

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

**CORRELACIÓN PARA VISCOSIDAD DE CRUDO MUERTO PARA LAS EEMM
PETROJUNIN – PETROINDEPENDENCIA – PETROMONAGAS UBICADAS EN LA
FAJA PETROLÍFERA DEL ORINOCO HUGO CHÁVEZ**

Presentado ante la Ilustre
Universidad Central de Venezuela Por la Br.
Sánchez C; Johana C
Para optar al Título de
Ingeniero de Petróleo

Caracas, junio 2019

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

**CORRELACIÓN PARA VISCOSIDAD DE CRUDO MUERTO PARA LAS EEMM
PETROJUNIN – PETROINDEPENDENCIA – PETROMONAGAS UBICADAS EN LA
FAJA PETROLÍFERA DEL ORINOCO “HUGO CHÁVEZ”**

Tutor Industrial: Ing. Jorge Giménez.

Tutor Académico: Lic. René Rojas.

Presentado ante la Ilustre
Universidad Central de Venezuela Por la Br.
Sánchez C; Johana C
Para optar al Título de
Ingeniero de Petróleo

Caracas, junio 2019

Caracas, Junio del 2019

CARTA DE APROBACIÓN

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 la Bachiller Johana Carolina, Sánchez Chacón. Titulado:

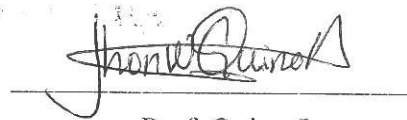
**“CORRELACIÓN PARA VISCOSIDAD DE CRUDO MUERTO
PARA LAS EEMM PETROJUNIN – PETROINDEPENDENCIA-
PETROMONAGAS UBICADAS EN LA FAJA PETROLÍFERA
DEL ORINOCO HUGO CHÁVEZ”**

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. Ortuño N

JURADO



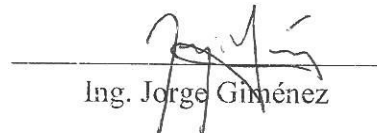
Prof. Quino J

JURADO



Prof. René Roja

Tutor Académico



Ing. Jorge Giménez

Tutor Industrial

DEDICATORIA

A DIOS por darme la vida y guiar siempre mi camino, y ayudarme siempre a lograr mis metas.

A mi familia con gran amor y dedicación gracias a todos y cada uno de ustedes, gracias por esa motivación y ejemplo que me han dado, gracias por siempre estar conmigo en todo momento.

A mis padres por darme la vida, y apoyarme en este y todos mis proyectos.

AGRADECIMIENTO

Agradezco primeramente a DIOS por darme los conocimientos y la fortaleza necesaria para seguir adelante y lograr todas mis metas.

A la ilustre UNIVERSIDAD CENTRAL DE VENEZUELA por ser mi casa de estudio, por permitir mi formación como profesional y formar parte de esta gran familia ucevista.

A mi tutor industrial JORGE GIMENEZ por sus conocimientos, paciencia y apoyo en todas las actividades desarrolladas en la empresa, a mi tutor académico profesor RENÉ ROJAS muy querido por todos sus alumnos por su dedicación en la formación de cada uno de nosotros, gracias por sus recomendaciones y experiencias para poder lograr este trabajo.

A mis PADRES por creer en mí por educarme y enseñarme a ser una persona humilde, con valores y a luchar a pesar de los obstáculos por eso y mucho más los quiero.

A EDIS LARA una persona muy especial para mí en todo momento, por sus buenas acciones sus consejos y mi guía en este largo camino, muy bella persona.

A toda mi FAMILIA en especial a mi abuela hermosa DOMICIANA JIMENEZ te amo, gracias por estar siempre pendiente de mí por estar en mis buenos y malos momentos por sus buenos consejos eres lo mejor que me ha pasado en la vida le doy gracias a Dios todos los días por tenerte.

A toda la familia INTEVEP al señor José Gregorio, Iris Barrutia, Johana Angulo, María Y Camacho, Arturo Borges, Priscila Fernández, Henner Anzola a todos y cada uno por su ayuda, amistad, comprensión y conocimientos para realizar cada una de mis actividades.

A mis compañeros y hermanos que me dio la vida Alvaro Aular amigo incondicional gracias por tu apoyo y paciencia a cada hora y en todo momento, a mis hermosas amigas de carrera universitaria Sasha León, Raquel Arena, Ámbar Parra, Angélica Calanche, Johangri Calderon ,Hemily Ascanio y mi mejor vecina Bárbara León, más que amigas confidentes.

Una vez más GRACIAS a todos, ustedes son parte de una nueva etapa de mi vida.

Sánchez C; Johana C

**CORRELACION PARA VISCOSIDAD DE CRUDO MUERTO
PARA LAS EEMM PETROJUNIN-PETROINDEPENDENCIA-
PETROMONAGAS UBICADAS EN LA FAJA PETROLIFERA DEL
ORINOCO HUGO CHAVEZ**

Tutor Académico: Prof. René Rojas. Tutor Industrial: Ing. Jorge Giménez.

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

Año 2019. 72Pág.

Palabras claves: viscosidad, crudo muerto, índice API, temperatura, peso molecular-crudo, correlación, viscosidad de crudo muerto, Petrojunin, Petroindependencia, Petromonagas.

Resumen: Diferentes autores han trabajado con diversos análisis y parámetros para encontrar la forma de conocer el valor de la viscosidad mediante modelos numéricos que coteje los resultados a las medidas experimentales, y de esta búsqueda surgen las correlaciones empíricas. Estas correlaciones hasta la fecha en su mayoría se han desarrollado con base a la temperatura y la gravedad °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, para las empresas mixtas de petrojunin, petroindependencia y petromonagas que operan en los bloques Junín y Carabobo, mediante el uso del programa STATGRAPHICS CENTURION XVI.II utilizando los parámetros tradicionales de temperatura y la gravedad °API, además de la inclusión de parámetros como el peso molecular con el fin de obtener una ecuación que mejor se ajuste al estudio de estos crudos y que a su vez arroje el menor error absoluto promedio. Debido a la multicolinealidad presentada entre el peso molecular y la gravedad °API se trabajó con regresiones en cadenas. En esta investigación se presentan 2 ecuaciones de correlación buscando principalmente practicidad y exactitud. Para cumplir con la metodología se procedió a realizar el estudio a las empresas mixtas petromonagas y petroindependencia ya que estas se encuentran en el mismo bloque y posteriormente se añadió la empresa mixta petrojunin perteneciente al bloque Junín, esto con la intención de observar qué tan grande es el error asociado al momento de realizar el estudio a muestras que pertenecen a diferentes arenas, y por último se procedió a realizar la correlación global con las tres empresas mixtas, la primera ecuación se desarrolló utilizando las variables habituales la cual arrojó un error promedio absoluto de 9,5% y un R^2 de 96,07 %, la segunda ecuación describe la viscosidad con la adición del peso molecular para obtener el error promedio absoluto hasta 7,0 % y un R^2 de 97,03% para la correlación final.

INDICE DE CONTENIDO

INDICE DE CONTENIDO.....	V
INDICE DE FIGURAS	IX
INDICE DE TABLAS.....	XI
INTRODUCCION.....	1
CAPITULO I.....	2
EL PROBLEMA	2
1.1. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA.....	2
1.1. OBJETIVOS.....	3
1.1.1. OBJETIVO GENERAL	3
1.1.2. OBJETIVOS ESPECIFICOS	3
1.2. ALCANCE.....	4
1.3. JUSTIFICACION.....	4
1.4. LIMITACIONES.....	4
CAPITULO II.....	5
MARCO TEORICO	5
2.1. ANTECEDENTES DE LA INVESTIGACIÓN	5
BASES TEORICAS	13
2.2. CRUDO.....	13
2.2.1. CRUDO MUERTO	13
2.2.2. CRUDOS PESADOS Y EXTRAPESADOS	13
2.2.3. CARACTERISTICAS DE LOS CRUDOS PESADOS Y EXTRAPESADOS	14
2.3. VISCOSIDAD Y FACTORES QUE LA MODIFICAN	14
2.3.1. INFLUENCIA DE LA TEMPERATURA EN LA VISCOSIDAD	14
2.3.2. INFLUENCIA DE LA PRESION SOBRE LA VISCOSIDAD.....	15
2.4. DENSIDAD.....	16
2.5. GRAVEDAD ESPECÍFICA O DENSIDAD RELATIVA	16
2.6. PESO MOLECULAR	16
2.6.1. PESO MOLECULAR DE VISCOSIDADES (Mv).....	17
2.6. GENERACION DE MODELOS MATEMATICOS A TRAVES DE TÉCNICAS ESTADISTICAS.....	17

2.6.1.	VARIABLES.....	18
2.6.2.	TIPOS DE VARIABLES	18
2.6.2.1.	VALORES ATÍPICOS.....	18
2.6.2.2.	DIAGRAMA DE DISPERSIÓN.....	19
2.6.2.3.	MULTICOLINEALIDAD	19
2.7.	ANALISIS DE REGRESION	19
2.7.1.	REGRESION LINEAL SIMPLE.....	20
2.7.2.	REGRESION LINEAL MULTIPLE	20
2.7.3.	REGRESION EN CADENA.....	21
2.8.	ABUSOS COMUNES DE LA REGRESION.....	21
2.9.	COEFICIENTE DE CORRELACION (R)	22
2.10.	COEFICIENTE DE DETERMINACION (R²).....	22
2.11.	DESVIACION RELATIVA (EI)	22
2.12.	GRÁFICO DE VALORES OBSERVADO VS PREDICHOS	23
2.13.	ERROR PROMEDIO ABSOLUTO.....	24
2.14.	STATGRAPHICS CENTURION VERSION XVI.II	24
CAPITULO III		27
DESCRIPCION DEL AREA EN ESTUDIO.....		27
3.	FAJA PETROLÍFERA DEL ORINOCO	27
3.1.	BLOQUE CARABOBO.....	28
3.2.	BLOQUE JUNÍN	29
CAPITULO IV		30
MARCO METODOLOGICO		30
4.1.	TIPO DE INVESTIGACIÓN.....	30
4.2.	DISEÑO DE LA INVESTIGACIÓN.....	30
4.3.	METODOLOGÍA DE LA INVESTIGACIÓN	30
4.4.	FASE I: INFORMACION TEORICO-PRACTICO	31
4.5.	REVISIÓN BIBLIOGRÁFICA.....	31
4.6.	EVALUACIÓN Y SELECCIÓN DEL MATERIAL.....	31
4.7.	FASE II: MEDICIONES DE PROPIEDADES.....	31
4.8.	MEDICIONES	31
4.9.	DENSIDAD Y °API.....	32

4.10	PESO MOLECULAR	33
4.11	VISCOSIDAD.....	36
4.12	FASE III: VALIDACION DE PUNTOS Y GENERACION DE CORRELACION.....	37
4.13	VALIDACIÓN DE PUNTOS EXPERIMENTALES.....	37
4.14	GENERACIÓN DE BASE DE DATOS.....	38
4.15	FAMILIARIZACIÓN CON LA HERRAMIENTA COMPUTACIONAL.....	38
4.16	MÉTODOLOGIA PARA EL USO DEL PROGRAMA.....	38
4.17	GENERACIÓN DE LA PRIMERA CORRELACIÓN	39
4.18	INCLUSIÓN DE PESO MOLECULAR.....	40
4.19	VALIDACIÓN DE CORRELACIÓN	40
CAPITULO V		42
5.1	MEDICIONES DE LAS VARIABLES	42
5.2	VISCOSIDADES MEDIDAS POR EMPRESAS MIXTA.....	43
5.3	GENERACIÓN DE CORRELACIÓN	45
5.4	ACONDICIONAMIENTO DE DATOS.....	46
5.5	GENERACION DE CORRELACIÓN DE VISCOSIDAD PARA CRUDO MUERTO.....	46
5.6	PRIMERA CORRELACIÓN EN FUNCION DE API Y T.....	47
5.7	SEGUNDA CORRELACIÓN INCLUYENDO EL PM.....	47
5.8	ESTUDIO DE LA PRIMERA CORRELACIÓN A CADA UNA DE LAS EMPRESAS MIXTAS.....	48
5.8.1	ESTUDIO DE LA ECUACIÓN (11) PARA LOS DATOS DE PETROINDEPENDENCIA....	50
5.8.2	ESTUDIO DE LA ECUACION (11) PARA LOS DATOS DE PETROJUNIN	50
5.9	VALIDACIÓN DE LA FORMA DE LA ECUACION DE AULAR A. PARA CADA EMPRESA MIXTA	51
5.9.1	VÁLIDACION EC (15) PARA LOS DATOS DE PETROMONAGAS.....	52
5.9.2	VÁLIDACION DE LA EC (15) PARA LOS DATOS DE PETROINDEPENDENCIA	53
5.9.3	VÁLIDACION DE LA EC (15) PARA LOS DATOS DE PETROJUNIN.....	54
5.10	VALIDACIÓN DE LA FORMA DE LA ECUACIÓN DE AULAR ALVARO SUMANDO EL COMPORTAMIENTO DE TODAS LAS EMPRESAS MIXTAS.	55
5.10.1	ESTUDIO REALIZADO A LAS EMPRESAS MIXTAS PETROINDEPENDENCIA Y PETROMONAGAS	55
5.10.2	ESTUDIO REALIZADO A TODAS LAS EMPRESAS MIXTAS.....	56

5.11	RESULTADOS DE LA FORMA DE LA SEGUNDA CORRELACIÓN DE AULAR INCLUYENDO EL PM POR EMPRESAS MIXTAS.....	56
5.11.1	RESULTADOS DE LA SEGUNDA ECUACION DESARROLLADA POR AULAR A LOS DATOS DE PETROMONAGAS	57
5.11.2	RESULTADOS DE LA SEGUNDA ECUACION DESARROLLADA POR AULAR A LOS DATOS DE PETROINDEPENDENCIA.....	57
5.11.3	RESULTADOS DE LA SEGUNDA ECUACION DESARROLLADA POR AULAR A LOS DATOS DE PETROJUNIN	58
5.12	RESULTADOS DE LA FORMA DE LA CORRELACIÓN DE AULAR INCLUYENDO EL PM PARA TODAS LAS EMPRESAS MIXTAS.....	59
5.13	COMPARACIÓN CON CORRELACIONES PUBLICADAS POR OTROS AUTORES.....	60
5.13.1	RESULTADOS OBTENIDOS A PARTIR DE LA ECUACIÓN DE GARCÍAS LUGO PARA LA EMORESA MIXTA PETROMONAGAS	60
5.13.2	RESULTADOS OBTENIDOS A PARTIR DE LA ECUACIÓN DE GARCÍAS LUGO PARA LA EMORESA MIXTA PETROINDEPENDENCIA	61
5.13.3	RESULTADOS OBTENIDOS A PARTIR DE LA ECUACIÓN DE GARCÍAS LUGO PARA LA EMORESA MIXTA PETROJUNIN.....	61
5.13.4	RESULTADOS DE LA ECUACIÓN DE GARCIA LUGO PARA TODAS LAS EMPRESAS MIXTAS	62
	CONCLUSIONES.....	63
	RECOMENDACIONES	64
	REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS	65
	APÉNDICES	67

