crudo 1            | 508         | 9,05 | Trazas |
| Crudo 2            | 510         | 8,44 | Trazas |
| Crudo 3            | 517         | 8,24 | Trazas |
| Crudo 4            | 547         | 8,44 | Trazas |
| Crudo 5            | 543         | 8,73 | Trazas |
| Crudo 6            | 559         | 8,36 | Trazas |
| Crudo 7            | 536         | 8,52 | Trazas |
| Crudo 8            | 513         | 9,36 | Trazas |
| Crudo 9            | 530         | 8,78 | 8      |
| Crudo 10           | 515         | 9,04 | Trazas |
| Crudo 11           | 514         | 9,28 | 18     |
| Crudo 12           | 525         | 8,69 | Trazas |
| Crudo 13           | 509         | 8,92 | Trazas |
| Crudo 14           | 554         | 8,10 | Trazas |
| Crudo 15           | 517         | 8,89 | Trazas |
| Crudo 16           | 516         | 8,70 | 11     |
| Crudo 17           | 487         | 9,51 | Trazas |
| Crudo 18           | 510         | 9,40 | Trazas |
| Crudo 19           | 438         | 9,34 | Trazas |
| Crudo 20           | 491         | 9,00 | 8      |
| Crudo 21           | 537         | 8,68 | 6      |
| Crudo 22           | 530         | 8,90 | Trazas |
| Crudo 23           | 566         | 7,92 | 10     |
| Crudo 24           | 457         | 9,07 | Trazas |
| Crudo 25           | 517         | 9,03 | 16     |
| Crudo 26           | 533         | 9,13 | Trazas |
| Crudo 27           | 523         | 9,16 | Trazas |
| Crudo 28           | 509         | 8,80 | Trazas |
| Crudo 29           | 499         | 9,17 | Trazas |
| Crudo 30           | 494         | 9,33 | 5      |



| Muestra/Mediciones | $\mu\text{od @ } 60^{\circ}\text{C}$ | $\mu\text{od @ } 55^{\circ}\text{C}$ | $\mu\text{od @ } 50^{\circ}\text{C}$ |
|--------------------|--------------------------------------|--------------------------------------|--------------------------------------|
| <b>Crudo 1</b>     | 6237                                 | 9820                                 | 14620                                |
| <b>Crudo 2</b>     | 9176                                 | 14528                                | 20110                                |
| <b>Crudo 3</b>     | 11424                                | 17200                                | 25520                                |
| <b>Crudo 4</b>     | 8144                                 | 14240                                | 21140                                |
| <b>Crudo 5</b>     | 7239                                 | 12440                                | 18110                                |
| <b>Crudo 6</b>     | 11310                                | 16660                                | 23040                                |
| <b>Crudo 7</b>     | 7819                                 | 13260                                | 19920                                |
| <b>Crudo 8</b>     | 4672                                 | 6774                                 | 9152                                 |
| <b>Crudo 9</b>     | 10420                                | 11230                                | 21540                                |
| <b>Crudo 10</b>    | 5741                                 | 9013                                 | 12260                                |
| <b>Crudo 11</b>    | 4913                                 | 7485                                 | 9053                                 |
| <b>Crudo 12</b>    | 7378                                 | 11480                                | 15900                                |
| <b>Crudo 13</b>    | 7601                                 | 11898                                | 16410                                |
| <b>Crudo 14</b>    | 11400                                | 16990                                | 24770                                |
| <b>Crudo 15</b>    | 7415                                 | 10660                                | 13310                                |
| <b>Crudo 16</b>    | 12030                                | 13620                                | 21590                                |
| <b>Crudo 17</b>    | 3767                                 | 6434                                 | 8653                                 |
| <b>Crudo 18</b>    | 5762                                 | 9407                                 | 13800                                |
| <b>Crudo 19</b>    | 4267                                 | 6898                                 | 9837                                 |
| <b>Crudo 20</b>    | 5895                                 | 10230                                | 13190                                |
| <b>Crudo 21</b>    | 7399                                 | 9881                                 | 20690                                |
| <b>Crudo 22</b>    | 6666                                 | 10890                                | 15100                                |
| <b>Crudo 23</b>    | 18680                                | 27630                                | 39130                                |
| <b>Crudo 24</b>    | 7017                                 | 10620                                | 14030                                |
| <b>Crudo 25</b>    | 5569                                 | 6697                                 | 12070                                |
| <b>Crudo 26</b>    | 5060                                 | 8343                                 | 12080                                |
| <b>Crudo 27</b>    | 5127                                 | 7229                                 | 10880                                |
| <b>Crudo 28</b>    | 7863                                 | 12400                                | 17920                                |
| <b>Crudo 29</b>    | 5406                                 | 9153                                 | 13900                                |
| <b>Crudo 30</b>    | 4024                                 | 7502                                 | 10080                                |



