

UNIVERSIDAD CENTRAL DE VENEZUELA
FACULTAD DE CIENCIAS
ESCUELA DE QUÍMICA
DEPARTAMENTO DE GEOQUÍMICA



**Estudio de variables que afectan la viscosidad de los crudos de la
Faja Petrolífera del Orinoco, Venezuela**

Trabajo especial de grado
Presentado ante la Ilustre
Universidad Central de
Venezuela por el Br. Andry C.
Martínez R. para optar al Título
de Licenciada en Geoquímica.

Caracas, Febrero 2009



Estudio de variables que afectan la viscosidad de los crudos de la
Faja Petrolífera del Orinoco, Venezuela



ACTA

Los abajo firmantes, designados por la Universidad Central de Venezuela, como integrantes del Jurado examinador del Trabajo Especial de Grado titulado “**Estudio de variables que afectan la viscosidad de los crudos de la Faja Petrolífera del Orinoco, Venezuela**” presentado por el **Br. Andry Martínez**, certificamos que este trabajo cumple con los requisitos exigidos por nuestra Magna Casa de Estudios para optar al título de Licenciada en Geoquímica.

Prof. Jean Pasquali

Director

Prof. Liliana López

Jurado

Sr. Pedro Ortega

Jurado



DEDICATORIA

A la memoria de mi inolvidable madre,
que moldeó mis actitudes y sentimientos hasta hacerme lo que soy.

A la memoria de mi inolvidable prima,
quién fue base fundamental de mi infancia.



AGRADECIMIENTO

A todas aquellas personas que de una u otra manera hayan facilitado y colaborado en la realización de este trabajo. En especial agradezco a:

Prof. Jean Pasquali por su enseñanza, apoyo y asesoría.

Prof. Manuel Martínez por ser uno de mis grandes maestros en el inicio de esta carrera y por su apoyo incondicional.

Prof. Santiago Marrero por su enseñanza y apoyo incondicional.

A mi familia, amigos y compañeros de clase.

A la Ilustre casa que vence las sombras Universidad Central de Venezuela



RESUMEN

El siguiente trabajo es un estudio estadístico de la relación entre las variables profundidad, temperatura, gravedad API, concentración de hidrocarburos saturados, hidrocarburos aromáticos, resinas, asfaltenos, vanadio, níquel, azufre, con respecto a la viscosidad de los crudos de la Faja Petrolífera del Orinoco (FPO), cuyos valores han sido publicados en un estudio integral de la FPO realizada por PDVSA en el año 1983.

La colección de datos a evaluar está distribuida en las cuatro áreas de la FPO. Se contó con 19 conjuntos de datos del área de Carabobo (antes Machete), 108 conjuntos de datos pertenecientes a Ayacucho (antes Zuata), 125 conjuntos de datos son del área de Junín (antes Hamaca) y 37 conjuntos de datos del área de Boyacá (antes Cerro Negro) (PDVSA, 1983), los cuales fueron estudiados como un solo conjunto de datos.

El método utilizado en la realización de esta investigación es estadística clásica, partiendo de correlaciones x vs. y , a fin de determinar las tendencias entre las diversas variables con respecto a la viscosidad de los crudos de dicho estudio.

Se obtuvo que la relación de la viscosidad de los crudos de este estudio con las variables mencionadas anteriormente, presentan tendencias que se caracterizan por ser de débiles a poco claras, con una gran dispersión. Se obtuvo además que la viscosidad está determinada en buena parte por la concentración de los hidrocarburos saturados y los asfaltenos. Se calculó partiendo de la ecuación de Andrade los valores de las constantes A y B perteneciente a cada crudo de dicho estudio, obteniéndose que los valores de A para el conjunto de crudos estudiados es muy similar. En el caso de la constante B se observa que la misma es una variable intrínseca de la viscosidad, es decir, son correspondientes la una con la otra.

La FPO no presenta, según lo obtenido en este trabajo, una tendencia constante arealmente en cuanto a la variación de la viscosidad, siendo la relación como sigue: Junín ~ Carabobo < Ayacucho < Boyacá.



ÍNDICE

Página

INTRODUCCIÓN	1
OBJETIVOS	3
IMPORTANCIA DE LA INVESTIGACIÓN	4
REVISIÓN BIBLIOGRÁFICA	5
FUNDAMENTOS TEÓRICOS	5
Definición del petróleo	5
Composición del petróleo	5
Generación de Hidrocarburos	9
Alteración del Petróleo	10
Características físicas y químicas del petróleo	13
Gravedad específica	13
Viscosidad	14
Crudos Pesados y Bitumen	20
Valorización de los crudos pesados	20
MARCO GEOLÓGICO DE LA FPO	22
ANTECEDENTES	27
METODOLOGÍA UTILIZADA	29
DIAGRAMA METODOLÓGICO	30
 RESULTADOS Y DISCUSIÓN	 31
CONCLUSIONES	47
RECOMENDACIONES	49
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	50



APÉNDICES	53
APÉNDICE I. Conjunto de datos	53
APÉNDICE II. Gráficas viscosidad vs. variables de estudio.....	73
APÉNDICE III. Ecuación de Andrade.....	96

ÍNDICE DE TABLAS

	Página
Tabla #1. Composición elemental de crudo, asfalto y querógeno.....	5
Tabla #2. Concentración de metales en algunos crudos.....	7
Tabla #3. Clasificación de crudos mediante sus °API.....	14
Tabla #4. Viscosidades críticas de algunos compuestos orgánicos.....	15
Tabla #5. Valores de viscosidad.....	18
Tabla #6. Valores de la constante A.....	42
Tabla # A1. Conjunto de datos de la FPO.....	53
Tabla # A2. Cálculos de las constantes A y B.....	63

ÍNDICE DE FIGURAS

	Página
Figura #1. Estructura de una porfirina.....	7
Figura # 2. Instrumentos para la determinación de la viscosidad.....	17
Figura #3. Efecto del gas disuelto en la viscosidad y gravedad °API de un crudo.....	19
Figura #4. Mapa representativo de la Faja Petrolífera del Orinoco y sus áreas.....	26