INDICE DE FIGURAS

Figura2.1: viscosidad del petróleo sin gas en solución	15
Figura 2.2: Viscosidad del petróleo vs la presión que muestra las regiones muerta, saturada y no saturada.	15
Figura2.3: Diagrama de dispersión.....	19
Figura2.4: Grafico de valores observado vs predicho	23
Figura 2.5: Residuos vs predicciones	23
Figura2.6: pantalla inicial statgraphics.....	26
Figura.2.7: formato de ingreso de datos	26
Figura3.1: Faja petrolífera y sus divisiones por bloques.....	27
Figura3.3: Bloque Junín de la faja petrolífera del Orinoco.....	29
Figura4.2: Densímetro Anton Paar D 4500.....	32
Figura 4.3: Cryette wr 5009	33
Figura4.4: Reómetro Antor Parr.....	37
Figura 4.2: Esquema de la metodología	41
Figura 5.1: viscosidad medida Petroindependencia	43
Figura5.2 viscosidad medida Petromonagas	44
Figura5.3 viscosidad medida Petrojunin	44
Figura5.5: Valores de viscosidad(cp) determinados experimentalmente vs valores de viscosidad predichos petromonagas.....	49
Figura5.6 Valores de viscosidad(cp) determinados experimentalmente vs valores de viscosidad predichos	50
Figura5.7: Valores de viscosidad(cp) determinados experimentalmente vs valores de viscosidad predichos	51
Figura 5.8: Valores de viscosidad(cp) determinados experimentalmente vs valores de viscosidad predichos	52
Figura 5.9: Valores de viscosidad(cp) determinados experimentalmente vs valores de viscosidad predichos Petroindependencia.	53
Figura5.10: Valores de viscosidad(cp) determinados experimentalmente vs valores de viscosidad predichos Petrojunin.....	54
Figura 5.11: Valores de viscosidad(cp) determinados experimentalmente vs valores de viscosidad predichos Petroindependencia y Petromonagas.	55
Figura 5.12: Valores de viscosidad(cp) determinados experimentalmente vs valores de viscosidad predichos Petromonagas, Petroindependencia y Petrojunin.....	56

Figura 5.13 : Valores de viscosidad(cp) determinados experimentalmente vs valores de viscosidad predichos Petromonagas	57
Figura5.14: Valores de viscosidad(cp) determinados experimentalmente vs valores de viscosidad predichos Petroindependencia	58
Figura 5.15: Valores de viscosidad(cp) determinados experimentalmente vs valores de viscosidad predichos Petrojuni.....	58
Figura 5.16.: Valores de viscosidad(cp) determinados experimentalmente vs valores de viscosidad predichos	59
Figura 5.17: Valores de viscosidad(cp) determinados experimentalmente vs valores de viscosidad predichos Petromonagas	60
Figura5.18: Valores de viscosidad(cp) determinados experimentalmente vs valores de viscosidad predichos Petroindependencia	61
Figura 5.19: Valores de viscosidad(cp) determinados experimentalmente vs valores de viscosidad predichos Petrojunin.....	62
Figura5.20: Valores de viscosidad(cp) determinados experimentalmente vs valores de viscosidad predichos de las 3 empresas mixtas.....	62

INDICE DE TABLAS

Tabla 1 clasificacion de crudos según Ghetto Paone y Villa.	8
Tabla 2 clasificación del petróleo según la gravedad API.....	13
Tabla 3 Relación soluto solvente para medir peso molecular(g/mol)	34
Tabla 4 Rango de parámetros Petroindependencia.....	42
Tabla 5 Rango de parámetros Petrojunin	42
Tabla 6 Rango de parámetros Petromonagas	43

INTRODUCCION

La Faja Petrolífera del Orinoco Hugo Chávez (FPOHC) está ubicada al sureste de Venezuela al norte del río Orinoco, es la mayor acumulación de petróleo en el mundo y constituye las mayores reservas de hidrocarburo pesado y extrapesado (PDVSA, 2016). Petróleos de Venezuela S.A (PDVSA) lleva a cabo diversos planes para la explotación de estas reservas (Vivas, 2016). La optimización del proceso de toma de decisiones para la planificación de la producción, y la estimación precisa de la productividad de los pozos propuestos.

Los análisis PVT son requisitos indispensables para contar con las propiedades de los fluidos. Los estudios PVT se llevan a cabo con el propósito de analizar los fluidos de yacimiento y partiendo de los resultados de estos estudios, determinar los diversos parámetros y metodología que se desarrollarán para poner a producir el yacimiento, siendo la viscosidad una propiedad fundamental del fluido. Ésta permite conocer la movilidad del crudo en el espacio poroso y las líneas de flujo. La falta de análisis PVT ha constituido una limitante a la hora de determinar las propiedades físicas de los fluidos. Sin embargo, existen herramientas capaces de suministrar la información que se obtiene de ensayos de laboratorio. El uso de correlaciones evita en gran parte la realización de mediciones de laboratorio y, a su vez, elimina el costo que estos análisis implican.

En este sentido el objetivo fundamental de este trabajo es mediante el uso de una herramienta computacional, generar una correlación para predecir la viscosidad, del crudo muerto (sin gas en solución) en las diferentes empresas mixtas (EEMM). El Instituto Venezolano del Petróleo (INTEVEP) en su rol de ente tecnológico de Petróleos de Venezuela (PDVSA) se ha dado la tarea de proponer un modelo que incorpore algunos parámetros que describan la esencia química de estos crudos, con el fin de entregarles a sus ingenieros en las áreas de producción una herramienta para el cálculo de viscosidad de crudo muerto garantizando resultados óptimos.

CAPITULO I

EL PROBLEMA

1.1. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

El petróleo en general varía su composición y es mediante el estudio de los grados API que se conoce su clasificación según la densidad del crudo en comparación con el agua a temperaturas iguales, por otra parte, como es sabido la explotación de los yacimientos de crudos pesados y extrapesados se ha convertido actualmente en un interés para la industria petrolera debido a que los yacimientos de crudo medianos y livianos se han ido agotando a nivel mundial (Hussein et al., 2006).

Venezuela posee numerosos yacimientos de petróleo pesado y extrapesado la mayoría de los cuales se ubican en la FPOHC. Ésta representa una de las acumulaciones de crudo pesado más extensas en todo el mundo (Hussein et al., 2006), es por esta razón de que grandes empresas petroleras muestren un creciente interés a los mismos, ya que representan una gran fuente de energía.

La viscosidad es una de las características más importantes de los hidrocarburos, ya que mediante los valores exactos de ésta podemos conocer el comportamiento de los fluidos del yacimiento, brindar información acerca de diseños de producción, evaluación de planes de explotación y estimar las tasas de producción tanto en los aspectos operacionales de producción, transporte y refinación. Ésta se obtiene por varios métodos entre ellos: medición directa, modelos teóricos, modelos semiteóricos y métodos empíricos, siendo este último el enfoque de este trabajo, el desarrollo de correlaciones que muestre un mejor ajuste hacia los distintos escenarios en las diferentes áreas de la FPOHC. Hasta la fecha la mayoría de las correlaciones usadas anteriormente se realizan con base a parámetros tradicionales como los gravedad API y temperatura, lo cual trae consigo un error promedio significativo, (Aular A., 2018) en su trabajo especial de grado realizó una correlación de viscosidad en la Faja Petrolífera Del Orinoco Hugo Chávez siendo su única área en estudio Petromonagas de aquí surge la necesidad de desarrollar una correlación de viscosidad global para un área mayor de la FPOHC para así optimizar tiempo, costo, y agilizar resultados.

1.1. OBJETIVOS

1.1.1. OBJETIVO GENERAL

Generar una correlación para estimar viscosidad de crudo muerto a muestras provenientes de las empresas mixtas Petrojunin – Petroindependencia – Petromonagas ubicadas en la Faja Petrolífera del Orinoco “Hugo Chávez” (FPOHC).

1.1.2. OBJETIVOS ESPECIFICOS

- Realizar las mediciones experimentales de las propiedades fisicoquímicas del crudo proveniente de las diversas EEMM de la FPOHC.
- Generar una base de datos con la caracterización de diversos crudos de la FPOHC.
- Validar la aplicación de la correlación previamente desarrollada en un área específica, a un área más extensa de la FPOHC.
- Plantear una metodología a partir de los datos generados para la herramienta computacional.
- Generar una correlación para predecir la viscosidad de crudo muerto para las EEMM de la FPOHC.

1.2. ALCANCE

Este trabajo de investigación estará enfocado en el desarrollo de una correlación de viscosidad de crudo muerto para las EEMM Petrojunin, Petroindependencia y Petromonagas, mediante el uso de una herramienta computacional denominada STATGRAPHICS Centurión XVI.II, que permita estimar la viscosidad del petróleo a través de diversas mediciones experimentales (peso molecular y densidad). Para generar esta correlación se usará una base de datos de **55** muestras provenientes de diferentes áreas de la FPOHC, tratando siempre en lo que sea posible que el número de muestras sea representativo del área en estudio, para obtener una mejor perspectiva del comportamiento de los fluidos presentes en cada uno de los boques de la FPOHC.

1.3. JUSTIFICACION

Este trabajo, se encuentra enmarcado en el proyecto de investigación y desarrollo en producción, productividad y mejoramiento de hidrocarburos de PDVSA-INTEVEP y tiene como principio, mediante estudios PVT desarrollar una correlación simple y precisa para las EEMM de la faja, esto implica ahorro de tiempo y dinero a la hora de realizar diferentes pruebas y tomar decisiones para conocer el valor de viscosidad para todas las áreas en estudio, ya que no se justifica que las correlaciones sean para una sola área operacional específica, con esto se espera obtener una herramienta más factible y cómoda para el cálculo de viscosidad de crudo muerto garantizando resultados óptimos y en corto tiempo.

1.4. LIMITACIONES

Entre los factores que puedan afectar el desarrollo de esta investigación se pueden listar:

- Disponibilidad de insumos químicos (ej:solventes).
- Cantidad de muestras representativas para realizar las pruebas en los diferentes laboratorios de PDVSA-INTEVEP.
- Limitaciones operacionales de los equipos.
- Obtención de la licencia que sugiere el programa STATGRAPHICS.

CAPITULO II

MARCO TEORICO

2.1. ANTECEDENTES DE LA INVESTIGACIÓN

En cuanto a los antecedentes consultados, acerca de estudios de correlación para estimar viscosidad se tienen los siguientes:

En 1946 Beal presentó 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, La gravedad °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 la gravedad °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 con un rango de aplicación (50 – 300)°F y gravedad °API entre (20.1 – 48,1°). 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 la gravedad °API.

En 1982, Labedi publicó un nuevo grupo de correlaciones para estimar viscosidad de petróleo libre de gas o crudo muerto para fluidos encontrados en yacimientos africanos, en función de datos de campo de fácil medición. Se analizaron 120 muestras recolectadas de yacimientos de Libia, Nigeria y Angola.

En 1983, Ng y Egbogah realizaron una modificación de la ecuación de Beggs y Robinson 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 Beggs y Robinson con una gravedad °API en un rango de 5,0 – 58,0°. 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- alcanos como fluido de referencia y emplea punto normal de ebullición 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 1986, Kaye presentó una nueva correlación para viscosidades (μ_{od}), para crudos costa afuera de California, donde clasificó a los crudos en dos grupos según su gravedad °API, el primer grupo para la gravedad °API ≤ 12 , y un segundo para °API > 12 . (Rango °API 6,6 – 41,1).

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 la gravedad °API, con una gravedad API (15 – 51 °API), para un rango de temperatura (60 – 300°F), la presión del yacimiento y presión de punto de burbuja.

En 1990, *Petrosky* propone una correlación para estimar viscosidades dinámicas para crudo del Golfo de México, contó con 118 datos, con crudos de gravedad API (25,4 – 46,1°API) y un rango de temperatura (114 – 288°F).

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 gravedad °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 n°1

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

Tabla 1 clasificacion de crudos según 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 2000, Bergman presenta una correlación para estimar viscosidades dinámicas, utilizó una data de 454 muestras de crudos de todo el mundo, con un rango de operación de viscosidades dinámicas (0,5 – 500000 cP) y gravedad API (12 – 60°API) a temperatura (40 – 400°F).

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 bibliografía 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, 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 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).

2017, G. S. Landaeta and L. E logró mejorar la comprensión de la heterogeneidad de los fluidos en el campo Huyapari(antiguo campo Hamaca) a través de estudios de presión, volumen y temperatura(PVT) y análisis geoquímico para estimar viscosidad de petróleo, utilizando biomarcadores para una mejor estimación de viscosidad, demostrando que mediante la integración de análisis geoquímicos juntos con los datos PVT permitió mejorar las correlaciones permitiendo

así una mejor definición del potencial del pozo, los autores trabajaron con muestras tomadas en el cabezal del pozo, en el reservorio, y muestras de superficies, concluyendo que el grado de biodegradación es muy útil para la implementación de estrategias de explotación, y recomiendan utilizar en los reservorios menos profundos las correlaciones geoquímicas para estimar viscosidad de crudo muerto.

En 2018, Aular A, desarrolló tres correlaciones de viscosidad de crudo muerto en el área de Petromonagas en la faja petrolífera del Orinoco, utilizando los parámetros de $^{\circ}$ API y temperatura y la inclusión progresiva de peso molecular y análisis SARA. Dichas correlaciones obtuvieron los siguientes errores promedios absolutos 10.29 %, 7.72 % y 6.88 % respectivamente. Obtuvo dos correlaciones con un error promedio absoluto menor a 10%, aun cuando sus variables independientes presentaban multicolinealidad gracias a la utilización de la regresión en cadena.

BASES TEORICAS

Las definiciones que se muestran a continuación han permitido al autor afianzar sus conocimientos en la caracterización de los fluidos de un yacimiento de petróleo, dichas definiciones son primordiales para el desarrollo de este trabajo especial de grado.

2.2. CRUDO

Se define como una mezcla compleja formada por diversos compuestos, en su mayoría hidrocarburos que contienen diferentes combinaciones y concentraciones.

2.2.1. 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, (A.Aular 2018).

2.2.2. CRUDOS PESADOS Y EXTRAPESADOS

El Instituto Americano del Petróleo (API, por sus siglas en inglés) 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 define los crudos pesados como aquellos cuya gravedad se encuentre en el rango 10 – 22,3 °API y los crudos extra pesados en el rango de 0 – 9,9 °API.