ALGUNAS CORRELACIONES PARA VISCOSIDAD DE CRUDO MUERTO

- BEAL -1 (1946)

$$\mu_{od} = \left(0,32 + \frac{1,8 * 10^7}{API^{4,58}}\right) \left(\frac{360}{T + 200}\right)^A$$

$$A = \text{EXP}\left(2,30285 * \left(0,43 + \frac{8,33}{API}\right)\right)$$

- BEAL -2 (1946)

$$\mu_{od} = 10^X$$

$$X = A + B + C$$

$$A = 10,5439 - 0,44521 * API + 0,66470 * 10^{-2} * API^2 - 0,335972 * 10^{-4} * API^3$$

$$B = -0,470516 * 10^{-1} * T + 0,831557 * 10^{-4} * T^2 - 0,789049 * 10^{-4} * T^7$$

$$C = 0,1352 * 10^{-2} * T * API - 0,1145 * 10^{-4} * API^2 * T - 0,955 * 10^{-6} * T^2 * API$$

- BEGG Y ROBINSON (1975)

$$\mu_{od} = 10^{10^C} - 1$$

$$C = (3,0324 - 0,2023 * API) * T^{-1.163}$$

- GLASO (1980)

$$\mu_{od} = \frac{(3,141 * 10^{10})}{T^{3,444}} * \log(API^A)$$

$$A = 10,313 * \log(T) - 36,447$$

- NG AND EGBOGAH (1983)

$$\mu_{od} = 10^{10^X} - 1$$

$$X = 1,8653 - (2,5086 * 10^{-2} * API) - (0,56444 * \log(T))$$

- KAYE (1985)

$$API \leq 12$$

$$\mu_{od} = 10^D - 1$$

$$D = T^{-0,65} * 10^{2,203 - 0,025 * API}$$



$$API \geq 12$$

$$\mu_{od} = 10^D - 1$$

$$D = T^{-0,65} * 10^{2,305-0,03354*API}$$

• TWU (1985)

$$\mu_{od} = \gamma_{oT} * V_T$$

$$\gamma_{oT} = 0,999012 \gamma_{o60^\circ F} * VCF_T$$

$$VCF_T = e^{-(\alpha_{60} * \Delta T (1 + 0,8 \alpha_{60} * \Delta T))}$$

$$\alpha_{60} = \frac{K_0 + K_1 * \gamma_{o60^\circ F}}{\gamma_{o60^\circ F}^2}$$

Para Crudos

$$K_0 = 2,5042 \times 10^{-4}$$

$$K_1 = 8,3020 \times 10^{-5}$$

Para Compuestos puros

$$K_0 = 3,4175 \times 10^{-4}$$

$$K_1 = -4,542 \times 10^{-5}$$

$$\Delta T = T - 60$$

$$V_T = \varphi - e^x$$

$$x = -0,7487 - 3,295\varphi + 0,6119\varphi^2 - 0,3193\varphi^3$$

$$\varphi = (Z_T - 0,7)$$

$$Z_T = e^{e^H}$$

$$H = \ln(\ln(Z_{100}) + B * (\ln(T_{abs}) - \ln(559,67)))$$

$$B = \frac{\ln(\ln(Z_{210})) - \ln(\ln(Z_{100}))}{\ln(669,67) - \ln(559,67)}$$

$$T_{ABS} = T + 459,67$$

$$Z_{100} = (V_{100} + 0,7) + e^{(-1,47-1,94(V_{100})-0,51(V_{100}^2))}$$

$$Z_{210} = (V_{210} + 0,7) + e^{(-1,47-1,94(V_{210})-0,51(V_{210}^2))}$$





$$V_{100} = e^{\ln(V_1 + \frac{450}{T_b}) \left(\frac{1+2f_1}{1-2f_1}\right)^2} - \frac{450}{T_b}$$

$$V_{210} = e^{\ln(V_2 + \frac{450}{T_b}) \left(\frac{1+2f_2}{1-2f_2}\right)^2} - \frac{450}{T_b}$$

$$V_1 = e^{0,801621+1,37179 \cdot \ln(V_2)}$$

$$V_2 = e^{(4,73227-27,0975\alpha+49,4491\alpha^2-50,4706\alpha^4)} + 1,52995$$

$$f_1 = 1,33932 * \varepsilon * \Delta\gamma_o - 21,1141 * \frac{\Delta\gamma_o^2}{\sqrt{T_b}}$$