ÍNDICE DE GRÁFICAS

Página

Gráfica #1. Viscosidad 140 °F vs. Profundidad (pies).....	32
Gráfica # 2. Viscosidad 100 °F vs. °API.....	33
Gráfica #3. Viscosidad 210 °F vs. °API.....	34
Gráfica #4. Viscosidad 140 °F vs. Saturados.....	35
Gráfica #5. Viscosidad 210 °F vs. Asfaltenos.....	36
Gráfica #6. Viscosidad 140 °F vs. Sat/Asf.....	37
Gráfica #7. Viscosidad 140 °F vs. Sat/Asf+Res.....	38
Gráfica #8. Viscosidad 210 °F vs. Vanadio.....	39
Gráfica #9. Viscosidad 210 °F vs. Níquel.....	40
Gráfica #10. Viscosidad 210 °F vs. Azufre.....	40
Gráfica #11. Constante B (Ecuación de Andrade) vs. °API.....	43
Gráfica #12. Constante B (Ecuación de Andrade) vs. Saturados.....	43
Gráfica #13. Constante B (Ecuación de Andrade) vs. Asfaltenos.....	44
Gráfica #14. Constante B (Ecuación de Andrade) vs. Vanadio.....	45
Gráfica #15. Constante B (Ecuación de Andrade) vs. Níquel.....	45
Gráfica #16. Constante B (Ecuación de Andrade) vs. Azufre.....	46
Gráfica # A1. Viscosidad 100 °F (cp) vs. Profundidad (pies).....	73
Gráfica # A2. Viscosidad 210 °F (cp) vs. Profundidad (pies).....	73
Gráfica # A3. Viscosidad 140 °F (cp) vs. °API.....	74
Gráfica # A4. Viscosidad 100 °F (cp) vs. Sales.....	74
Gráfica # A5. Viscosidad 140 °F (cp) vs. Sales.....	75
Gráfica # A6. Viscosidad 210 °F (cp) vs. Sales.....	75
Gráfica # A7. Viscosidad 100 °F (cp) vs. Saturados.....	76
Gráfica # A8. Viscosidad 210 °F (cp) vs. Saturados.....	76
Gráfica # A9. Viscosidad 100 °F (cp) vs. Aromáticos.....	77



Gráfica # A10. Viscosidad 140 °F (cp) vs. Aromáticos.....	77
Gráfica # A11. Viscosidad 210 °F (cp) vs. Aromáticos.....	78
Gráfica # A12. Viscosidad 100 °F (cp) vs. Resinas.....	78
Gráfica # A13. Viscosidad 140 °F (cp) vs. Resinas.....	79
Gráfica # A14. Viscosidad 210 °F (cp) vs. Resinas.....	79
Gráfica # A15. Viscosidad 100 °F (cp) vs. Asfaltenos.....	80
Gráfica # A16. Viscosidad 140 °F (cp) vs. Asfaltenos.....	80
Gráfica # A17. Viscosidad 100 °F (cp) vs. Vanadio.....	81
Gráfica # A18. Viscosidad 140 °F (cp) vs. Vanadio.....	81
Gráfica # A19. Viscosidad 100 °F (cp) vs. Níquel.....	82
Gráfica # A20. Viscosidad 140 °F (cp) vs. Níquel.....	82
Gráfica # A21. Viscosidad 100 °F (cp) vs. Azufre.....	83
Gráfica # A22. Viscosidad 140 °F (cp) vs. Azufre.....	83
Gráfica # A23. Viscosidad 100 °F (cp) vs. Espesor de Capa.....	84
Gráfica # A24. Viscosidad 140 °F (cp) vs. Espesor de Capa.....	84
Gráfica # A25. Viscosidad 210 °F (cp) vs. Espesor de Capa.....	85
Gráfica # A26. Constante A (Ecuación de Andrade) vs. Profundidad.....	85
Gráfica # A27. Constante A (Ecuación de Andrade) vs. °API.....	86
Gráfica # A28. Constante A (Ecuación de Andrade) vs. Sales.....	86
Gráfica # A29. Constante A (Ecuación de Andrade) vs. Saturados.....	87
Gráfica # A30. Constante A (Ecuación de Andrade) vs. Aromáticos.....	87
Gráfica # A31. Constante A (Ecuación de Andrade) vs. Resina.....	88
Gráfica # A32. Constante A (Ecuación de Andrade) vs. Asfaltenos.....	88
Gráfica # A33. Constante A (Ecuación de Andrade) vs. Vanadio.....	89
Gráfica # A34. Constante A (Ecuación de Andrade) vs. Níquel.....	89
Gráfica # A35. Constante A (Ecuación de Andrade) vs. Azufre.....	90
Gráfica # A36. Constante B (Ecuación de Andrade) vs. Profundidad.....	90
Gráfica # A37. Constante B (Ecuación de Andrade) vs. °API.....	91



Estudio de variables que afectan la viscosidad de los crudos de la
Faja Petrolífera del Orinoco, Venezuela

Gráfica # A38. Constante B (Ecuación de Andrade) vs. Sales.....	91
Gráfica # A39. Constante B (Ecuación de Andrade) vs. Saturados.....	92
Gráfica # A40. Constante B (Ecuación de Andrade) vs. Aromáticos.....	92
Gráfica # A41. Constante B (Ecuación de Andrade) vs. Resinas.....	93
Gráfica # A42. Constante B (Ecuación de Andrade) vs. Asfaltenos.....	93
Gráfica # A43. Constante B (Ecuación de Andrade) vs. Vanadio.....	94
Gráfica # A44. Constante B (Ecuación de Andrade) vs. Níquel.....	94
Gráfica # A45. Constante B (Ecuación de Andrade) vs. Azufre.....	95



INTRODUCCIÓN

El petróleo es un sistema complejo de origen orgánico, constituido por hidrocarburos saturados, hidrocarburos aromáticos, resinas y asfaltenos. Los hidrocarburos son compuestos orgánicos resultantes de la combinación química del carbono con el hidrógeno, mientras que las resinas y los asfaltenos son aquellos compuestos que permiten la incorporación de metales como vanadio y níquel en los crudos, principalmente mediante compuestos pirrólicos. Otros elementos como el oxígeno, el nitrógeno y el azufre se encuentran incorporados en diversos grupos funcionales.

El petróleo es un recurso no renovable, actualmente es la principal fuente energética mundial. Este recurso natural es de gran importancia para la economía de Venezuela, ya que representa el producto comercial más exportado, generando así el mayor ingreso de divisas.

Los petróleos o crudos pueden clasificarse de diversas maneras. Por ejemplo, según la gravedad API (abreviatura de American Petroleum Institute) los crudos se pueden clasificar en condensados, livianos, medianos, pesados y extrapesados. Los crudos presentan una serie de propiedades físicas y químicas, entre las cuales se encuentra la viscosidad, que es la resistencia que se opone al movimiento de un fluido al deslizarse a través de un espacio confinado. La viscosidad es una de las propiedades determinantes en la extracción y transporte de petróleo y por ende en la determinación de su valor comercial.

Una de las concentraciones más grandes de hidrocarburos del mundo es la Faja Petrolífera del Orinoco (FPO), la cual está situada en la parte Sur de la Cuenca Oriental de Venezuela. Se caracteriza por tener crudos biodegradados de alta densidad y de alta viscosidad (PDVSA, 1983). Es posible suponer que estas propiedades se deban a procesos de alteración, como biodegradación y lavado por aguas.

Debido a la alta viscosidad y alta densidad, la producción de los crudos de FPO es muy costosa. Martínez (2004), argumenta que, para aumentar la producción de los crudos de la FPO, como para disminuir su costo de extracción, es importante encontrar formas de disminuir su viscosidad y de esta manera tratar de incorporar a la producción los betúnes que representan una tercera parte de estas acumulaciones de hidrocarburos. Es importante aclarar el significado de los siguientes términos bitumen y betún; betún es el nombre genérico de varias sustancias, compuestas principalmente de carbono e hidrógeno, que se encuentran en la naturaleza y arden con llama, humo espeso y olor peculiar, mientras que bitumen, viene de la palabra betún, nombre de varias sustancias compuestas principalmente de carbono e hidrógeno (Diccionario de la Real Academia Española).