Crudo	Grados API	Densidad
Liviano	30-40°	0.869 – 0.830 gr/ml
Mediano	22-29.9°	0.920 – 0.870 gr/ml
Pesado	10-21.9°	1.000 – 0.919 gr/ml
Extrapesados	Menor a 10°	> 1.000 gr/ml

Tabla 2 clasificación del petróleo según la gravedad API

2.2.3. CARACTERISTICAS DE LOS CRUDOS PESADOS Y EXTRAPESADOS

El tipo de fluido, es un factor determinante en muchas de las decisiones que tomen los ingenieros, en relación al yacimiento y sus estrategias óptimas de explotación.

Según “Caracterización Física de los Yacimientos”, PDVSA-CIED, (1997), “Actualmente, el tipo de fluido contenido en los yacimientos, es uno de los muchos factores que influyen el comportamiento de producción de éstos y por consiguiente la elección del más apropiado plan de explotación e infraestructura de separación en superficie”, de allí la necesidad imperiosa de establecer las propiedades que caracterizan a cada uno de estos fluidos.

2.3. VISCOSIDAD Y FACTORES QUE LA MODIFICAN

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. En general la viscosidad de un fluido es una medida de la fricción interna o resistencia que ofrecen sus moléculas a fluir, esta se ve afectada tanto por la temperatura como por la presión.

2.3.1. INFLUENCIA DE LA TEMPERATURA EN LA VISCOSIDAD

Al aumentar la temperatura del crudo su viscosidad disminuye tal como se muestra en la figura 2.1, debido al incremento de la energía cinética de las moléculas, existe una disminución de las fuerzas de cohesión de las partículas, como también la disminución en la resistencia molecular interna al desplazamiento (Ortuño 2011).

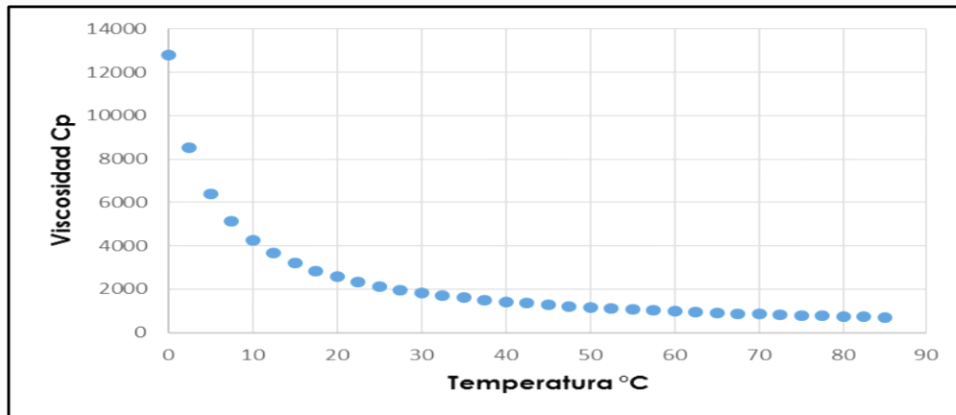


Figura 2.1: viscosidad del petróleo sin gas en solución

2.3.2. INFLUENCIA DE LA PRESION SOBRE LA VISCOSIDAD

La presión es uno de los parámetros más importante a la hora de realizar el estudio de los fluidos, un caso particular es cuando el aumento de la presión del crudo es realizado por medios mecánicos (sin adición de un gas específico) esto conlleva un aumento a la viscosidad debido a la disminución de distancia entre partículas y por ende hay resistencia a fluir, la viscosidad se ve influenciada tanto por la temperatura al disminuirla, como por la presión.

En la siguiente figura se observa el comportamiento de la viscosidad con la declinación de la presión.

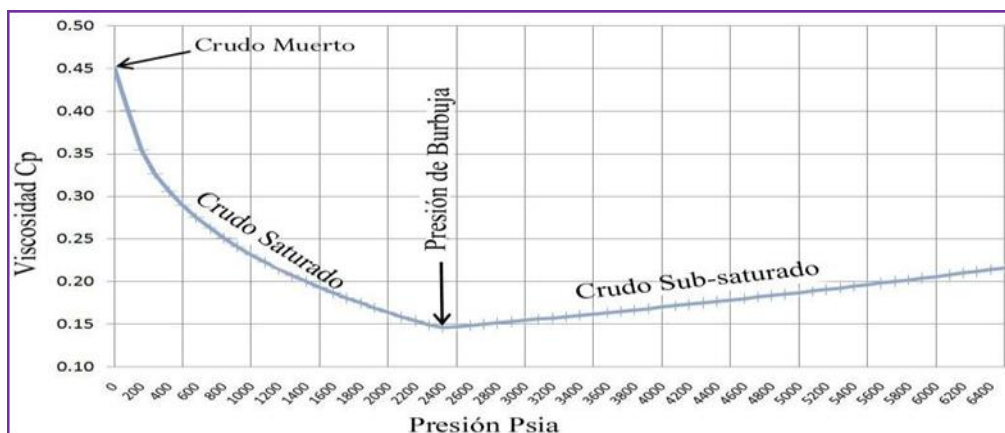


Figura 2.2: Viscosidad del petróleo vs la presión que muestra las regiones muerta, saturada y no saturada.

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. 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).

2.4. 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 ρ (rho) para designar la densidad.

$$\rho = \frac{m}{v}$$

Ecuación 1

2.5. 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).

$$GE = \gamma = \frac{\rho_x}{\rho_w}$$

Ecuación 2

2.6. PESO MOLECULAR

(Barth & Mays, 1991) el peso molecular es una propiedad de suma importancia ya que este describe la complejidad atómica de una estructura particular.

(Skoog, west, F, & S, 2001) masa ponderada de un compuesto o elemento químico con un número de partículas componentes igual al número de Avogadro.

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.

2.6.1. PESO MOLECULAR DE VISCOSIDADES (Mv)

Se define mediante

$$Mv = \sum(wi * mi^\alpha)^{1/\alpha}$$

Donde:

α : constante puede tomar valores entre (0,5 y 0,9)

wi :Peso de la especie de peso molecular

mi : fracción en peso de la especie

Ecuación 3

Donde α es una constante, Sin embargo, Mv es casi siempre menor que el peso molecular promedio en masa , el cual está basado en el peso molecular de la mayoría de las moléculas, y se ve afectada notablemente por las moléculas más pesadas puesto que α 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 4.

Donde, K y α son constantes que dependen del sistema polímero-solvente- temperatura.

2.6. GENERACION DE MODELOS MATEMATICOS A TRAVES DE TÉCNICAS ESTADISTICAS.

Para la generación de modelos matemáticos, es necesario aplicar métodos estadísticos, para representar y analizar información de datos, ya que es evidente la importancia de ciertos conocimientos en estadística para cualquier ingeniero.

2.6.1. 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).

2.6.2. TIPOS DE VARIABLES

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.

2.6.2.1. 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.

Según Montgomery-Runger,(1982) llamamos datos atípicos a aquellas observaciones que se encuentran alejadas del resto de las observaciones en una variable (atípico univariable) o en la distribución conjunta de dos o más variables (atípico multivariable). Los valores atípicos multivariantes resultan de combinaciones de valores muy inusuales. La consecuencia de una sola observación atípica puede ser grave pues pueden distorsionar las medias y desviaciones típicas de las variables y destruir o construir relaciones.

2.6.2.2. 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 2.3 (Díaz, 2008).



Figura2.3: Diagrama de dispersión

2.6.2.3. 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).

2.7. ANALISIS DE REGRESION

Según *Montgomery-Runger*, (1982) “El análisis de regresión, es una técnica estadística para modelar e investigar la relación entre dos o más variables. Con un conjunto de datos que describan el fenómeno se estiman los parámetros del modelo de regresión; posteriormente esta ecuación o modelo de regresión ajustado, se usa para predecir observaciones futuras de la variable dependiente, o para estimar la respuesta media en un nivel particular de alguna variable independiente”

2.7.1. REGRESION LINEAL SIMPLE

El término de regresión lineal indica que se estima el valor de la variable dependiente con base a una variable independiente, tal como señala Díaz (1997, p.65)

$$Y_i = \beta_0 + \beta_1 * x_i + \varepsilon_i$$

Ecuación 5

Dónde:

Y_i =Variable dependiente

x_i =Variable independiente

β_0 = Intersección de la recta con el eje y

β_1 =Pendiente de la recta

ε_i = Error aleatorio en Y para la observación i

En este modelo, la pendiente β_1 de la recta representa la cantidad de cambio de Y_i (positivo o negativo) para un cambio unitario particular de x_i . Por otra parte, la intersección β_0 con el eje Y representa un factor constante que está incluido en la ecuación. Finalmente, el valor ε_i del modelo representa el error aleatorio en Y_i por cada observación que ocurre. Este término se incluye porque el modelo es solo una aproximación a la relación exacta entre dos variables.

2.7.2. REGRESION LINEAL MULTIPLE

El análisis de regresión múltiple es una extensión del análisis de regresión simple, a aplicaciones que implican dos o más variables independientes, para estimar el valor de la variable dependiente. Por otra parte, Kleinbaum (1988) sostiene que, el modelo de regresión múltiple presenta la característica de que una respuesta dada se considera como una función de varias variables de predicción.

Esta ecuación da origen a lo que se conoce como regresión múltiple.

$$Y_i = \beta_0 + \beta_1 * x_{i1} + \beta_2 * x_{i2} + \dots + \beta_n * x_{in} + \varepsilon_i \quad \text{Ecuación 6}$$

Con $i=1,2,3,\dots,n$

Dónde:

Y_i =Variable dependiente

x_i =Variable independiente

β_0 = Intersección de la recta con el eje y

β_1 =Pendiente de Y con la variable X1 manteniendo constante a las variables X2,..Xn

β_2 = Pendiente de Y con la variable X2 manteniendo constante a las variables X1,..Xn

β_n = Pendiente de Y con La variable Xn manteniendo constante a las variables X2,..Xn-1.

ε_i = Error aleatorio en Y para la observación i.

2.7.3. REGRESION 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).

2.8. ABUSOS COMUNES DE LA REGRESION

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

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.”

2.9. COEFICIENTE DE CORRELACION (R)

Definido por Montgomery (1982), “es una medida de la intensidad de la relación entre dos (2) variables. Puede tomar valores entre -1 y 1 ”.

Valores de -1 indican correlación fuerte y perfecta.

Valores cercanos a cero (0) indican correlación débil.

Valores negativos indican una relación inversa y valores positivos indican una relación directa.

2.10. COEFICIENTE DE DETERMINACION (R^2)

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).

2.11. DESVIACION RELATIVA (EI)

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

$$EI = \left[\frac{ci - Mi}{Mi} \right] * 100$$

Ecuación 7

Donde:

EI = Desviación relativa (%)

ci = Valores calculados

Mi = Valores experimentales.

2.12. GRÁFICO DE VALORES OBSERVADO VS 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 deberían estar dispersos aleatoriamente alrededor de la línea diagonal, véase en figura 2.4

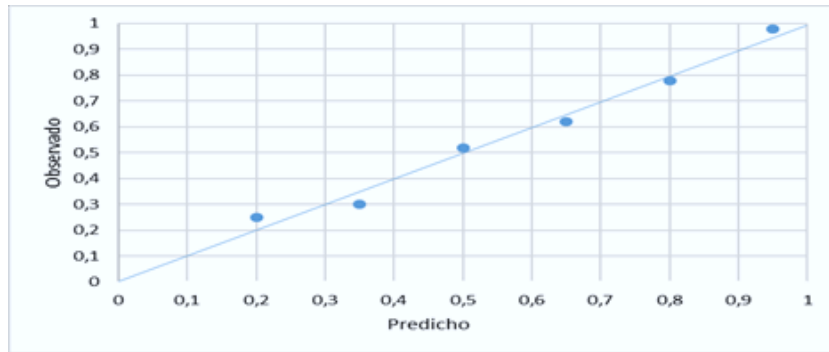


Figura2.4: Grafico de valores observado vs predicho

A veces es posible apreciar curvatura en esta figura, 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).

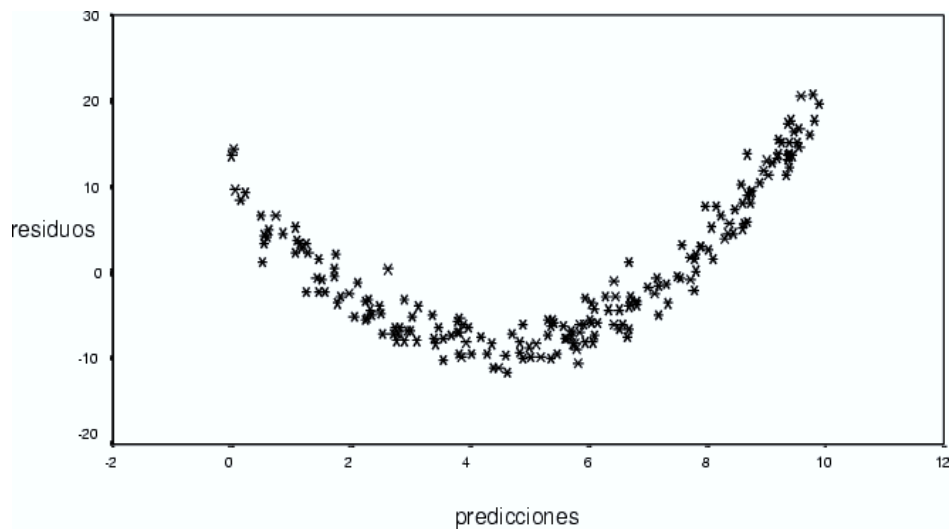


Figura 2.5: Residuos vs predicciones

2.13. 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 8.

Dónde:

Em = Error promedio absoluto

Ei = Desviación relativa

N = Número de datos

2.14. STATGRAPHICS CENTURION VERSION XVI.II

El programa Statgraphics facilita el análisis estadístico de datos mediante su aplicación. Es un programa con la modalidad de uso mediante licencia. 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 (simple, múltiples y polinomial), análisis multivariante, análisis comparativos entre muestras, así como diversas técnicas aplicadas en control de calidad, posee un editor de datos integrados que permite introducir datos de modo sencillo o importarlos desde Excel.

StatAdvisor:

- Es un intérprete de los resultados que facilita la comprensión e interpretación de los mismos.
- Determina si los resultados son estadísticamente significativos
- Remarca cualquier tipo de defecto en el análisis
- Añade credibilidad a los informes mediante interpretaciones expertas impresas junto con los resultados.

StatFolio:

- Guarda varios tipos de análisis en un archivo.
- Ejecuta de nuevo el análisis utilizando los nuevos datos o variables.

Actualiza tablas y gráficos sobre la pantalla de modo automático.

STATGRAPHICS permite introducir datos sencillos y brinda la oportunidad de trabajar con gran cantidad de formatos externos que van desde código ASCII hasta XML, dentro de los más usados “xls oxlsx” de EXCEL, “mat” de MATLAB, incluso en formato de los distintos paquetes comerciales estadísticos, el usado para el desarrollo de esta tesis fue ingresar los datos desde una hoja Excel , en la siguiente figura 2.6 se observa los diferentes formatos para ingresar los datos al programa.