$$f_2 = \varepsilon * \Delta\gamma_o - 21,1141 * \frac{\Delta\gamma_o^2}{\sqrt{T_b}}$$

$$\varepsilon = \left| 1,99873 - \frac{56,7394}{\sqrt{T_b}} \right|$$

$$\Delta\gamma_o = \gamma_o - \gamma_o^0$$

$$\gamma_o^0 = 0,843593 - 0,128624\alpha - 3,36159\alpha^3 - 13749,5\alpha^{12}$$

$$\alpha = 1 - \tau$$

$$\tau = 0,533272 + 1,91017x10^{-4} * T_b + 7,79681x10^{-8} * T_b^2 - 2,84376x10^{-11} * T_b^3 + 9,59468x10^{27} * T_b^{-13}$$

- AL-KHAFAJI (1987)

$$\mu_{od} = \frac{10^A}{B}$$

$$A = 4,9563 - 0,0088 * T$$

$$B = \left( API + \frac{T}{30} - 14,29 \right)^{2,709}$$

- KARTOATMODJO Y SCHMIDT (1991)

$$\mu_{od} = 16 * 10^8 * T^{-2,8177} * \log(API)^A$$

$$A = 5,7526 * \log(T) - 26,9718$$



- LABEDI-1 (1992)

$$\mu_{od} = 10^{9,224} * API^{-4,7013} * T^{-0,6739}$$

- LABEDI-2 (1992)

$$\mu_{od} = 10^{9,37} * API^{-2,92} * T^{-2,0356}$$

- DE GHETTO (1994)

$$API \leq 10$$

$$\log(\log(\mu_{od} + 1)) = 1,90296 - 0,01269 * API - 0,6148 * \log(T)$$

$$10 < API \leq 22.3$$

$$\log(\log(\mu_{od} + 1)) = 2,06492 - 0,0179 * API - 0,70226 * \log(T)$$

$$22.3 < API \leq 31.1$$

$$\mu_{od} = 220,15 * 10^9 * T^{-3,556} * (\log(API))^A$$

$$A = 12,5428 * \log(T) - 45,2875$$

$$API > 31.1$$

$$\log(\log(\mu_{od} + 1)) = 1,67083 - 0,017628 * API - 0,61304 * \log(T)$$

- PETROSKY Y FARSHAD (1995)

$$\mu_{od} = 2,3511 * 10^7 * T^{-2,10255} * (\log(API))^X$$

$$X = 4,59388 * \log(T) - 22,82792$$

- FITZGERALD (1997)

$$A_1 = 34,931 - 8,84387 \times 10^{-2} * T_b + 6,73513 \times 10^{-5} * T_b^2 - 1,01394 \times 10^{-8} * T_b^3$$

$$A_2 = -2,92649 + 6,98405 \times 10^{-3} * T_b - 5,09947 \times 10^{-6} * T_b^2 + 7,49378 \times 10^{-10} * T_b^3$$

$$\log X_1 = A_1 + A_2 * K_w$$

$$\log X_2 = -1,35579 + 8,16059 \times 10^{-4} * T_b + 8,38505 \times 10^{-7} * T_b^2$$



$$V_{100} = X_1 + X_2$$

$$\text{Log}(V_{210}) = -1,92353 + 2,41071 \times 10^{-4} * T_b + 0,51130 * \log(T_b * V_{100})$$

- **BENNISON (1998)**

$$\mu_{od} = 10^A * T^D$$

$$A = 0,10231 * API^2 - 3,9464 * API + 46,5037$$

$$B = -0,04542 * API^2 + 1,70405 * API + 46,1918$$

- **ELSHARKAWY Y ALIKHAN (1999)**

$$\log(\log(\mu_{od} + 1)) = 2,16924 - 0,02525 * API - 0,68875 * \log(T)$$

- **BERGMAN (2000)**

$$\mu_{od} = e^{e^X} - 1$$

$$X = 22,33 - 0,194 * API + 0,00033 * API^2 + (-3,2 + 0,018 * API)(\ln(T + 300))$$

- **ELSHARKAWY Y GHARBI (2001)**

$$\mu_{od} = 10,7580 - 3,9145 * \log(API) - 1,9364 * \log(T)$$

- **NASERI (2005)**

$$\mu_{od} = 10^B$$

$$B = 11,2699 - 4,2699 * \log(API) - 2,052 * \log(T)$$

- **HOSSAIN (2005)**

$$\mu_{od} = 10^A * T^B$$

$$A = -0,71523 * API + 22,13766$$

$$B = 0,269024 * API + 8,268047$$

- **M. SATTARIN Y OTROS (2006)**

$$\mu_{od} = A * API^B$$



$$A = -5,9836 * 10^7 * T^2 + 3,511 * 10^{10} * T - 5,2145 * 10^{12}$$

$$B = 0,00418 * T^2 - 2,50406 * T + 368,78706$$

- GARCÍA LUGO (2006)