Se ha publicado un estudio integral de la FPO, con datos de crudos que incluyen viscosidad, identificación del pozo, intervalo del pozo productor, temperatura, concentraciones de hidrocarburos saturados, hidrocarburos aromáticos, resinas, asfaltenos, vanadio, níquel y azufre (PDVSA, 1983).

El propósito de este trabajo fue analizar, de manera detallada, las relaciones cuantitativas que puedan existir entre la viscosidad y las otras variables mencionadas y como esas relaciones pudieran contribuir al entendimiento de las causas que son determinantes, para la viscosidad de esos crudos. Para ello se contó con una colección de datos que están distribuidos en las cuatro áreas de la FPO, 19 conjuntos de datos del área de Boyacá (antes Machete), 108 conjuntos de datos pertenecientes a Junín (antes Zuata), 125 conjuntos de datos son del área de Ayacucho (antes Hamaca) y 37 conjuntos de datos del área de Carabobo (antes Cerro Negro) (PDVSA, 1983); los cuales fueron tratados como un solo conjunto de datos.

Para llevar a cabo dicha investigación se realizaron los siguientes objetivos:



OBJETIVOS

General

El objetivo general es analizar cuantitativamente las variables determinadas y publicadas para crudos de la FPO para establecer cual es su relación con la viscosidad de los mismos.

Específicos

Los objetivos específicos son los siguientes:

Estudiar las relaciones entre las distintas variables —temperatura, profundidad del pozo, hidrocarburos saturados, hidrocarburos aromáticos, resinas, asfaltenos, azufre, vanadio y níquel— y la viscosidad de los crudos de la FPO.

Detectar aquellos crudos cuyas viscosidades tengan relaciones anómalas con algunas de las variables estudiadas, con respecto a la tendencia general de los datos; a fin de seleccionarlos para futuros estudios más detallados.

Determinar mediante la ecuación de Andrade los valores de las constantes A y B, contenidas en ella, para los crudos de este estudio e intentar relacionar dichos valores con las variables del objetivo general (temperatura, profundidad del pozo, hidrocarburos saturados, hidrocarburos aromáticos, resinas, asfaltenos, azufre, vanadio y níquel).



IMPORTANCIA DE LA INVESTIGACIÓN

El determinar las relaciones entre las diversas variables y la viscosidad de los crudos ayudaría a seleccionar aquellas que sean más influyentes y que tengan la posibilidad de ser modificadas por el hombre.

Se ha publicado que el factor de recobro, que es el porcentaje de hidrocarburos *in situ* extraíble de los crudos de la FPO, está entre 2 y 12%. El aumentar, aunque sea un 1% ese factor de recobro, que está íntimamente ligado a la viscosidad del crudo, representaría para el país enormes cantidades de recursos adicionales para muchos años (Martínez, 2004).

A continuación se presenta el desglose de los siguientes puntos: revisión bibliográfica, la metodología utilizada, resultados y discusión de los mismos, así como las conclusiones y recomendaciones a las que se llegó.



REVISIÓN BIBLIOGRÁFICA

FUNDAMENTOS TEÓRICOS

Definición del Petróleo

El petróleo es una forma de bitumen compuesto principalmente de hidrocarburos y existe en estado gaseoso o líquido en un reservorio natural. La palabra petróleo es originaria del latín, **petro**=roca y **oleum**=aceite, gramaticalmente significa **aceite de roca** (Hunt, 1979).

La teoría aceptada por la mayoría de los científicos para la formación de petróleo, debido a que existe una amplia gama de evidencias que la soporta, es la teoría orgánica, que propone que el petróleo se forma por la acumulación de materia orgánica provenientes de organismos vivos y la generación de hidrocarburos por la acción de presión y temperaturas en la materia orgánica que se preserva en los sedimentos.

Composición del Petróleo

Composición Elemental

El petróleo está constituido por elementos mayoritarios y traza, los cuales están expuestos en la siguiente tabla.

Tabla #1. Composición elemental de crudo, asfalto y querógeno (concentración en peso %).

Elemento	Crudo	Asfalto	Querógeno
Carbono	84,5	84	79
Hidrógeno	13,0	10	6
Azufre	1,5	3	5
Nitrógeno	0,5	1	2
Oxígeno	0,5	2	8

(Tomado de Hunt, 1979)



Como se observa en la tabla anterior, el azufre es el tercer constituyente atómico más abundante del petróleo, después del carbono e hidrógeno. El origen del azufre en los crudos está relacionado con las condiciones ambientales de sedimentación de la roca fuente, se encuentra en la fracción de aromáticos, resinas y asfaltenos. En la fracción pesada está frecuentemente incorporado en moléculas policíclicas formando enlaces con otros constituyentes elementales como nitrógeno y oxígeno. Entre los compuestos de este elemento se han encontrado tioles, sulfuros, disulfuros y derivados tiofénicos (Tissot y Welte, 1984).

La concentración de nitrógeno es usualmente mucho menor que la concentración de azufre en los crudos. Se encuentra principalmente en la fracción pesada de los crudos (resinas y asfaltenos), formando estructuras aromáticas policíclicas heteroatómicas (Tissot y Welte, 1984). Los principales compuestos de nitrógeno en los crudos son: pirroles, indoles, piridinas, quinolinas y carbazoles (Hunt, 1979).

Los constituyentes de oxígeno más importantes son los ácidos orgánicos, los cuales son constituyentes comunes en crudos inmaduros. Se han identificado además ácidos grasos saturados, isoprenoides ácidos, cetonas y fenoles (Hunt, 1979).

Los compuestos organometálicos presentes en el crudo, generalmente, contienen níquel y vanadio. Estos elementos se encuentran asociados a las fracciones pesadas del crudo. Su abundancia es variable; por ejemplo, valores menores a 1 ppm ($\mu\text{g/g}$) se encuentran en los crudos del Paleozoico de Algeria y USA y entre 1200 ppm ($\mu\text{g/g}$) de vanadio y 150 ppm ($\mu\text{g/g}$) de níquel en los crudos de Boscán de Venezuela. Generalmente, estos elementos se encuentran en crudos pesados ricos en azufre, donde el vanadio prevalece sobre el níquel. Las altas concentraciones de estos elementos se atribuyen a la presencia de porfirinas. Las moléculas de porfirinas, se caracterizan por tener un núcleo tetrapirrólico, probablemente heredado de la clorofila, contienen nitrógeno, oxígeno y un metal, usualmente vanadio o níquel (Tissot y Welte, 1984). A continuación se esquematiza la estructura de una porfirina.