A continuación se presenta la pantalla principal del programa en la figura 2.6, donde se observa la hoja en la cual se agregan los datos ordenados para ser ingresados al programa y seleccionar el estudio a realizar.

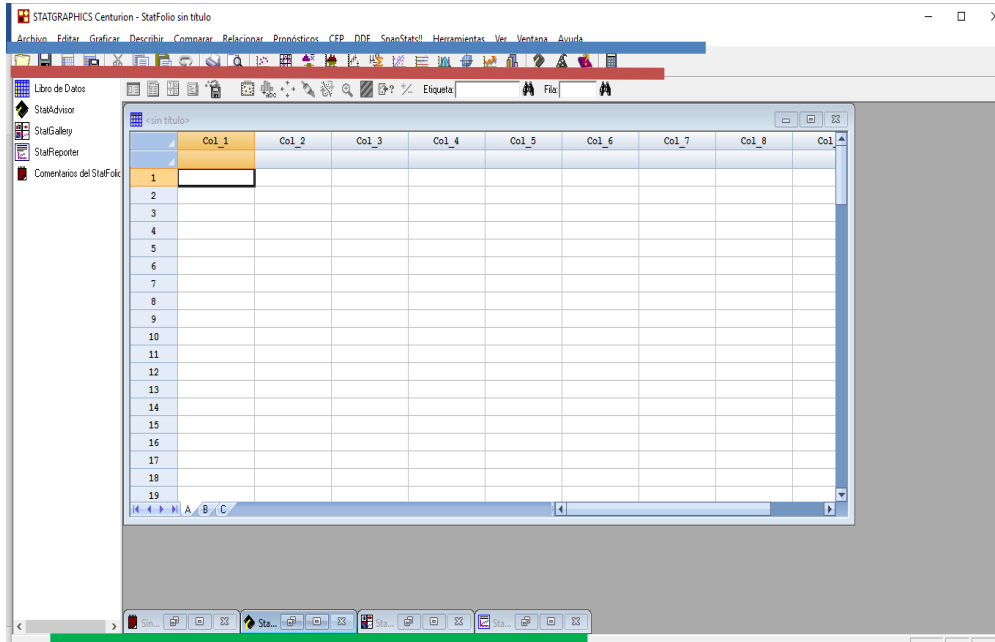


Figura.2.6: pantalla inicial statgraphics.

STATGRAPHICS Pantalla de ingreso de datos

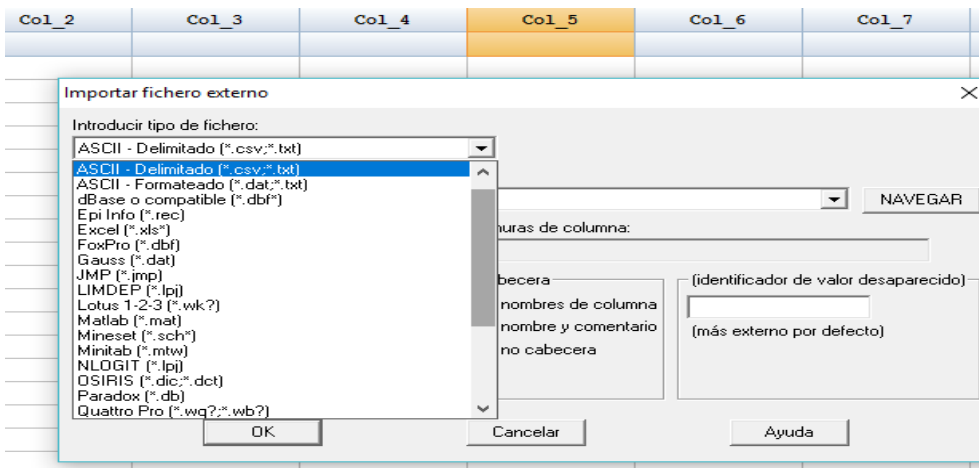


Figura.2.7: formato de ingreso de datos

El código ASCII código numérico permite codificar combinaciones de caracteres y símbolos, (acrónimo inglés de American Standard Code for Information Interchange Código Estándar Estadounidense para el Intercambio de Información), es un código numérico que permite codificar combinaciones de caracteres y símbolos, podría decir que es un idioma universal de computadoras.

CAPITULO III

DESCRIPCION DEL AREA EN ESTUDIO

3. FAJA PETROLÍFERA DEL ORINOCO

La FPOHC fue descubierta en el año 1936 y hoy en día representa el escenario más dinámico de la industria petrolera mundial por ser la provincia petrolera con las mayores reservas del planeta, está ubicada al sureste de Venezuela, al norte del río Orinoco, y abarca los estados Monagas, Anzoátegui, Guárico y Delta Amacuro con una extensión de 700 Km de longitud y entre 35 y 100 Km de ancho; cubre una extensión de 55.314 Km² y un área de explotación actual de 11.593 Km², es conocida mundialmente por ser una de las más grandes acumulaciones de hidrocarburo pesado y extra-pesado.

Está dividida en cuatro zonas de exploración y producción como se indica en la figura. 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 11593Km²., además de aproximadamente 1.800Km² en fase de Desarrollo de nuevos Negocios. (Martorano, P.2008) “Plan de Desarrollo y Estrategia de Negocios de la Faja Petrolífera del Orinoco.



Figura3.1: Faja petrolífera y sus divisiones por bloques.

3.1. BLOQUE CARABOBO

Es un área de explotación petrolera ubicada dentro de la FPOHC, Se ubica al norte de la ciudad de Puerto Ordaz y del río Orinoco. Limitada al norte por el área tradicional del Distrito Social de Morichal, al este por el estado Delta Amacuro y al oeste por el área Ayacucho. Está situada en la parte oriental de la Faja Petrolífera del Orinoco y tiene una superficie aproximada de 2.311 Km², posee una extensión de 7100 km², en este bloque operan las empresas mixtas Petromonagas, Petroindependencia, Petrodelta, Petrolera Sinovensa. Entre los valores referenciales del bloque Carabobo se tiene: profundidad de 1000-1500 pies, porosidad de 31%, permeabilidad 8430 md, temperatura 54,5°C (130°F), API 7,8-12° viscosidad de 2000-20000 cst @ 122°F (Rodríguez F, 2010).

Esta área se compone de tres miembros formacionales: Morichal, Jobo y Pílon. Al igual que el resto del área, el recipiente principal es el complejo de arenas deltaicas del Miembro Morichal. Los crudos de Carabobo tienen de 9° API, son de base nafténica y poseen un alto contenido de azufre y metales.

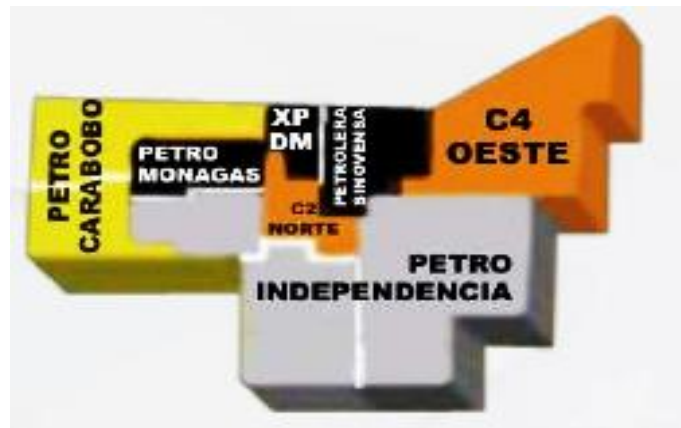


Figura3.2: Petroindependencia y petroMonagas dentro del bloque Carabobo.

3.2. BLOQUE JUNÍN

El área Junín abarca una superficie de 20.324 km² en ella opera las empresas mixtas Petrojunin , Petrourica, Petromacareo, Petro san Félix el bloque Junín está constituida por los estados: Guárico, Anzoátegui y Bolívar. Los municipios que conforman esta área son: Santa María de Ipire, El Socorro, José Gregorio Monagas, Francisco de Miranda, Sucre y Cedeño y las ciudades principales: El Socorro, Mapire, Zuata, Santa María de Ipire, San Diego de Cabrutica, Uverito, Santa Rosalía y Santa Clara. Sus principales ríos son: Río Orinoco, Río Zuata, Río Aribí, Río Cabrutica, Río Claro, Río Guaicupa y Río Iguan.

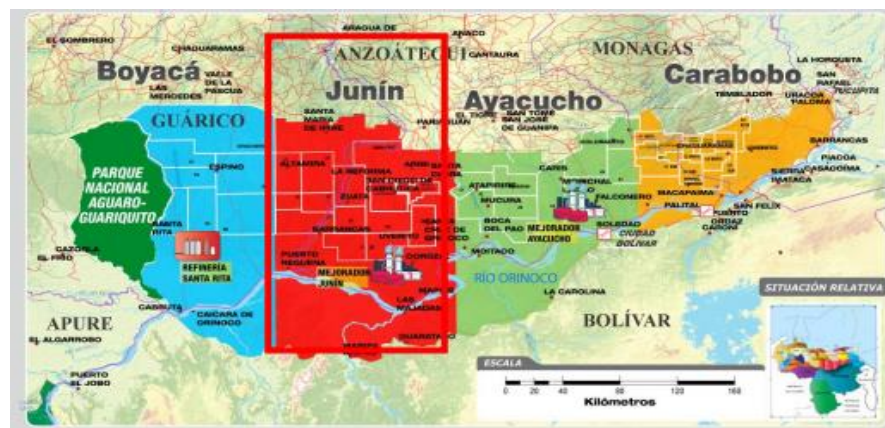


Figura3.3: Bloque Junín de la faja petrolífera del Orinoco.
Fuente: Proyecto Socialista Orinoco, PDVSA CVP

CAPITULO IV

MARCO METODOLOGICO

4.1. TIPO DE INVESTIGACIÓN

Basada en la clasificación realizada por autores como Babbie (1979), Selltiz et al (1965) y Dankhe (1986) proponen tres tipos de investigación: exploratoria, descriptiva y explicativa, incluyendo en este último, estudios experimentales y no experimentales.

4.2. DISEÑO DE LA INVESTIGACIÓN

De acuerdo a la descripción realizada por (Arias, 2012), el diseño de la investigación llevado a cabo en este proyecto es tipo correlativa, ya que el objetivo principal es determinar el grado de relación o asociación (no causal) existentes entre una o más variables, para luego mediante hipótesis de correlación conocer el comportamiento de una variable con respecto a otra variable en un grupo de individuo (Hernández, Fernández y Baptista, 2010). Las variables independientes que constituyen el modelo de viscosidad fueron sometidas a diferentes estímulos para obtener el modelo de regresión múltiple que cumple con los criterios estadísticos establecidos, para luego cumplir el esquema de trabajo mediante la metodología descrita en la figura 4.1 y así lograr el objetivo principal de este Trabajo Especial de Grado

4.3. METODOLOGÍA DE LA INVESTIGACIÓN

Con el fin de lograr los objetivos anteriormente descritos en este trabajo investigativo, se plantea llevar a cabo una metodología por tres (03) fases como se muestra en la Figura 4.1.

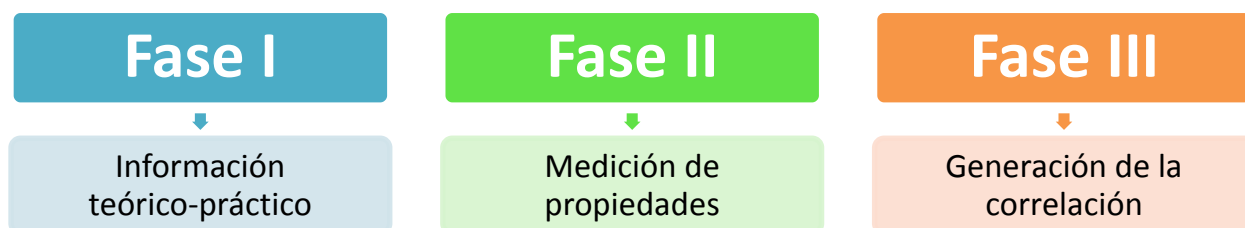


Figura 4.1. Esquema de la metodología

A continuación, se describe cada fase:

4.4. FASE I: INFORMACION TEORICO-PRACTICO

4.5 REVISIÓN BIBLIOGRÁFICA

Se realizó una revisión bibliográfica en la web hallando artículos de la Sociedad de Ingenieros de Petróleo (SPE), libros y tesis de grado con relación a correlaciones de crudo muerto, 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 (**RIPPET**).

4.6 EVALUACIÓN Y SELECCIÓN DEL MATERIAL

En esta fase se realiza la selección del material que va a ser usado relacionado a correlaciones de crudo muerto realizadas en la faja petrolífera del Orinoco, una vez obtenidas las muestras y el conocimiento de los equipos que serán usados, se procede a leer los manuales y a conocer su funcionamiento, normas y parámetros bajo los cuales trabajan estos equipo, bajo la supervisión del personal encargado del laboratorio por medidas de seguridad para así garantizar el buen funcionamiento de estos.

4.7 FASE II: MEDICIONES DE PROPIEDADES

4.8 MEDICIONES

Al momento de realizar las mediciones, estas se agruparon por empresas mixtas siendo las primeras medidas pertenecientes a Petroindependencia con un total de 21 muestras seguido de Petromonagas con un total de 13 muestras y por ultimo Petrojunin con un total de 21 muestras, dichas muestras fueron tomadas de diversas zonas de cada área tratando de que estas fueran la mejor representación del área en estudio.

4.9 DENSIDAD Y °API

Las mediciones de densidad y °API para c/u de las muestras se realizó de la siguiente manera.

- 1.-Se calienta la muestra a la que se le va a medir la densidad, introduciendo un aproximado de 5 ml de muestras en una jeringa que luego es llevado a un horno a una temperatura de 50 °C por unos 20 minutos
- 2.-Luego que la muestra es calentada se procede a introducir este volumen de muestra con la jeringa al densímetro poco a poco viendo en la pantalla el recorrido total del crudo en el capilar hasta llenar totalmente sin presencia de aire hasta que este haga la lectura.
- 3.- Se toman los datos y se repite el mismo procedimiento 5 veces para cada muestra y con la ayuda de una hoja Excel se calcula el promedio el cual va a ser el valor reportado de densidad y °API a 15.5°C (60°F).



Figura4.2: Densímetro Anton Paar D 4500

El densímetro usado es de la marca Anton Paar el cual presenta una precisión de 0,05 kg/m³, un rango de medición de 0 kg/m³ a 3000 kg/m³ 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

4.10 PESO MOLECULAR

El equipo usado es el **CRYETTE WR 5009** de la compañía Precisión Systems, Inc. El equipo brinda la posibilidad de trabajar con distintos solventes y no trabaja bajo una norma específica. Los solventes pueden ser agua, benceno, xileno, ciclo hexano entre otros y basa sus mediciones de peso molecular en la técnica de crioscopia sustentada en el descenso crioscópico.