$$\mu_{od} = 10^{10(1.0805-0.0239*API-0.0022*T)} - 1$$

- BERGMAN Y SUTTON (2009)

$$\mu_{od} = \gamma_{oT} * V_T$$

$$\gamma_{oT} = 0,999012 \gamma_{o60°F} * VCF_T$$

$$VCF_T = e^{-(\alpha_{60} * \Delta T (1 + 0,8 \alpha_{60} * \Delta T))}$$

$$\alpha_{60} = \frac{K_0 + K_1 * \gamma_{o60°F}}{\gamma_{o60°F}^2}$$

Para Crudos

$$K_0 = 2,5042x10^{-4}$$

$$K_1 = 8,3020x10^{-5}$$

Para Compuestos puros

$$K_0 = 3,4175x10^{-4}$$

$$K_1 = -4,542x10^{-5}$$

$$\Delta T = T - 60$$

$$V_T = \varphi - e^x$$

$$x = -0,7487 - 3,295\varphi + 0,6119\varphi^2 - 0,3193\varphi^3$$

$$\varphi = (Z_T - 0,7)$$

$$Z_T = e^{e^H}$$

$$H = \ln(\ln(Z_{100}) + B * (\ln(T_{abs}) - \ln(559,67)))$$

$$B = \frac{\ln(\ln(Z_{210})) - \ln(\ln(Z_{100}))}{\ln(669,67) - \ln(559,67)}$$

$$T_{ABS} = T + 459,67$$

$$Z_{100} = (V_{100} + 0,7) + e^{(-1,47-1,94(V_{100})-0,51(V_{100}^2))}$$



$$Z_{210} = (V_{210} + 0,7) + e^{(-1,47-1,94(V_{210})-0,51(V_{210}^2))}$$

$$V_{100} = e^{\ln(V_1 + \frac{232,442}{T_b}) \frac{(1+2f_1)^2}{(1-2f_1)^2}} - \frac{232,442}{T_b}$$

$$V_{210} = e^{\ln(V_2 + \frac{232,442}{T_b}) \frac{(1+2f_2)^2}{(1-2f_2)^2}} - \frac{232,442}{T_b}$$

$$V_1 = e^{0,701254+1,38359*\ln(V_2)+0,103604*(\ln(V_2))^2}$$

$$V_2 = e^{(2,40219-9,59688\alpha+3,45656\alpha^2-143,632\alpha^4)} + 0,152995$$

$$f_1 = 0,980633 * \varepsilon * \Delta\gamma_o - 47,6033 * \frac{\Delta\gamma_o^2}{\sqrt{T_b}}$$

$$f_2 = \varepsilon * \Delta\gamma_o - 47,6033 * \frac{\Delta\gamma_o^2}{\sqrt{T_b}}$$

$$\varepsilon = \left| 2,68316 - \frac{62,0863}{\sqrt{T_b}} \right|$$

$$\Delta\gamma_o = \gamma_o - \gamma_o^0$$

$$\gamma_o^0 = 0,843593 - 0,128624\alpha - 3,36159\alpha^3 - 13749,5\alpha^{12}$$

$$\alpha = 1 - \frac{T_b}{\tau}$$

$$\tau = 0,533272 + 1,91017x10^{-4} * T_b + 7,79681x10^{-8} * T_b^2 - 2,84376x10^{-11} * T_b^3 + 9,59468x10^{27} * T_b^{-13}$$

- IKIENSIKIMAMA Y OGBOJA (2009)

$$\mu_{od} = 10^{10D} - 1$$

$$D = 2,0930 - 0,0350 * \log(API) - 0,6063 * \log(T)$$

- OYEDEKO Y ULAETO (2011)

$$\mu_{od} = 10^{7,173} * API^{-2,9986} * T^{-1,1226}$$



- Ortuño y Rodríguez (2011)