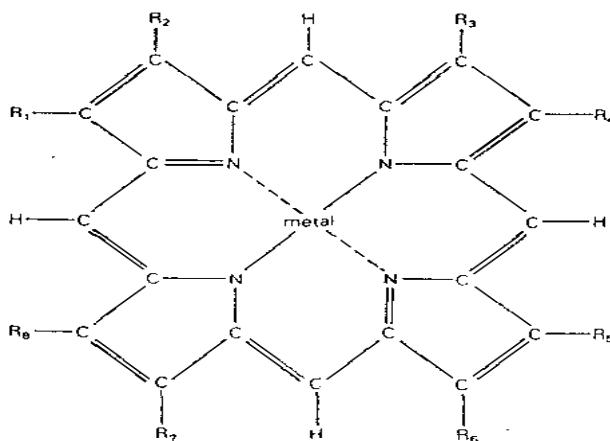


Figura #1. Estructura de una porfirina (North, 1990).

La concentración típica del níquel en los crudos es de 20-85 ppm ($\mu\text{g/g}$), mientras que la del vanadio comúnmente esta entre 30-300 ppm ($\mu\text{g/g}$) (North, 1990). Las concentraciones de vanadio y níquel pueden estar influenciadas por procesos de alteración térmica, desasfaltación, biodegradación y lavado por agua durante la migración del crudo (Galárraga *et al.*, 2007). La tabla N° 2 presenta la concentración común de metales en algunos crudos.

Tabla #2. Concentración de metales en algunos crudos.

V+Ni (ppm) ($\mu\text{g/g}$)	Ejemplo
300	Gach Saran, Irán
400	Cuenca Oriental de Venezuela Faja Petrolífera del Orinoco
500	Lago de Maracaibo, Venezuela
1200	Boscán, Venezuela

(Tomado de North, 1990)



Composición de Fracciones

Las fracciones constituyentes de los crudos y bitúmenes, corresponden a hidrocarburos saturados, hidrocarburos aromáticos, resinas y asfaltenos.

Los hidrocarburos saturados constan principalmente de n-alcanos, alcanos ramificados (parafinas), isoalcanos (isoprenoides) y cicloalcanos (naftenos). Los hidrocarburos aromáticos incluyen aromáticos puros, compuestos monoaromáticos, compuestos poliaromáticos (nafteno-aromáticos) y sulfuros aromáticos (tiofenos) (Tissot y Welte, 1984).

Las resinas y los asfaltenos son las fracciones policíclicas de mayor peso molecular en los crudos, poseen átomos de oxígeno (O), nitrógeno (N) y azufre (S). Los asfaltenos son insolubles en alcanos de bajo peso molecular, por lo que precipitan al añadir n-parafinas de bajo peso molecular al crudo. Las resinas son más solubles, pero son igualmente muy polares y son fuertemente fijadas en el gel de silicona al realizar la cromatografía líquida. Éstas se lixivian con un solvente polar que se utilice como la fase móvil (Tissot y Welte, 1984). Los asfaltenos separados del crudo son sólidos amorfos de color marrón oscuro a negro. Se puede observar que las resinas luego de su extracción del crudo son sustancias viscosas a sólidos amorfos de colores claros a oscuros (Hunt, 1979). El porcentaje de resinas y asfaltenos dentro del crudo depende de la naturaleza de la materia orgánica en la roca fuente y la madurez del crudo. La concentración de estos dos grupos es usualmente alta en crudos inmaduros (Tissot y Welte, 1984).



Generación de Hidrocarburos

Una acumulación de hidrocarburos existe, si se cumplen cuatro condiciones esenciales (PDVSA, 1983):

1. Presencia de rocas generadoras o rocas madres
2. Procesos de generación o madurez de esas rocas
3. Presencia de rocas yacimiento o trampas
4. Mecanismos de migración y entrapamiento

Una roca reservorio presenta diferencias con la roca fuente en cuanto a porosidad la cual es más alta al igual que la permeabilidad. Una vez que el crudo se genera, migra hacia un estado de menor energía, hasta que una trampa se lo impide permitiendo así su acumulación. Generalmente los siguientes cambios ocurren en los líquidos del depósito en la dirección de la migración: la gravedad API del crudo disminuye con la disminución de la temperatura y de la presión del depósito; el gas de la solución se pierde hacia arriba mientras que la presión del depósito disminuye; la concentración de azufre de los crudos aumenta; la salinidad del agua de formación disminuye e incrementa la concentración de oxígeno, debido a la influencia creciente de las aguas meteóricas y de la actividad bacteriana que éstas permiten (North, 1990).

La sumatoria de eventos que transcurren desde la generación de fluidos orgánicos a partir del querógeno, hasta la formación de un yacimiento de crudo o gas, ha sido englobada bajo el nombre genérico de migración. La migración comprende el proceso de transporte del petróleo, desde su roca madre, hasta su lugar de acumulación. En este sentido, la literatura (Tissot y Welte, 1984; Hunt, 1996) distingue dos tipos de migración; primaria, el movimiento del bitumen hasta su salida de la roca madre; y secundaria, el transporte del petróleo a través de rocas más permeables que la roca fuente, hasta su lugar de acumulación o trampa. Tanto la migración primaria como la secundaria ocurren por efecto de gradientes de presión, los cuales pueden tener diferentes orígenes. A continuación se describe brevemente los tipos de migración.



Migración primaria: Es el movimiento de los componentes del bitúmen dentro y a través de una roca fuente de baja porosidad y permeabilidad. La temperatura tiene como efecto más importante la maduración de la materia orgánica y, a mayor madurez, menor viscosidad de los fluidos producidos y más facilidad para la expulsión. Los gradientes se establecen entre la roca madre y las rocas más permeables que tienen alrededor; esto ocurre gracias a los compuestos volátiles que son producidos por la transformación del querógeno a medida que madura y con ello vienen el aumento del volumen y la presión en ese estrato.

Migración secundaria: Es el movimiento del crudo o gas expulsado de la roca madre, como una monofase continua de fluido, a través de rocas de grano más grueso que la roca madre, cuyos poros están saturados con agua. La presencia de fracturas en estas, puede en algunos casos facilitar este proceso. Bajo condiciones hidrostáticas, la migración secundaria depende básicamente de un compromiso entre dos fuerzas; la propiedad de los hidrocarburos de flotar en un medio acuoso, debido a su menor densidad (flotación) y la presión capilar (Schowalter, 1979).

Alteración del Petróleo

Cuando finalmente el petróleo es generado y acumulado en una roca yacimiento, puede sufrir alteraciones de consideración debido a procesos químicos, físicos o biológicos, tales como alteración térmica, desasfaltación, biodegradación y lavado por aguas; esto influye en la calidad y el valor económico del crudo (Tissot y Welte, 1984).

En este estudio se consideran los procesos de biodegradación y lavado por aguas, debido a que ambos influyen en la generación de yacimientos de crudos pesados.