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 42 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 entre (900 y 1100) para poder tomar los resultados como reales y poder certificar las mediciones realizadas, se procedió a calcular la relación 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 omitir, y se puede utilizar la siguiente relación de pesos entre muestra y benceno como se muestra en la siguiente tabla



Figura 4.3: Cryette wr 5009

TABLA DE PESOS MOLECULARES

PM estimado	Relación de peso
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 3 Relación soluto solvente para medir peso molecular(g/mol)

Fuente: Aular A 2018

Para realizar la medición del peso molecular la técnica usada fue la crioscopia y las mediciones se realizaron de la siguiente manera:

- 1.- Se enciende el equipo y se espera alrededor de 30 minutos para realizar la calibración del mismo.
- 2.-Se realiza la calibración del aparato con (benceno) como solvente.
- 3.- Mediante el uso de una balanza se pesa un envase de vidrio(vial) y la tapa de goma y se tara su peso en gramos.

4.- Luego al vial ya pesado se le agrega cierta cantidad de muestras entre 0,4 y 0,8 gr, respetando 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).

5.- Se tara nuevamente el peso de muestra + (vial y goma), una vez conocido el peso de la muestra se procede a utilizar la tabla (que relaciona la masa de la muestra con la masa de solvente) para conocer el peso de benceno aproximado que se debe utilizar en la solución a medir.

6.- Cuando se haya alcanzado el peso requerido se procede a tapar el envase con la tapa de goma y se repite la medición del peso total para corroborar que no haya ocurrido evaporación del benceno.

7.- Se le coloca la tapa al vial y se procede a agitar la muestra unos minutos hasta que ya se vea todo uniforme (totalmente diluida) y no se vean grumos de muestra

8.- Se vierte de 2,5 a 3 ml de esta mezcla a un vial limpio, el cual va ser introducido en el aparato, para realizar la medición.

9.- Se introduce el vial, se baja la aguja del aparato y se coloca el switch en auto seed para que este haga la lectura.

10.- Pasado unos segundos este aparato emite un sonido, el cual indica que ya está por arrojar la lectura, esta lectura según expertos en el uso de este debe estar entre 900 y 1100.

11.- Una vez ofrecida una lectura de diferencia en el punto de congelación, se procede a calcular el peso molecular.

12.- Esta lectura es anotada en la hoja de Excel que mediante formula (masa muestra*1000*5,12/masa benceno/lectura crioscopio*1000) arroja el valor del peso molecular.

13.- Este procedimiento completo se realiza dos o tres veces para cada muestra y luego se obtiene el promedio que es el valor a reportar.

4.11 VISCOSIDAD

Para las medidas de viscosidad de crudo muerto se usó un rango amplio de temperaturas entre 37,7°C (100°F) y 93,33°C (200°F), para así abarcar la temperatura de los yacimientos y tener un mejor barrido del comportamiento, a cada una de las muestras se les midió viscosidad a las temperaturas de 100°F, 110°F, 120°F, 150°F y 200°F y un rango de tasas de corte desde 1 1/s hasta 120 1/s. El viscosímetro usado es START RHEOPLUS/32 V3.00 ANTON PAAR software RHEOPLUS, el cual abarca un rango de temperaturas desde 20°C hasta 180°C, un rango de torque mínimo de 0.1 μNm y máximo 200 μNm , para realizar las medidas requiere de cilindros concéntricos, los cuales varían según la viscosidad del fluido en esta caso como se trabajó con crudos muy viscosos se utilizó la geometría de 17 mm .

La medición se realizó de la siguiente manera:

- 1.- Se enciende el compresor de aire, impidiendo que no salga aire por las líneas de aire seco.
- 2.- Esperar a que la presión llegue a 5 bar para luego proceder a prender el baño de calentamiento.
- 3.- Encender el reómetro, encender la computadora y entrar al icono del programa RHEOPLUS START, esperar 1 hora para realizar la calibración.
- 4.- Una vez realizada la calibración con la geometría a utilizar se procede a agregar la muestra antes calentada.
- 5.- Se agrega la muestra hasta la medida indicada, se abre la carpeta de trabajo y se baja la geometría.
- 6.- Se coloca densidad y nombre de la muestra y luego se pulsa el botón de play para que el equipo haga las medidas a las diferentes tasas de corte de acuerdo a la plantilla de trabajo.
- 7.- Mediante el uso de un pendrive se extrae la información del computador y se anotan los valores de viscosidad en cP a la tasa de corte requerida.



Figura4.4: Reómetro Antor Parr

4.12FASE III: VALIDACION DE PUNTOS Y GENERACION DE CORRELACION

4.13VALIDACIÓN DE PUNTOS EXPERIMENTALES

Para validar los puntos experimentales obtenidos una vez realizados los estudios, basándose en los resultados de las pruebas de agua y sedimento, se procedió a descartar aquellos que contengan la mayor cantidad de agua, ya que estos son tomados como datos anómalos a la hora de realizar cualquier estudio debido al error significativo que estos generan. En cuanto a los valores de ° API al ser un promedio de mediciones igualmente se computan como válidos. Referente al peso molecular todas las medidas son tomadas como válidas ya que se reporta es el valor promedio y este, es el usado para dar cumplimiento a los objetivos de este trabajo especial.

4.14 GENERACIÓN DE BASE DE DATOS

Mediante el uso de la hoja de Excel se logró organizar los datos, generando una tabla con los valores de densidad, viscosidad a diversas temperaturas para todas las muestras de cada empresa para así tener mejor acceso a los datos permitiendo mayor comodidad a la hora de trabajar.

4.15 FAMILIARIZACIÓN CON LA HERRAMIENTA COMPUTACIONAL

Se trabajó directamente con el programa STATGRAPHICS ya que el uso de esta herramienta es uno de los objetivos de este TEG y se contaba con su licencia activa para universidades, el aprendizaje sobre el uso de esta herramienta para el análisis estadístico se basó en tutoriales para cada uno de sus análisis de fácil acceso.

4.16 MÉTODOLÓGIA PARA EL USO DEL PROGRAMA

Luego de tener en la base de datos todos los resultados experimentales, se procedió a realizar, mediante diversas técnicas matemáticas la primera y segunda correlación, obteniendo mediante los datos introducido una ecuación generada por el programa que se ajusta a la cantidad de datos suministrados y al estudio requerido, es importante recalcar que el programa permite y sugiere opciones de cambios para las variables en estudio, esto con el fin de encontrar un menor error promedio absoluto y un mejor ajuste el cual se refleja en el valor de R cuadrado, ya que es mediante estos resultados que se procede a realizar la comparación con los diferentes autores.

Teniendo en cuenta el procedimiento descrito en el párrafo anterior, se procede a realizar la primera y segunda correlación para luego hacer el estudio de cada una de las empresas mixtas por separado y luego un estudio global, este mismo método fue usado para realizar la comparación con correlaciones públicas por otros autores, esto con el fin de observar el error que estas generan ya que se está trabajando un área amplia con muestras de diversas zonas.

4.17 GENERACIÓN DE LA PRIMERA CORRELACIÓN

Contando ya con una fuerte correlación entre las variables se procede a generar la primera ecuación de correlación para viscosidad, utilizando las variables °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:

$$\mu_{od}=A + B * API * T * T + C * T + D * API$$

Ecuacion 9

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 más 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.

Una vez generada la primera ecuación de correlación se procede a realizar el estudio de cada una de las empresas mixtas por separado, luego incorporar los datos progresivamente hasta trabajar con todas las EEMM y generar una correlación final con todas estas verificando el error y el factor de correlación, para luego validar la ecuación de Aular Alvaro para cada una de las empresas mixtas, y así poder llegar a una conclusión para conocer cuál es la mejor manera de trabajar con los diferentes bloque.

4.18 INCLUSIÓN DE PESO MOLECULAR

Continuando con lo antes expuesto se busca incluir la variable de peso molecular a la ecuación antes obtenida, para darle robustez 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 gravead 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 obteniendo la siguiente ecuación.

$$\mu_{od} = A * PM^3 + F * PM^3 / (PM^2 * T) + B/T + C/T^2 + D/T^3 + E$$

Ecuación10

4.19 VALIDACIÓN DE CORRELACIÓN

Una vez obtenidos los resultados se procedió a validar la forma de la ecuación desarrollada por Aular A en su trabajo especial de grado, para observar que tanto se ajustan la ecuación de este autor a un área mayor de estudio para cada una de las empresas mixtas mediante los siguientes gráficos de valores determinados vs valores predichos, con la intención de observar que error promedio absoluto arroja el programa al momento de hacer el estudio por separado para cada una de las empresas, para luego hacer las respectivas comparaciones en cuanto al valor del error y el R^2 .

Realizando un diagrama de flujo de la metodología seguida en este trabajo especial de grado, obtuvimos el mostrado en la Figura 4.2:

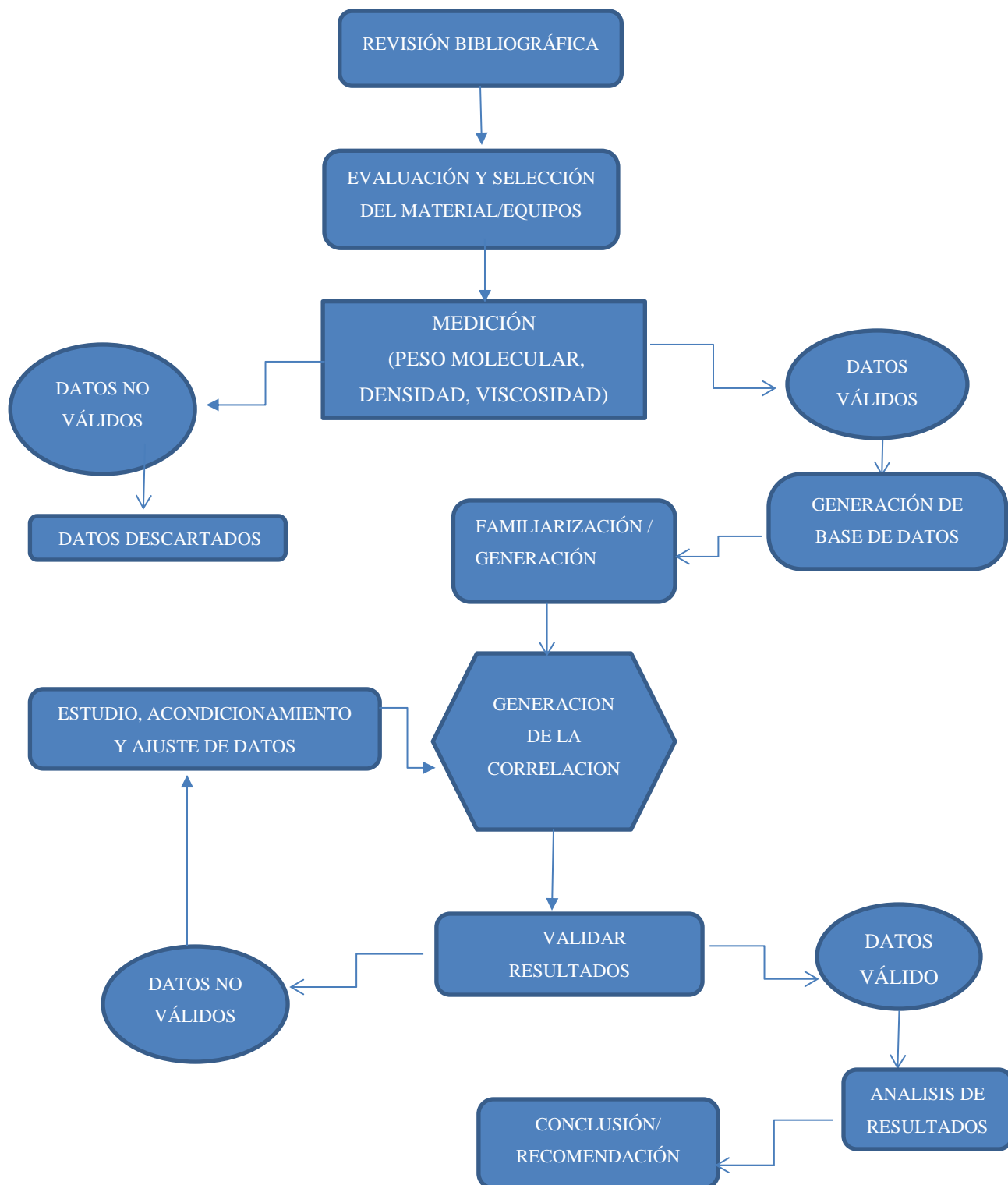


Figura 4.2: Esquema de la metodología

CAPITULO V

ANALISIS Y RESULTADOS

5.1 MEDICIONES DE LAS VARIABLES

PETROINDEPENDENCIA

parámetros	Rangos (min -máx.)
°API	7,44 - 9
PM	485 -621
Viscosidad(cp) @100 °F	25.200 – 95.300
viscosidad(cp) @110°F	14.600 -54.200
viscosidad(cp) @120 °F	8.560 – 30.400
viscosidad(cp) @150 °F	1.980 – 8.830
viscosidad (cp)@200 °F	355 - 1240

Tabla 4 Rango de parámetros Petroindependencia

PETROJUNIN

parámetros	Rangos (min -máx.)
°API	8,1 -10
PM	457 -648
Viscosidad(cp) @100 °F	43.400 - 115.000
viscosidad(cp) @110°F	24.500 - 56.500
viscosidad(cp) @120 °F	13.600 - 31.200
viscosidad(cp) @150 °F	2.980 - 6.030

Tabla 5 Rango de parámetros Petrojunin

PETROMONAGAS

parámetros	Rangos (min - máx)
°API	7,29 - 8
PM	507 -578
Viscosidad(cp) @100 °F	12.800 - 33.100
viscosidad(cp) @110°F	9.680 - 25.800
viscosidad(cp) @120 °F	2.770 - 6.500
viscosidad(cp) @150 °F	994 - 2.030
viscosidad (cp)@200 °F	418 - 769

Tabla 6 Rango de parámetros Petromonagas

5.2 VISCOSIDADES MEDIDAS POR EMPRESAS MIXTA

Una vez realizadas todas las mediciones se procedió a gráficar cada una de las muestras obteniendo para cada empresa mixtas un comportamiento como el que se muestras a continuación