$$\mu_{od} = \gamma_{oT} * V_T$$

$$\gamma_{oT} = 0,999012 \gamma_{o60°F} * VCF_T$$

$$VCF_T = e^{-(\alpha_{60} * \Delta T (1 + 0,8 \alpha_{60} * \Delta T))}$$

$$\alpha_{60} = \frac{K_0 + K_1 * \gamma_{o60°F}}{\gamma_{o60°F}^2}$$

Para Crudos

$$K_0 = 2,5042 \times 10^{-4}$$

$$K_1 = 8,3020 \times 10^{-5}$$

Para Compuestos puros

$$K_0 = 3,4175 \times 10^{-4}$$

$$K_1 = -4,542 \times 10^{-5}$$

$$\Delta T = T - 60$$

$$V_T = \varphi - e^x$$

$$x = -0,7487 - 3,295\varphi + 0,6119\varphi^2 - 0,3193\varphi^3$$

$$\varphi = (Z_T - 0,7)$$

$$Z_T = e^{e^H}$$

$$H = \ln(\ln(Z_{100}) + B * (\ln(T_{abs}) - \ln(559,67)))$$

$$B = \frac{\ln(\ln(Z_{210})) - \ln(\ln(Z_{100}))}{\ln(669,67) - \ln(559,67)}$$

$$T_{ABS} = T + 459,67$$

$$Z_{100} = (V_{100} + 0,7) + e^{(-1,47 - 1,94(V_{100}) - 0,51(V_{100}^2))}$$

$$Z_{210} = (V_{210} + 0,7) + e^{(-1,47 - 1,94(V_{210}) - 0,51(V_{210}^2))}$$

$$V_{100} = V_1 \frac{1+2f_1^2}{1-2f_1}$$

$$V_{210} = V_2 \frac{1+2f_2^2}{1-2f_2}$$



$$V_1 = e^{0,801621+1,37179*\ln(V_2)}$$

$$V_2 = e^{(4,73227-27,0975\alpha+49,4491\alpha^2-50,4706\alpha^4)} + 1,52995$$

$$f_1 = 0,7085098905 * \varepsilon * \Delta\gamma_o + 160,536604 * \frac{\Delta\gamma_o^2}{\sqrt{T_b}}$$

$$f_2 = \varepsilon * \Delta\gamma_o - 160,536604 * \frac{\Delta\gamma_o^2}{\sqrt{T_b}}$$

$$\varepsilon = \left| 0,87132 - \frac{15,004066}{\sqrt{T_b}} \right|$$

$$\Delta\gamma_o = \gamma_o - \gamma_o^0$$

$$\gamma_o^0 = 0,843593 - 0,128624\alpha - 3,36159\alpha^3 - 13749,5\alpha^{12}$$

$$\alpha = 1 - \frac{T_b}{\tau}$$

$$\tau = 0,533272 + 1,91017x10^{-4} * T_b + 7,79681x10^{-8} * T_b^2 - 2,84376x10^{-11} * T_b^3 + 9,59468x10^{27} * T_b^{-13}$$

• NASERI (2012)

$$\mu od = 10^{10^B} - 1,12$$

$$B = 7,9684 - 2,7942 * \log(API) - 1,6044 * \log(T) + A$$

$$A = -\frac{47,3757}{T} - \frac{165,1894}{API^2}$$

• BAHADORI Y MAHMOUDI (2012)

$$\ln(\mu od) = a + \frac{b}{CAPI} + \frac{c}{CAPI^2} + \frac{d}{CAPI^3}$$

$$a = A_1 + B_1T + C_1T^2 + D_1T^3$$

$$b = A_2 + B_2T + C_2T^2 + D_2T^3$$

$$c = A_3 + B_3T + C_3T^2 + D_3T^3$$

$$d = A_4 + B_4T + C_4T^2 + D_4T^3$$



|                               |                |                                 |                               |
|-------------------------------|----------------|---------------------------------|-------------------------------|
| A1= 81,20049719               | B1= -0,6662763 | C1=0,001808                     | D1=-1,628817x10 <sup>-6</sup> |
| A2=-2,4138852x10 <sup>2</sup> | B2= 3,221590   | C2=-1,0769759x10 <sup>-2</sup>  | D2=1.0860469x10 <sup>-5</sup> |
| A3=2,608231x10 <sup>3</sup>   | B3= -22,671850 | C3=6,27265678x10 <sup>-2</sup>  | D3=-5.644261x10 <sup>-5</sup> |
| A4=-3,168039x10 <sup>3</sup>  | B4=26,172393   | C4=-7,00943511x10 <sup>-2</sup> | D4=6,1573901x10 <sup>-5</sup> |

• Ulaeto and Oyedeko (2014)

$$\mu_{od} = A * (1 + B * \ln(API) + C * \ln(T))$$

$$A = \frac{47209999,96}{API^{3,185} * T^{0,176}}$$

$$B = 0,045454082 * (\ln(API) - 6,644518272)$$

$$C = 0,014721569 * (\ln(T) - 11,67542323)$$