Biodegradación

Es la alteración de los crudos en el yacimiento por la acción de bacterias, un proceso común en yacimientos someros donde se pueden introducir aguas meteóricas a través de fracturas, fallas o percolación en estratos permeables. Las aguas meteóricas son aquellas que procedan directamente o indirectamente de la precipitación en superficie en contacto con la atmósfera, por lo que pueden transportar oxígeno disuelto y microorganismos hacia un yacimiento. Estos microorganismos son los que se encargan de alterar el crudo de un modo selectivo, debido a que utilizan paulatinamente algunos tipos de compuestos como fuente de energía; cabe destacar que a profundidades mayores, la temperatura incrementa con lo cual disminuyen los efectos por biodegradación (Tissot y Welte, 1984).

La biodegradación también es posible mediante bacterias anaeróbicas, como las sulfatoreductoras, posiblemente de una manera más lenta con respecto a las bacterias aeróbicas. En condiciones anaeróbicas el oxígeno presente en dicho proceso es obtenido a partir de la reducción del ión sulfato. El sulfuro generado podría reaccionar con el crudo, produciendo crudos biodegradados con altas concentraciones de azufre, aunque eso depende de las condiciones del yacimiento, la litología de la roca yacimiento y de la presencia de especies disueltas (Tissot y Welte, 1984).

Entre los parámetros que determinan la ocurrencia o no del proceso de biodegradación, se pueden mencionar las siguientes:

- La temperatura, un factor necesario para que ocurra cualquier actividad biológica. El límite superior de temperatura, para la existencia de bacterias aeróbicas, está en el orden de 75 – 80° C, aunque recientemente se ha establecido la presencia de bacterias a mayores temperaturas.
- La profundidad, la cual afecta no solo la temperatura del yacimiento, sino la facilidad del alcance de las aguas meteóricas portadoras de oxígeno y bacterias al mismo.



- Eh y pH, éstos parámetros fisicoquímicos determinan la actividad bacteriana en las aguas asociadas a los crudos, así como la extensión de las reacciones de oxidación a las que son sometidos los compuestos biodegradados.

Se reconoce actualmente que la biodegradación del petróleo puede ocurrir bajo condiciones óxicas (en, o cerca de la superficie) o anóxicas, debido a la acción de distintas familias de organismos. La biodegradación en el contacto agua-petróleo a niveles profundos, puede proceder bajo ambientes anóxicos, a través del ataque por bacterias reductoras del ión sulfato, en aguas en las cuales este ión esté presente, o por las bacterias metanogénicas, en casos en los cuales la concentración de ión sulfato en solución es baja. En este proceso se requiere una serie de nutrientes esenciales que pueden ser suministrados por la disolución o alteración de minerales presentes en la columna sedimentaria (Larter, *et al.*, 2006).

Lavado por aguas

En este proceso también están involucradas las aguas meteóricas. Este proceso produce la remoción de los hidrocarburos más solubles en agua, que vendrían a ser la fracción liviana del crudo, originando así un enriquecimiento de la fracción pesada en el crudo (Tissot y Welte, 1984).

En la naturaleza estos dos procesos, la biodegradación y el lavado por aguas ocurren frecuentemente asociados, especialmente en aquellos casos en los cuales los crudos han estado, o están, en contacto con aguas meteóricas en las partes someras de las cuencas petrolíferas (Tissot y Welte, 1984).

Los crudos afectados por dicho proceso presentan las siguientes características:

- Una disminución relativa de la concentración de los hidrocarburos aromáticos.
- Un enriquecimiento relativo de las fracciones de resinas y asfaltenos como resultado de la solubilización de las fracciones livianas.



- Una disminución de la gravedad API del crudo por la eliminación de los componentes más livianos.

Características físicas y químicas del petróleo

Todos los petróleos, livianos, medianos, pesados y extrapesados, generalmente llamados crudos en la industria petrolera, tienen características y propiedades físico-químicas que permiten diferenciarlos. En cuanto a esta investigación las propiedades físicas de interés son las siguientes: la gravedad específica y la viscosidad, las cuales según Tissot y Welte (1984) son altamente controladas por la abundancia y el estado físico de las resinas y los asfaltenos.

Gravedad específica

La gravedad específica de un crudo es la relación que existe entre el peso de un volumen dado a 60 °F, al volumen igual de agua destilada a la misma temperatura. La gravedad API es calculada a partir de la siguiente ecuación:

$$^{\circ}\text{API} = (141,5 / \rho_f) - 131,5$$

Donde ρ_f es la gravedad específica de un fluido a 0,1 mPa y 15,6°C (Hinkle *et al.*, 2008).

El hidrómetro API mide la gravedad específica de los crudos en grados API. Un crudo de 10 °API tiene la misma gravedad específica que el agua (Barberii, 1998).

La clasificación de crudos por rango de gravedad API utilizada en la industria venezolana de los hidrocarburos, a 15,56 °C (60 °F) es como sigue:



Tabla #3. Clasificación de crudos mediante sus °API.

Crudo	°API
Extrapesados	<10,0 °
Pesados	10,0 – 22,0°
Medianos	22,0 – 30,0 °
Livianos	>30,0 °

(Tomado de Pezzella, 2002)

Viscosidad

La viscosidad es una de las características más importantes de los hidrocarburos en los aspectos operacionales de producción, transporte, refinación y petroquímica. La viscosidad de un fluido mide la resistencia que éste ofrece por fricción ante una fuerza de corte que se aplica (Barberii, 1998).

Los fluidos pueden ser newtonianos o no newtonianos. En los fluidos newtonianos la relación existente entre el esfuerzo cortante y la velocidad de corte es una constante que constituye la viscosidad. Los crudos por lo general son líquidos newtonianos a temperaturas >30 °C. Los crudos, a medida que se hacen más pesados, se alejan más de este comportamiento newtoniano (Hernández, 1981).

Según la ley de Newton del flujo viscoso, la fuerza de fricción F , que se resiste al desplazamiento relativo de dos capas adyacentes en el líquido, es proporcional al área A y al gradiente de velocidad (dv/dx):

$$F = \eta A (dv/dx)$$

Donde: η se conoce como coeficiente de viscosidad o simplemente viscosidad (Laidler, 1997).

La viscosidad de los crudos es estimada comúnmente por la gravedad API, la temperatura y la relación gas/crudo. Generalmente, se supone que los componentes que determinan la



viscosidad de los crudos son los constituyentes polares, es decir, las resinas y los asfaltenos (Hernández *et al.*, 1983).

La viscosidad de los fluidos depende de un conjunto de variables y puede describirse por la siguiente función:

$$\eta = f(P, T, X_1, X_2, \dots, X_i);$$

Donde la P es presión, T es la temperatura y X la concentración de los componentes (Lohrenz, 1964).

En la siguiente tabla se puede observar como varía la viscosidad en algunos compuestos orgánicos.

Tabla #4. Viscosidades de algunos compuestos orgánicos.