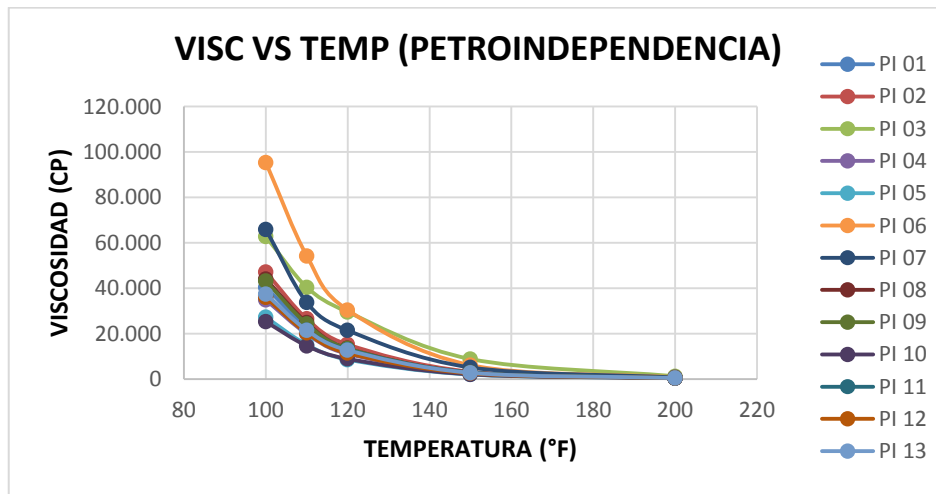


Figura 5.1: viscosidad medida Petroindependencia

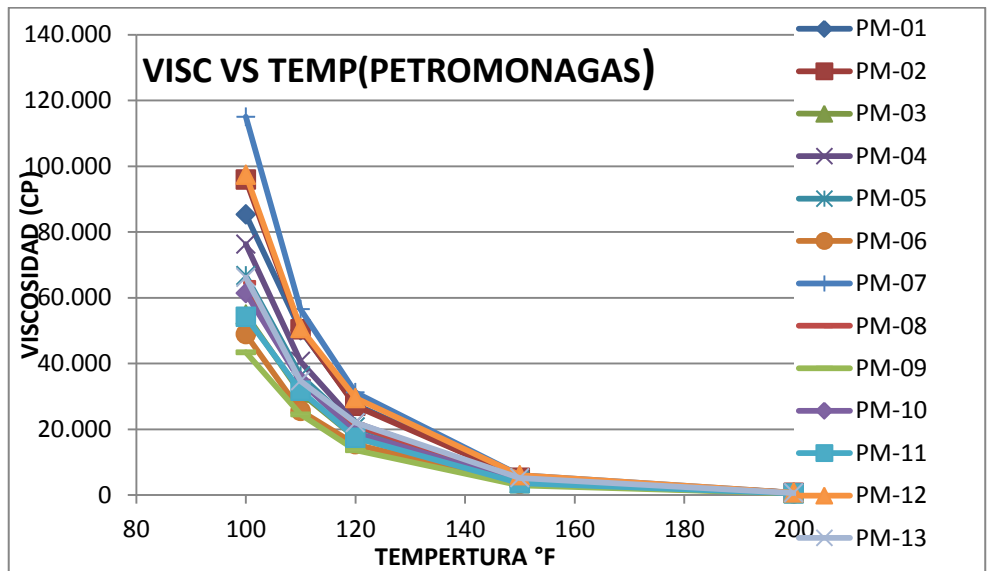


Figura5.2 viscosidad medida Petromonagas

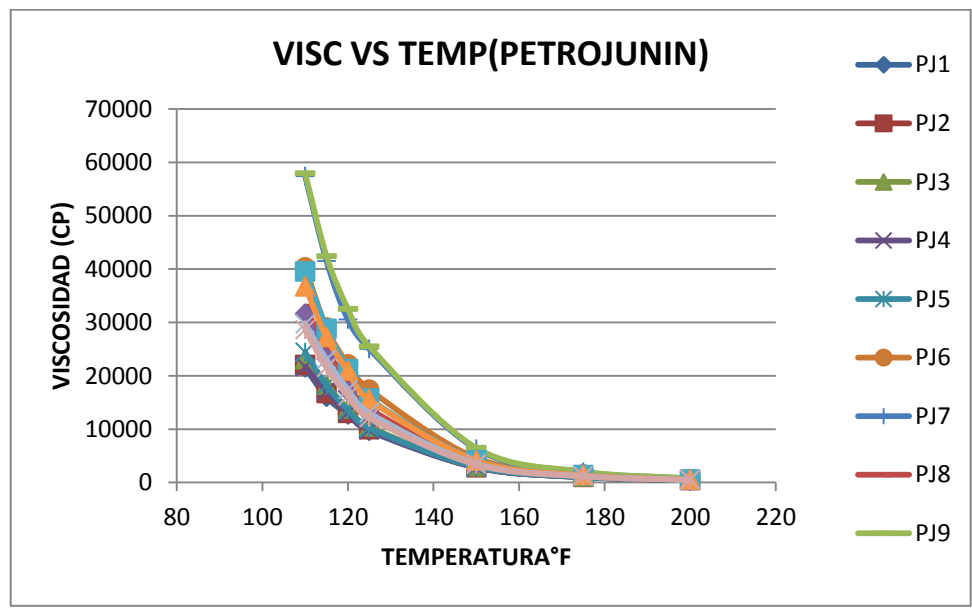


Figura5.3 viscosidad medida Petrojunin

5.3 GENERACIÓN DE CORRELACIÓN

Según Probabilidad y estadística aplicadas a la ingeniería. 2da edición. Montgomery-Runger. “El campo de la estadística trata de la recolección, presentación, análisis y uso de los datos para tomar decisiones, solucionar problemas y diseñar productos y procesos. Debido a que diversos aspectos del ejercicio de la ingeniería implican trabajar con datos, resulta evidente la importancia de ciertos conocimientos en estadística para cualquier ingeniero.

Una vez seleccionadas las variables independientes (temperatura, gravedad API, peso molecular), para el desarrollo de la correlación se trabajó mediante un proceso progresivo de inclusión de variables, que partió desde simples regresiones lineales, hasta regresiones más complejas, mediante esta metodología se obtuvo como resultado 2 correlaciones con aumento de complejidad según las variables y reduciendo el error promedio a medida que aumente la complejidad de la ecuación.

El primer paso fue de realizar un análisis correlativo generando el diagrama de dispersión inicial, es decir sin aplicar ningún ajuste ni arreglo matemático.

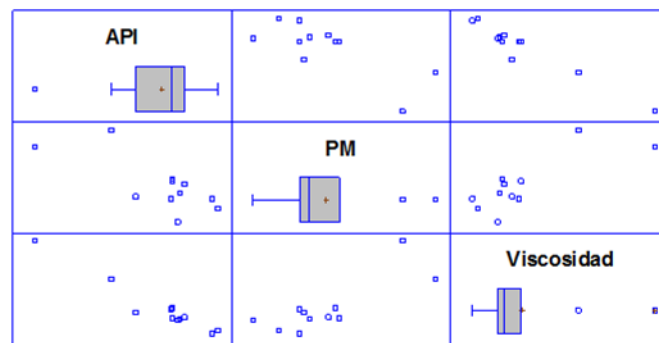


Figura 5.4: Matriz de correlación (Viscosidad, Peso Molecular, API)

Realizando un proceso de ajuste a las variables independientes y buscando aumentar el índice de correlación entre estas variables y la viscosidad se procedió a generar la matriz de correlación para diagnosticar si existía colinealidad entre las variables independientes a estudiar y que serían parte del modelo de regresión múltiple para la estimación de viscosidad de los crudos.

5.4 ACONDICIONAMIENTO DE DATOS

En esta sección se logró mediante ajuste estadísticos un mejor comportamiento para la serie de datos estudiados y una mejor relación en cuanto a las variables estudiadas a relación con la viscosidad descartando de ellas las que no presentaban relación con esta, siendo el caso del estudio del factor de watson (kw), el cual no presentó correlación con los estudios realizados.

5.5 GENERACION DE CORRELACIÓN DE VISCOSIDAD PARA CRUDO MUERTO

El objetivo general de este trabajo especial es generar progresivamente una ecuación de correlación añadiendo variables en estudios, con el fin de reducir el error de predicción de la ecuación final.

Para cada una de las empresas mixtas se realizó un estudio por separado obteniendo para cada una de ellas, una ecuación por separado que mejor se ajusta al estudio, luego ir incorporando variables, para luego generar una correlación general final.

5.6 PRIMERA CORRELACIÓN EN FUNCION DE API Y T

A través de regresión lineal y mediante antecedentes consultados se buscó linealidad tratando de obtener una ecuación sencilla global para el estudio de todas las empresas mixtas mediante el programa, la ecuación fue la siguiente:

$$\log_{10} \mu_{od} = 9,78297 + 5,9566 \times 10^{-6} \times \text{API} \times T^2 - 3,55522 \times 10^{-2} \times T - 0,234812 \times \text{API}$$

Ecuación 11

Dónde:

μ_{od} : viscosidad de crudo muerto en Cp

T: temperatura en °F

API: gravedad API

Esta ecuación a nivel estadístico presentó los siguientes valores: $R^2 = 96,07\%$

Error promedio absoluto = 9,5%.

Mediante el programa se obtuvo un estadístico R^2 el cual indica que el modelo así ajustado arroja un valor de 96,07% de la variable μ_{od} (viscosidad), y el error absoluto medio de 9,5%. Esto quiere decir que es un valor aceptable por su alto intervalo de confianza.

5.7 SEGUNDA CORRELACIÓN INCLUYENDO EL PM

Esta segunda ecuación se obtuvo mediante la inclusión del peso molecular con base a la ecuación obtenida anteriormente ecuación (11), para esta ecuación se

utilizó la regresión en cadena debido a la multicolinealidad presentada por el peso molecular y la gravedad °API, para todas las empresas mixtas, la cual generó la siguiente ecuación de correlación:

$$\log_{10} \mu_{od} = 0,600919 - 1,30486 \times 10^{-9} \times PM^3 + \frac{2,12778 \times 10^{-5} \times PM^3}{\text{°API}^2 \times T} + \frac{194,546}{T} - \frac{0,126902}{T^2} - \frac{8,80672 \times 10^{-3}}{T^3}$$

Ecuación 12

Donde

μ_{od} : viscosidad de crudo muerto en Cp

T: temperatura en °F

API: gravedad API

PM: peso molecular en gr/grmol

Esta ecuación a nivel estadístico presentó los siguientes valores $R^2 = 97,3 \%$

Error medio absoluto = 7,0 %.

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 97,3 % de los valores de viscosidad siendo este valor aceptable por su alto intervalo de confianza.

5.8 ESTUDIO DE LA PRIMERA CORRELACIÓN A CADA UNA DE LAS EMPRESAS MIXTAS

Aplicando la siguiente correlación a los datos obtenidos de las muestras de Petromonagas mediante la herramienta se obtiene la siguiente ecuación que mejor se ajusta a este grupo de datos.

Se procedió a realizar este estudio para observar el error asociado por cada empresa mixta comenzando con la empresa Petromongas estudiando la ecuación (11) para las muestras de esta área.

Dónde:

μ_{od} : viscosidad de crudo muerto en Cp

T: temperatura en °F

API: gravedad API

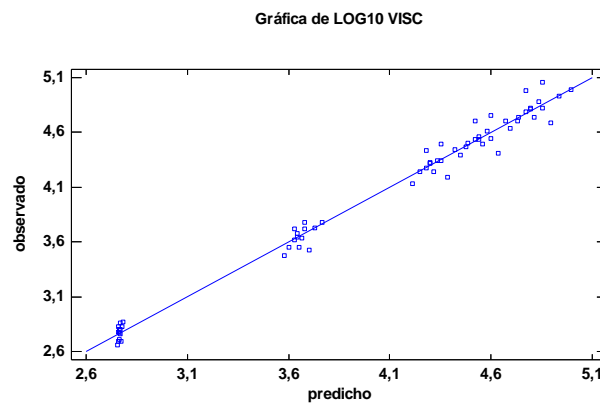


Figura5.5: Valores de viscosidad(cp) determinados experimentalmente vs valores de viscosidad predichos petromonagas

Mediante el uso de la herramienta para validar la ecuación(11) anterior se obtuvo la ecuación que mejor ajusta siendo ésta

$$\text{LOG10 VISC} = 10,3177 + 0,00000606595 * \text{API} * \text{T} * \text{T} - 0,0368902 * \text{T} - 0,262152 * \text{API}.$$

Ecuación 13

un valor de $R^2 = 98,6\%$ y un error promedio absoluto de $5,2\%$

5.8.1 ESTUDIO DE LA ECUACIÓN (11) PARA LOS DATOS DE PETROINDEPENDENCIA

Aplicando la correlación a los datos obtenidos para Petroindependencia se obtiene el siguiente figura5.6

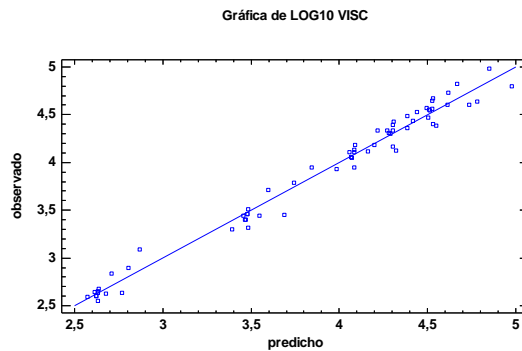


Figura5.6 Valores de viscosidad(cp) determinados experimentalmente vs valores de viscosidad predichos

arrojando un valor de $R^2 = 98,07\%$ y un error promedio absoluto de 3,6% siendo estos valores aceptables por su alto nivel de confianza, no se esperaba gran variabilidad en los datos ya que estas empresas mixtas se encuentran en el mismo bloque, aunque su estudio se realizó por separado.

5.8.2 ESTUDIO DE LA ECUACION (11) PARA LOS DATOS DE PETROJUNIN

Aplicando la correlación a los datos obtenidos de Petrojunin se obtiene la siguiente figura 5.7

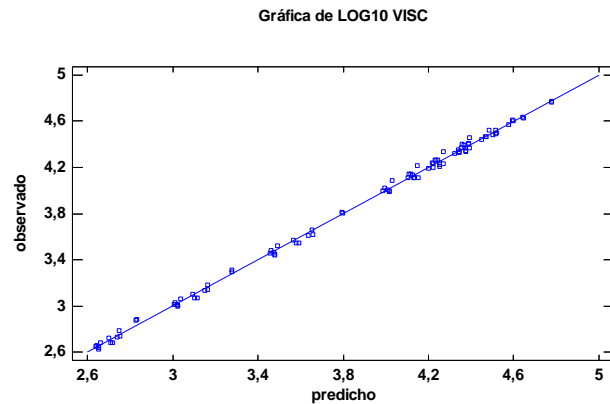


Figura5.7: Valores de viscosidad(cp) determinados experimentalmente vs valores de viscosidad predichos

Obteniendo del programa la siguiente ecuación

$$\text{LOG10 VISC} = 11,9759 + 0,00000787226 * \text{API} * T * T - 0,0394584 * T - 000,486943 * \text{API}$$

Ecuación 14

Con un valor de $R^2 = 99,8\%$ y un error promedio absoluto de $7,2\%$.