Saturados	Viscosidad (Centistokes) a 100 °F
Tolueno	0,57
Benceno	0,6
Etil-benceno	0,65
N - Parafinas	Viscosidad (Centistokes) a 100 °F
5 átomos de C	0,32
7 átomos de C	0,5
20 átomos de C	5,8

(Tomado de Maxwell, 1965)

La viscosidad generalmente se estudia permitiendo que el fluido pase por un tubo de sección transversal circular y midiendo la tasa de flujo. A partir de ella y conociendo la presión aplicada y las dimensiones del tubo, se calcula el coeficiente de viscosidad basándose en una teoría desarrollada en 1844 por el fisiólogo francés Jean Leonard Poiseuille (Laidler, 1997). De allí el nombre de la unidad de viscosidad, el poise (g/cm s) o centipoise (0,01 poise). El poise se define como la fuerza requerida en dinas para mover un plano de un centímetro cuadrado de área, sobre otro de igual área y separado un centímetro de distancia entre sí y con el espacio relleno del líquido investigado, para obtener un desplazamiento de un centímetro en un segundo. Esto



corresponde a la viscosidad absoluta. La viscosidad de los crudos en el yacimiento puede tener desde 0,2 hasta más de 1.000 centipoise (cp) (Barberii, 1998).

Viscosidad relativa: es la relación de la viscosidad del fluido respecto a la del agua. A 20 °C la viscosidad del agua pura es 1,002 cp; sus unidades son el poise y centipoise (g/ (cm.s)) (Barberii, 1998).

Viscosidad cinemática: es equivalente a la viscosidad expresada en centipoise dividida por la gravedad específica, a la misma temperatura. Se designa por Stokes (cm/s) o Centistokes (Hernández, 1981).

Viscosidad Universal Saybolt: representa el tiempo en segundos para que un flujo de 60 centímetros cúbicos salga de un recipiente tubular por medio de un orificio, debidamente calibrado y dispuesto en el fondo del recipiente, el cual se ha mantenido a temperatura constante (Barberii, 1998).

Un instrumento que se emplea con frecuencia para medir la viscosidad de un líquido es el viscosímetro de Ostwald o viscómetro. Se mide el tiempo que tarda la cantidad de líquido en pasar por el tubo, de un punto a otro, debido a su propio peso. Por lo general, el instrumento se calibra empleando un líquido de viscosidad conocida. Otro aparato que se emplea para determinaciones de la viscosidad se llama viscosímetro de cilindro rotatorio de Couette. En este instrumento se hace que el líquido en estudio gire en un cilindro externo, lo que ocasiona que se aplique un torque al alambre de torsión unido al cilindro interno. Se calibra el aparato y se calcula la viscosidad a partir del torque. Otro aparato para medir la viscosidad es el viscosímetro de bola descendente; la viscosidad se calcula a partir del tiempo necesario para que una esfera descienda de una a otra posición (Laidler, 1997). A continuación se presenta una figura con los instrumentos antes descritos.

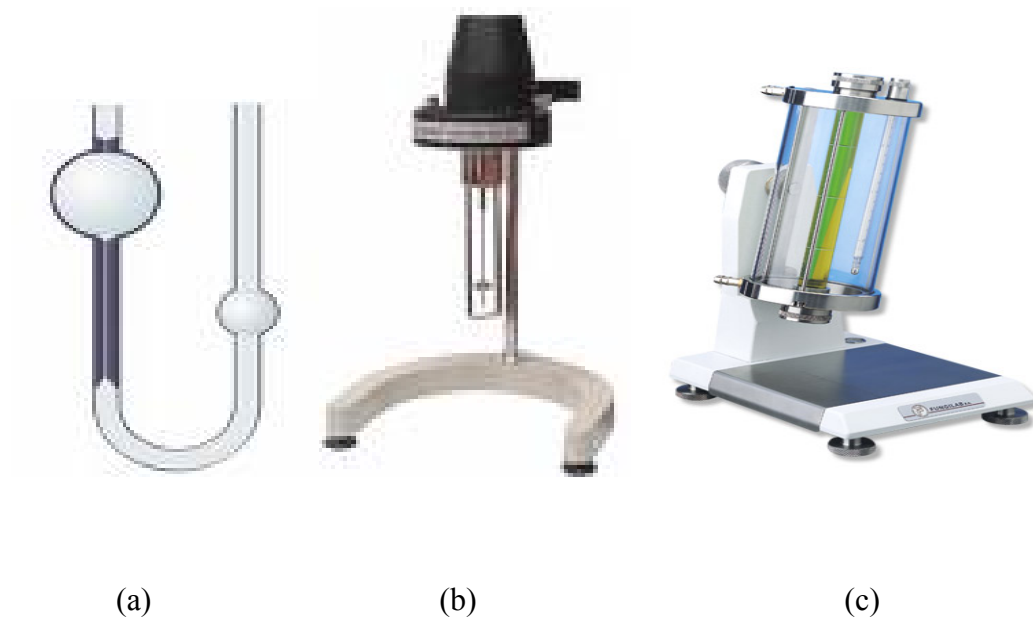


Figura # 2. Instrumentos para la determinación de la viscosidad, (a) Viscosímetro Ostwald para medir la viscosidad de un líquido, (b) Viscosímetro de cilindro rotatorio Couette y (c) Viscosímetro de bola descendente.



Los crudos muertos, llamados así por la ausencia de gas disuelto, presentan mayores viscosidades que los crudos que contienen gas disuelto (crudo vivo o saturado) (Bergman y Sutton, 2007). En la tabla siguiente se ilustra el efecto del gas disuelto sobre la viscosidad de un crudo.

Tabla #5. Valores de viscosidad.

Viscosidad (cp)	Mínimo	Máximo
Crudo muerto (libre de gas)	0,21	4277
Crudo saturado	0,045	3285

(Tomado de Bergman y Sutton, 2007)

En síntesis, las tendencias generales encontradas en la literatura en cuanto la variación de la viscosidad de los crudos son las siguientes:

La viscosidad disminuye a medida que la temperatura aumenta.

La viscosidad aumenta cuando la presión aumenta.

La viscosidad aumenta a medida que disminuye la gravedad API.

La viscosidad aumenta conforme disminuye la relación gas/líquido.

La viscosidad aumenta con el peso molecular de los componentes.

La viscosidad aumenta con los sólidos en suspensión, con respecto al líquido libre de sólidos.

Según la literatura, los modelos de viscosidad de crudos muertos introducen un gran error al aplicarlo a crudos de diferentes bases (nafténicas, asfálticas,...). Muchos reservorios de crudos en producción siguen una tendencia general a la declinación de la viscosidad de los crudos como una función de la presión y como resultado del incremento de la cantidad de gas disuelto, relativa a la viscosidad de crudos libres de gas (muertos) a temperaturas de los reservorios. En cuanto a la viscosidad de los crudos saturados, la tendencia general es la disminución (a mayor presión entra mas gas en solución y disminuye la viscosidad; estas son condiciones de equilibrio. A medida que el petróleo es producido y la presión baja, la proporción de gas en el fluido producido es



mayor y, a bajas presiones, o con el aumento de la producción, la viscosidad baja). Entre las funciones que son útiles para correlacionar la viscosidad de crudos saturados están la gravedad API, la gravedad específica del gas, la presión y la temperatura del reservorio y la relación gas/crudo. Otros modelos muestran la tendencia general de la reducción de la viscosidad como una función del incremento de la relación gas/crudo. En cuanto a los crudos no saturados de gas la viscosidad incrementa proporcionalmente con la presión, la presión en este caso es una variable independiente primaria (Elsharkawy y Alikhan, 1999).

La figura siguiente describe la tendencia de la viscosidad a partir del efecto de gas disuelto y la gravedad API.

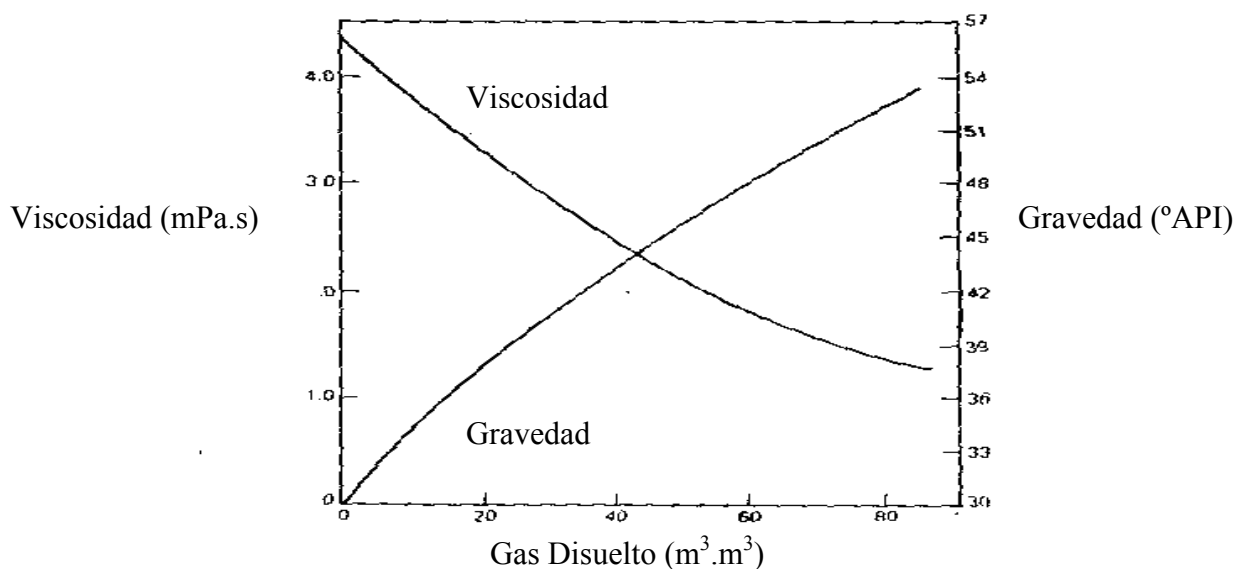


Figura #3. Efecto del gas disuelto en la viscosidad y gravedad API de un crudo.
(Tomado de North, 1990)



Crudos Pesados y Bitumen

Los crudos pesados y el bitumen son caracterizados por su alta viscosidad. Por ejemplo, los crudos pesados presentan valores hasta de 100 mPa.s y los valores del bitumen son mayores que 10000 mPa.s. La alta viscosidad de los crudos pesados es un factor crucial que afecta su extracción, el transporte y procesos de refinación. La viscosidad de los crudos pesados depende de la estructura química y de las propiedades fisicoquímicas de los asfaltenos, los cuales son componentes polares de mayor peso molecular (Luo y Gu, 2007).

Valorización de los crudos pesados

Producción

Un crudo pesado o extrapesado bajo condiciones del yacimiento se puede producir solamente por los métodos convencionales, con un rendimiento muy bajo: el factor de recobro es solamente algún por ciento. Los métodos que se utilizan para dicha extracción se basan generalmente en la reducción drástica de la viscosidad en respuesta al calentamiento, inyección de vapor, entre otros. El vapor (temperatura 300°C, presión 100 bar) se inyecta a través de pozos convencionales; el calor se transfiere en parte al crudo pesado y como consecuencia disminuye su viscosidad. Entonces el crudo se puede extraer a través de pozos. Periódicamente se alterna la inyección de vapor y la producción del crudo. La combustión *in situ* es otro proceso para reducir la viscosidad del crudo y hacerlo producible. Se inicia una combustión controlada del crudo, se puede inyectar aire a través de pozos convencionales así podrá fluir hacia pozos de producción. Otros métodos son la inyección del dióxido del carbono a los yacimientos de crudos pesados, o la inyección de solventes (Tissot y Welte, 1984).



Refinación

Los crudos pesados causan algunas dificultades en la refinación, debido a sus características específicas:

- Altas concentraciones de azufre (S), de nitrógeno (N) y de metales como vanadio (V) y níquel (Ni), que pueden actuar como venenos a los catalizadores heterogéneos usados en procesos de refinación y causar problemas ambientales por los óxidos de azufre y de nitrógeno producidos.
- La baja relación H/C, con respecto al crudo convencional, deja abundantes residuos sólidos de bajo valor comercial.
- La alta concentración de asfaltenos, responsable de la alta viscosidad de los combustibles pesados, es también, una causa de la inestabilidad de algunos productos refinados (Tissot y Welte, 1984).

El aumento de la relación H/C se puede obtener con la adición de hidrógeno. Un residuo pesado rico en carbón, puede ser removido por desasfaltación (con el uso de solventes puros) o coquizando (calentamiento del crudo). Los tratamientos de hidrogenación pueden aumentar posteriormente el cociente H/C y también disminuir las concentraciones de azufre y de nitrógeno (Tissot y Welte, 1984).



MARCO GEOLÓGICO

Faja Petrolífera del Orinoco

La FPO tiene unos 700 kilómetros de largo, desde Tucupita, estado Delta Amacuro, incluye el Sur de los estados Monagas y Anzoátegui y cubre parte del estado Guárico. Tiene un ancho de 32 a 100 kilómetros y su área abarca unos 53.720 kilómetros cuadrados. Geológicamente es la parte Sur de la Cuenca Oriental y geográficamente, se le ha dado el nombre de Orinoco porque, en parte su límite Sur, corre a lo largo y cercano al río Orinoco (Barberii, 1998).

En la Cuenca Oriental de Venezuela, la FPO comienza donde la gravedad del petróleo hace que este producto sea menos comercial o más difícil de recuperar por métodos convencionales. Según esta definición cualquier zona situada al Sur de la Cuenca Oriental de Venezuela, cuyo petróleo no sea más liviano de 15 °API, está en el borde de la FPO y, si no excede 12 °API, está definitivamente dentro de la FPO. El límite Norte de la FPO suele fijarse arbitrariamente al Sur de la línea de los campos actuales, aunque, algunos de ellos, como Morichal, deberían incluirse en la FPO. El límite Sur sigue de cerca el curso del río Orinoco porque, a sólo 5 km al Norte del río, se han encontrado secciones petrolíferas satisfactorias. Al Este se toma como límite, también arbitrario, el meridiano de Tucupita y al Oeste el meridiano de Calabozo. Esto porque, más al Oeste, los estudios no están suficientemente adelantados para su delimitación. Dentro de esta gran extensión de terreno, que excede de 40 mil kilómetros cuadrados, se han estimado enormes volúmenes de petróleo *in situ* que constituyen una reserva energética digna de ser tomada en consideración (González de Juana *et al.*, 1980).