En base a estos resultados obtenido se puede observar que realizando el estudio a cada una de las empresas por separado se obtienen errores absolutos aceptables esto se debe a que como es un área pequeña los datos para generar la correlación se ajustan muy bien.

5.9 VALIDACIÓN DE LA FORMA DE LA ECUACION DE AULAR A. PARA CADA EMPRESA MIXTA

$$\mu_{od} = A + B * \text{API} + C * T$$

Ecuación 15

5.9.1 VÁLIDACION EC (15) PARA LOS DATOS DE PETROMONAGAS

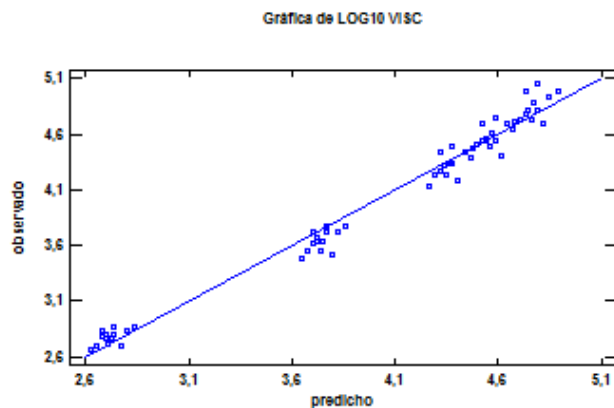


Figura 5.8: Valores de viscosidad(cp) determinados experimentalmente vs valores de viscosidad predichos

Obteniéndose mediante el programa un valor de $R^2 = 99,0\%$

y un error promedio absoluto de 20,03% solo para el área de petromonagas.

5.9.2 VÁLIDACION DE LA EC (15) PARA LOS DATOS DE PETROINDEPENDENCIA

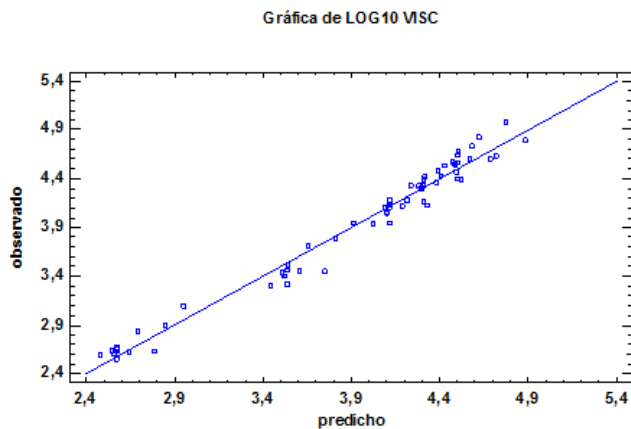


Figura 5.9: Valores de viscosidad(cp) determinados experimentalmente vs valores de viscosidad predichos Petroindependencia.

Obteniéndose mediante el programa un valor de $R^2 = 97,7 \%$ y un error promedio absoluto de 9,94%

5.9.3 VÁLIDACION DE LA EC (15) PARA LOS DATOS DE PETROJUNIN

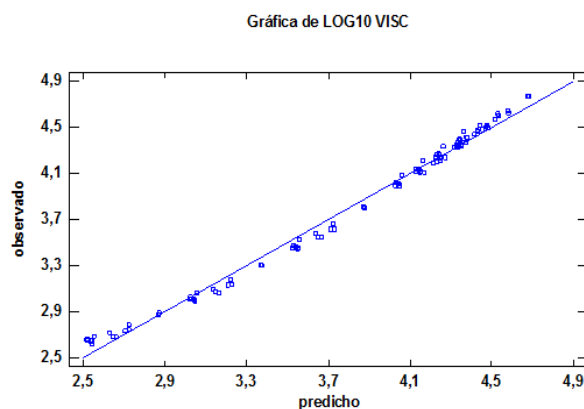


Figura5.10: Valores de viscosidad(cp) determinados experimentalmente vs valores de viscosidad predichos Petrojunin.

Obteniéndose mediante el programa un valor de $R^2 = 99,16\%$ y un error promedio absoluto de 20,5%.

Analizando cada uno de estos resultados por separado se puede observar que utilizando la misma forma de la ecuación de (Aular. A) se obtiene errores absolutos muy altos y no es lo que se desea, por tal motivo se procede a realizar el estudio añadiendo una a una las empresas mixtas para observar su comportamiento, con el propósito de encontrar un menor error asociado

5.10 VALIDACIÓN DE LA FORMA DE LA ECUACIÓN DE AULAR ALVARO SUMANDO EL COMPORTAMIENTO DE TODAS LAS EMPRESAS MIXTAS.

Se está realizando este estudio global añadiendo progresivamente cada una de las empresas mixtas para estudiar el comportamiento y el error asociado, para así conocer la mejor manera de realizar el estudio ya que las muestras que se están estudiando no pertenecen a una misma zona ni tampoco a una misma arena.

En esta sección se validará la ecuación (15) generada por Aular en función de los °API y la temperatura

5.10.1 ESTUDIO REALIZADO A LAS EMPRESAS MIXTAS PETROINDEPENDENCIA Y PETROMONAGAS

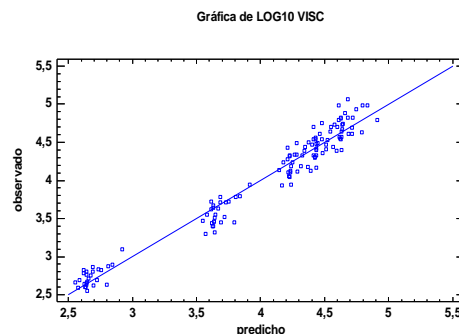


Figura 5.11: Valores de viscosidad(cp) determinados experimentalmente vs valores de viscosidad predichos Petroindependencia y Petromonagas.

Obteniéndose mediante el programa un valor de $R^2 = 96,16 \%$, y un error promedio absoluto de 19,11%.

5.10.2 ESTUDIO REALIZADO A TODAS LAS EMPRESAS MIXTAS

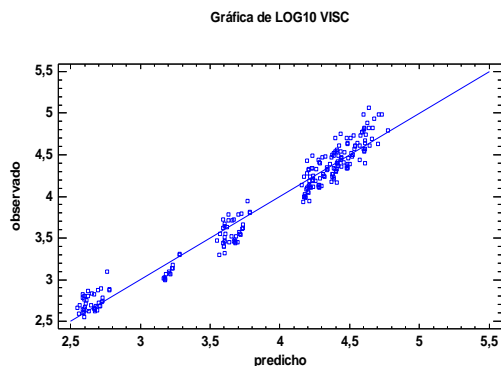


Figura 5.12: Valores de viscosidad(cp) determinados experimentalmente vs valores de viscosidad predichos Petromonagas, Petroindependencia y Petrojunin.

Obteniéndose mediante el programa un valor de $R^2 = 96,04\%$ y un error promedio de $22,78\%$ generado para el estudio de las tres empresas mixtas.

Analizando cada uno de los valores arrojado por el programa se puede observar que a pesar de que las muestras no pertenecen a una misma arena ni a un mismo bloque de la FPOHC es posible correlacionarlas, esto en base a los resultados de R^2 de $96,04\%$ nos dice que es un valor aceptable, aunque arroje un error absoluto de $22,7\%$

5.11 RESULTADOS DE LA FORMA DE LA SEGUNDA CORRELACIÓN DE AULAR INCLUYENDO EL PM POR EMPRESAS MIXTAS

Este estudio se realizó añadiendo una nueva variable como lo es el peso molecular, el análisis mediante el programa estadístico se realizó utilizando la técnica de regresión en cadena debido a la multicolinealidad presentada entre el peso molecular y la gravedad °API.

5.11.1 RESULTADOS DE LA SEGUNDA ECUACION DESARROLLADA POR AULAR A LOS DATOS DE PETROMONAGAS

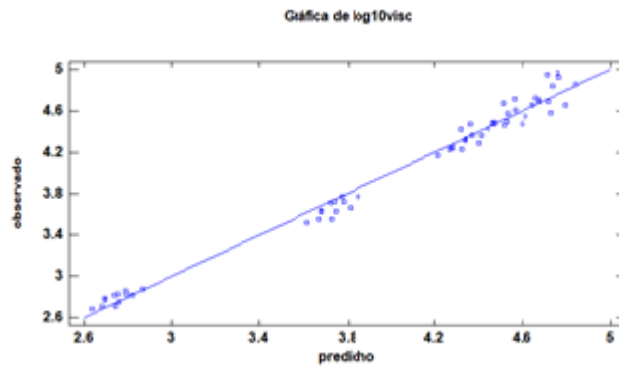


Figura 5.13 : Valores de viscosidad(cp) determinados experimentalmente vs valores de viscosidad predichos Petromonagas

Obteniendo del programa un $R^2 = 98,53 \%$ y un error promedio absoluto de 16,81%

5.11.2 RESULTADOS DE LA SEGUNDA ECUACION DESARROLLADA POR AULAR A LOS DATOS DE PETROINDEPENDENCIA

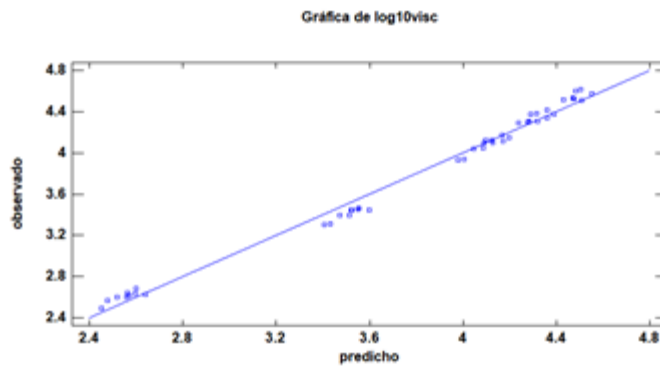


Figura5.14: Valores de viscosidad(cp) determinados experimentalmente vs valores de viscosidad predichos Petroindependencia

Obteniendo del programa un valor de $R^2 = 99,04\%$ y un error promedio absoluto de 16,70

5.11.3 RESULTADOS DE LA SEGUNDA ECUACION DESARROLLADA POR AULAR A LOS DATOS DE PETROJUNIN

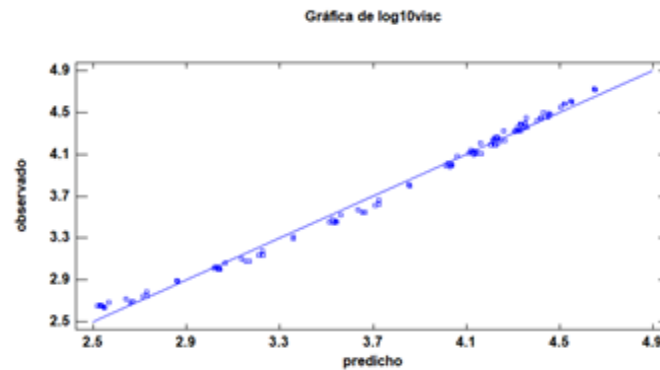


Figura 5.15: Valores de viscosidad(cp) determinados experimentalmente vs valores de viscosidad predichos Petrojuni

Obteniendo del programa un $R^2 = 99,24\%$ y un error promedio absoluto de 9,12%

5.12 RESULTADOS DE LA FORMA DE LA CORRELACIÓN DE AULAR INCLUYENDO EL PM PARA TODAS LAS EMPRESAS MIXTAS

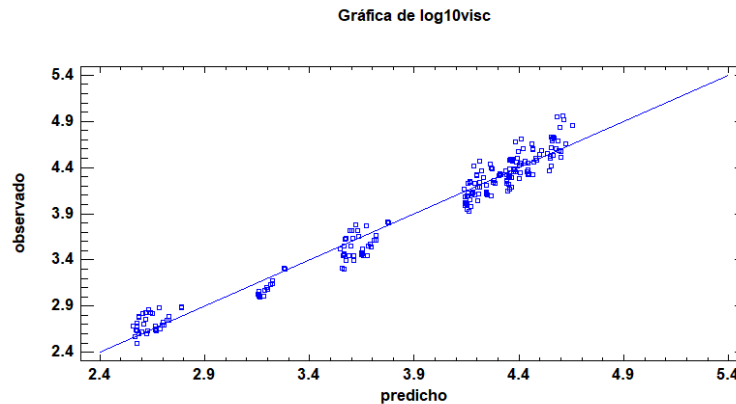


Figura 5.16.: Valores de viscosidad(cp) determinados experimentalmente vs valores de viscosidad predichos

Obteniendo del programa un $R^2 = 96,58\%$ y un error promedio absoluto de 21,9%

Como se puede evidenciar en el estudio de las empresas mixtas por separado el programa arroja un menor error, al momento de hacer la correlación global se puede observar mediante los gráficos arrojados por el programa y sus errores asociados que trabajar por bloques separados arroja un menor error, esto no quiere decir que no se pueda realizar estudios con áreas mayores, es por esto que se realizó el estudio global obteniendo un R^2 aceptable.

Por otra parte, es importante recalcar que la forma de la ecuación que arroja el programa puede ser trabajada con cambios de forma en sus diferentes variables para así obtener un error menor y más ajustado al área en estudio

5.13 COMPARACIÓN CON CORRELACIONES PUBLICADAS POR OTROS AUTORES

En esta sección se procedió a validar las ecuaciones públicas de los diferentes autores con los valores obtenidos para el desarrollo de este trabajo.

Se realizó la comparación con correlaciones obtenidas en los mismos bloques de la Faja Petrolífera del Orinoco, para lograr generar otras correlaciones para estas áreas con un menor error, estas comparaciones se realizaron tomando en cuenta estadísticamente el error promedio absoluto generado por cada autor.

Se realizó el estudio por separado ya que se quiere observar el comportamiento y el ajuste de los datos de cada una de las empresas mixtas por separado, y luego se realizó el estudio de todas las empresas mixtas juntas para así poder realizar las comparaciones con el estudio global.

5.13.1 RESULTADOS OBTENIDOS A PARTIR DE LA ECUACIÓN DE GARCÍAS LUGO PARA LA EMORESA MIXTA PETROMONAGAS

$$\mu_{od} = (10^{(A + B * API + C * T)}) - 1$$

Ecuación 16

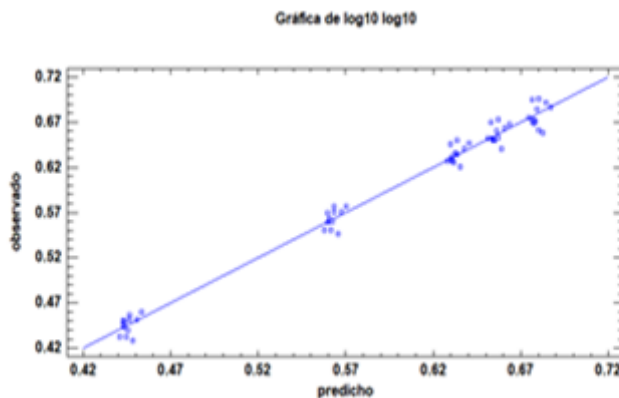


Figura 5.17: Valores de viscosidad(cp) determinados experimentalmente vs valores de viscosidad predichos Petromonagas

Obteniendo del programa un $R^2 = 98,72\%$ y un error promedio absoluto de $17,02\%$

5.13.2 RESULTADOS OBTENIDOS A PARTIR DE LA ECUACIÓN DE GARCÍAS LUGO PARA LA EMORESA MIXTA PETROINDEPENDENCIA

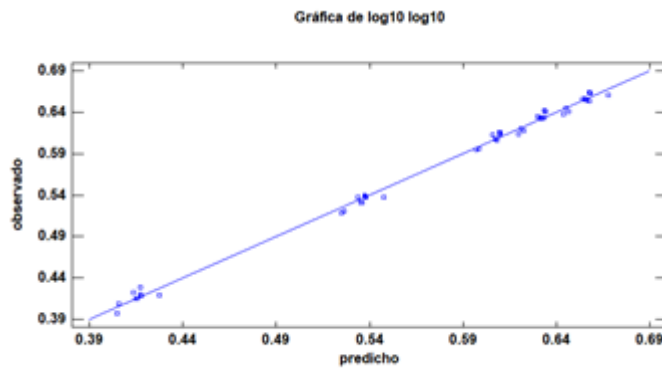


Figura5.18: Valores de viscosidad(cp) determinados experimentalmente vs valores de viscosidad predichos Petroindependencia

Obteniéndose del programa un $R^2 = 99,68\%$ y un error promedio absoluto de $16,67\%$

5.13.3 RESULTADOS OBTENIDOS A PARTIR DE LA ECUACIÓN DE GARCÍAS LUGO PARA LA EMORESA MIXTA PETROJUNIN

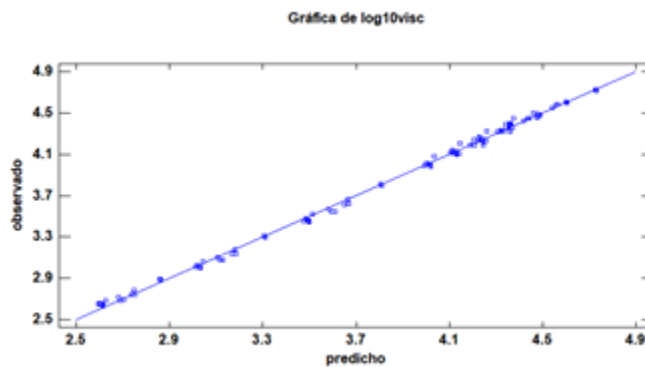


Figura 5.19: Valores de viscosidad(cp) determinados experimentalmente vs valores de viscosidad predichos Petrojunin.

Obteniéndose del programa un $R^2 = 99,77\%$ y un error relativo promedio de 9,09%

5.13.4 RESULTADOS DE LA ECUACIÓN DE GARCIA LUGO PARA TODAS LAS EMPRESAS MIXTAS

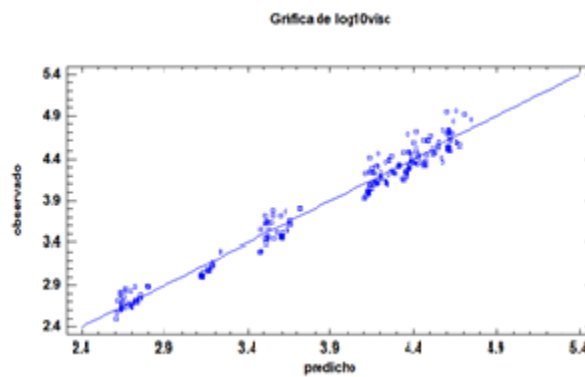


Figura5.20: Valores de viscosidad(cp) determinados experimentalmente vs valores de viscosidad predichos de las 3 empresas mixtas

Obteniendo del programa un $R^2 = 97,18\%$ y un error absoluto promedio de 25,23%

Se puede observar que mediante la ecuación del autor Garcia L se obtienen muy buenos resultados al realizar el análisis por separado, aunque realizando el estudio global para todas las empresas se obtiene un error absoluto alto como lo es un 25,25% aunque arroje un R^2 de 97,18%, esto es debido a la dispersión al momento de graficar los datos globales en la figura (5.20) se puede observar que hay puntos muy dispersos, alejados de la recta.

CONCLUSIONES

1. Se generó una base de datos con los valores medidos experimentalmente, y con base a la revisión bibliográfica.
2. Se validó la forma de la ecuación de Aular A obteniendo errores muy altos, mayores al 15% en cuanto al error promedio absoluto lo que indica que la ecuación no es la que mejor ajusta al conjunto de datos estudiados.
3. Se logró construir una metodología para el uso de la herramienta computacional, y así lograr un mejor manejo a la hora de realizar cualquier estudio en este programa.
4. Se logró construir dos correlaciones para viscosidad de crudo muerto utilizando parámetros habituales como la gravedad API y la temperatura generando un error asociado de 9,5% y un R^2 de 96,07% con la inclusión progresiva del peso molecular se obtuvo un error de 7,0% y un R^2 de 97,3%.
5. Se demostró que es posible correlacionar de un área arenas diferentes obteniendo resultados de error promedio absoluto menor al 5%.
6. Se demostró que es posible correlacionar viscosidad de crudo muerto de diferentes áreas de la FPOHC tanto por separado como juntas tomando en cuenta el error que éstas generen.
7. Se logró realizar un estudio global de diferentes zonas obteniendo resultados menores a 10% estudios que muy pocos se realizan.
8. Se demostró que incluir parámetros que representen un coeficiente de correlación fuerte con la viscosidad reduce significativamente el error.
9. Se demostró que al manipular la ecuación sugerida por el programa se puede disminuir el error.

RECOMENDACIONES

Recomendaciones para futuros trabajos

1. Realizar el estudio a un área mayor de la Faja petrolífera tomando en cuenta las características del crudo
2. Incorporar biomarcadores como variable de correlación para validar el trabajo de Landaeta.
3. Muy importante e indispensable contar con el estudio de agua y sedimentos y tomar aquellas muestras las cuales contengan un %AyS menor al 5%.
4. Estudiar otros parámetros físico químicos que puedan ayudar al estudio de la viscosidad y a generar una correlación.
5. Utilizar una metodología de ensayo con más variables y más análisis que puedan ayudar a mejorar las correlaciones permitiendo una mejor definición del potencial del pozo.
6. Aplicar regresión en cadena al poseer dos o más variables con multicolinealidad cuando se estudia una correlación.
7. Tomar en cuenta las muestras descartadas por el % de A y S, para validar resultados.

REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS

- Aular, A. (2018). “Desarrollo de correlación para viscosidad de crudo muerto en el área de Petromongas en la Faja Petrolífera del Orinoco” tesis de pregrado, universidad central de Venezuela. Caracas.
- Anil K. Mehrotra, Wayne D. Monnery and William Y. Svrcek A “review of practical calculation methods for the viscosity of liquid”hydrocarbons and their mixtures Fluid Phase Equilibria” 117 (1996) 344--35
- Granado Angel, “Correlaciones P.V.T. para crudos del área Hamaca Norte-Faja Petrolífera del Orinoco (F.P.O)”, Dpto. de Explotación, Sección de Ingeniería de Yacimientos, Distrito San Tomé, Agosto, (1987).
- Hussein A. (2006). “La importancia del petróleo” Oilfield Review.,38-40.
- Kotzakoulakis, K., George, S.C.(2017) “A simple and flexible correlation for predicting the viscosity of crude oil” Journal of Petroleum Science and EngineeringVolume 158,2017, Pages 416-423 (PDVSA-INTEVEP).
- López, L. (2005). “Desarrollo de correlaciones para la estimación de propiedades pvt de los fluidos de los yacimientos pertenecientes a los campos arecuna y bare del área hamaca de la faja del Orinoco” tesis de pregrado, universidad de oriente. Barcelona.
- Labedi, R. (1992). “Improved Correlations for Predicting the Viscosity of Light”. J. of Petroleum Science and Engineering (1992) 8, 221-234.
- Landaeta, G,(2017) “Extra-Heavy Oil Viscosity Estimation Using PVT and Geochemical Analyses: Applications at Huyapari Field, Orinoco Heavy Oil Belt, Venezuela” society of petroleum engineers
- 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.
- 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.
- Vivas, J., & Parras, D. (2016). Extra Heavy Oil Viscosity Prediction by Using Multivariate Statistics. Case Study:Junin Block, Faja Petrolifera del Orionoco. World Heavy Oil Congress 2016, 1-2.
- Reinoza A (2010) “Diseño de un centro industrial de servicios (cis) petroleros, en el área junin de la faja petrolífera del Orinoco Venezuela” Universidad Nacional Experimental.Politecnica “ANTONIO JOSE DE SUCRE”

APÉNDICES

PETROINDEPENDENCIA

Muestra	Densidad @60f	API	PESO M
PI 01	1,01462	7,82	608
PI 02	1,00492	9,17	531
PI 03	1,00188	8,76	523
PI 04	1,01031	8,42	536
PI 07	1,00528	9,12	485
PI 08	1,00283	9,46	504
PI 09	1,01416	7,89	596
PI 10	1,00938	8,55	621
PI 11	1,0056	9,07	546
PI 12	1,01229	8,14	668
PI 13	1,00511	9,06	519
PI 14	1,01226	8,15	605
PI 15	1,00314	9,42	519
PI 16	1,00565	9,07	549
PI 17	1,00825	8,1	580
PI 18	1,0051	9,14	527
PI 19	1,00295	9,45	536
PI 20	1,00486	9,18	541
PI 21	1,0063	8,98	556

PETROJUNIN

Muestra	Densidad		
	@60f	API	PESO M
PJ1	1,0110	8,32	507
PJ2	1,0110	8,32	531
PJ3	1,0106	8,38	531
PJ4	1,0105	8,4	527
PJ5	1,0109	8,34	536
PJ6	1,0151	7,76	556
PJ7	1,0185	7,29	578
PJ8	1,0130	8,04	539
PJ9	1,0184	7,3	578
PJ10	1,0137	7,95	549
PJ11	1,0152	7,75	554
PJ12	1,0148	7,81	554
PJ13	1,0133	8	555
PJ14	1,0113	8,28	547

PETROMONAGAS

muestras	PM	API	Densidad @60f
PM-01	559	8,4	1,0107
PM-02	499	9,2	1,0049
PM-03	515	9,0	1,0058
PM-04	515	8,9	1,0068
PM-05	533	9,1	1,0052
PM-06	648	8,6	1,0090
PM-07	509	8,8	1,0076
PM-08	457	9,1	1,0056
PM-09	490	9,6	1,0018
PM-10	523	9,2	1,0050
PM-11	513	9,4	1,0036
PM-12	554	8,1	1,0126
PM-13	530	8,8	1,0077

Petromonagas viscosidades medidas

Pozo	100 °F	110 °F	120 °F	150 °F	200 °F
PM01	83422	40688	23256	5260	677
PM02	88536	47538	26225	5175	664
PM03	48915	29013	16856	3566	510
PM04	69023	37564	21232	4291	568
PM05	50675	29873	17163	4332	595
PM06	35366	23321	14791	3322	481
PM07	92255	51551	29500	5952	723
PM08	45769	29549	19455	4567	654
PM09	48530	30868	17856	4215	612
PM10	53384	30401	17027	3561	513
PM11	71886	45290	27136	5907	758
PM12	38090	31363	20487	5215	677

Petroindependencia viscosidades medidas

Pozo	100 °F	110 °F	120 °F	150 °F	200 °F
PI 01	37485	21980	12876	2790	423
PI 02	32484	19299	10934	2475	402
PI 03	26062	14738	8505	1992	314
PI 04	40840	24029	13272	2843	431
PI 05	40040	23530	13228	2813	416
PI 06	23393	14113	8749	2055	367
PI 07	31869	20079	12504	2900	480
PI 08	34033	19810	11244	2492	397
PI 09	33400	20426	12437	2788	440

Petrojunin viscosidades medidas

pozos	110 °F	115 °F	120 °F	125 °F	150 °F	175 °F	200 °F
PJ1	20878	15558	12471	9525	2803	1009	447
PJ2	21363	16438	12828	9883	2819	996	428
PJ02	22545	18019	13699	10389	2996	1061	454
PJ3	21111	16870	12893	9799	2849	1026	448
PJ4	23957	17947	13449	10144	2901	1029	443
PJ5	38446	27988	21545	17192	4576	1507	613
PJ6	52214	39436	29121	24394	6259	1975	770
PJ7	31745	24564	18266	13628	3726	1260	526
PJ8	53201	40159	31169	24863	6463	2035	783
PJ9	30199	22755	16978	12734	3482	1190	494
PJ10	38325	28168	20854	15550	4139	1375	551
PJ11	35170	26460	20538	15344	4099	1361	553
PJ12	28724	22566	17183	12895	3509	1188	488
PJ13	27861	21193	16083	12046	3335	1155	482

Resultados obtenidos Aular A.

EMPRESA MIXTA	ERROR PROMEDIO	
	ABSOLUTO%	R CUADRADO
PETROJUNIN	7,2%	99,8%
PETROMONAGAS	5,2%	99,0%
PETROINDEPENDENCIA	9,9%	97,7%

Resultados obtenidos García Lugo.

EMPRESA MIXTA	ERROR PROMEDIO	
	ABSOLUTO%	R CUADRADO
PETROJUNIN	9,0%	99,7%
PETROMONAGAS	17,0%	98,7%
PETROINDEPENDENCIA	16,6%	99,6%

Resultados obtenidos Johana Sánchez

EMPRESA MIXTA	ERROR PROMEDIO	
	ABSOLUTO%	R CUADRADO
PETROJUNIN	20,5%	99,1%
PETROMONAGAS	20,0%	98,6%
PETROINDEPENDENCIA	3,6%	98,0%

Cuadro comparativo

Autor	Tipo de Ecuación	R ² %	Error %
Aular	$\log_{10} \mu_{od} = a + b \times \text{API} + c \times T$	96,04	22,67
	$\log_{10} \mu_{od} = a + b \times \text{API} \times \text{PM}^{0,1} + c \times T + d \times \text{API}^2$	96,58	21,9
García	$\mu_{od} = (10^{(A + B * \text{API} + C * T)}) - 1$	97,18	25,23
Sánchez	$\log_{10} \mu_{od} = a + b \times \text{API} \times T^2 + c \times T + d \times \text{API}$	96,07	9,5
	$\log_{10} \mu_{od} = a + b \times \text{PM}^3 + \frac{c \times \text{PM}^3}{\text{API}^2 \times T} + \frac{d}{T} + \frac{e}{T^2} + \frac{f}{T^3}$	97,3	7,0