La columna sedimentaria que se perfora en la FPO comprende tres ciclos distintos:

Un primer ciclo, de edad Paleozoico Superior, se encuentra en contacto discordante sobre complejos ígneo-metamórficos de la provincia de Imataca y comprende las formaciones Hato Viejo y Carrizal. La primera de ellas muestra areniscas arcósicas de grano grueso y posiblemente pasa por transición a la sección limolítica de Carrizal. La Formación Carrizal es fundamentalmente limolítica con algunas arenas; localmente, en las grandes depresiones paleozoicas, alcanza hasta más de 1.828 m de espesor (González de Juana *et al.*, 1980).

El siguiente ciclo sedimentario corresponde a la transgresión cretácica. Esta comenzó al Norte y llegó más tarde a la parte meridional de la cuenca; se desarrolló sobre un substratum peniplanado, dentro de ambientes sedimentarios típicos de pequeñas profundidades. Por ello, las dos unidades clásicas del Grupo Temblador, Formación Canoa, de ambiente continental y Formación Tigre, de ambiente moderadamente marino, presentan muy pocas diferencias y se agrupan bajo el nombre de Grupo Temblador. Es una secuencia de areniscas macizas con intercalaciones de lutitas delgadas que, en la parte central y occidental de la FPO, presenta espesores de 15 a 46 m de arena neta petrolífera (González de Juana *et al.*, 1980).

Posteriormente, los mares cretácicos se retiraron más al Norte de la zona que hoy conocemos como la FPO y ésta fue afectada por un período de erosión. Formaciones transgresivas se depositaron durante el ciclo Terciario Superior y cubrieron diacrónicamente toda el área hasta una línea cercana al curso actual del río Orinoco. Las formaciones depositadas durante este ciclo se conocen en Guárico, al Norte de la FPO, con los nombres formacionales de La Pascua, Roblecito y Chaguaramas en orden estratigráfico, de edades Eoceno Superior a Oligoceno Medio determinadas por paleontología en el centro de Guárico aunque, probablemente, alcanzan el Mioceno en la secuencia superior estéril. Todas las formaciones terciarias consisten en intercalaciones de arenas con lutitas y la relación arena/lutita aumenta hacia el Sur. En la parte occidental el intervalo de la Formación La Pascua llega a contener 50%



de arena y 70% la suprayacente Chaguaramas. En ambas formaciones se encuentran intercalaciones ligníticas (González de Juana *et al.*, 1980).

En la parte oriental de la FPO, las formaciones Merecure y Oficina muestran litología similar a la descrita con anterioridad, salvo el aumento de la relación arena/lutita. En Merecure las arenas se presentan en cuerpos macizos, aparentemente discontinuos, de 6 a 46 m de espesor que llegan a constituir 75% de la formación (González de Juana *et al.*, 1980).

En muchos aspectos la estructura de la FPO es similar a la de toda el área de Oficina. Los sedimentos tienen rumbo regional Este-Oeste y buzamiento suave, de alrededor de 3° en la parte Sur que aumenta hacia el Norte. Las fallas de carácter regional son normales, con rumbos de dos sistemas; uno Este-Oeste y otro Noreste-Suroeste; los planos de falla se inclinan unos 45°, unas veces al Norte hacia la cuenca y otras al Sur, hacia el cratón (González de Juana *et al.*, 1980).

En la zona Noroeste de la Cuenca Oriental de Venezuela se conocen dos fallas mayores: la falla de Ipire de dirección Noreste, conocida por unos 90 km de longitud, se prolonga más hacia el Noreste, tiene buzamiento al Norte y su máximo desplazamiento conocido es de 121 m; la falla compleja de Altamira se conoce por una longitud de 85 km, con rumbo Noroeste (González de Juana *et al.*, 1980).

Las trampas de petróleo se producen, a veces, por levantamiento de bloques por estructuras como fallas; otras veces la razón es puramente estratigráfica, por desaparición lateral de arenas en el borde de los canales paleo-fluviales o por cambios en la permeabilidad de las lentes de arenas. Otras veces las trampas tienen carácter mixto estratigráfico-estructural (González de Juana *et al.*, 1980).

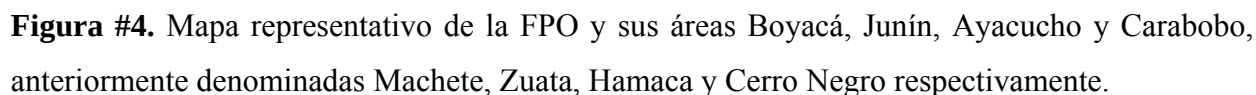


En el borde Sur de la zona petrolífera, el petróleo degradado ha formado un tapón o una barrera, cercanos a la superficie, pero sin producir menes o emanaciones de gas, tan frecuentes en situaciones similares en otras regiones del país (González de Juana *et al.*, 1980).

Las características más notables de los yacimientos o acumulaciones petrolíferas son las siguientes: porosidad: 11-35%; permeabilidad, 700-600 m.D (mili Darcys); saturación de petróleo, 42,5-90%; arena no consolidada; profundidades, 228-2.134 metros; los espesores de arena neta petrolífera en promedio de planimetría son: Formación Oficina, 287,07 metros; intervalo pre-Oficina, 206,36 metros (González de Juana *et al.*, 1980).

Las características resultantes de los crudos producidos en la FPO son, gravedad del crudo, 8° – 18° API; viscosidad, 1.200 - 4.500 cp; concentración de asfaltenos, 10%; relación gas/petróleo, 20-400 Pc/bl (pies cúbicos / barriles); agua y sedimento, 0,5-20%; presiones de fondo encontradas, 800-1.600 libras por pie cúbico (£.p.c); temperaturas de fondo, 95°-120 °F (González de Juana *et al.*, 1980).

Los crudos pesados de la FPO son emigrados desde áreas situadas más al Norte, donde las columnas sedimentarias alcanzaron mayor espesor. El petróleo de la FPO es un crudo degradado por procesos biogénicos u oxidantes (González de Juana *et al.*, 1980).



La FPO, como se observa en la Figura #4, está dividida en cuatro áreas: Machete, Zuata, Hamaca y Cerro Negro, estos nombres recientemente por el Gobierno de la República Bolivariana de Venezuela, fueron modificados por Boyacá, Junín, Ayacucho y Carabobo respectivamente.



ANTECEDENTES

Luo y Gu (2007) realizaron un estudio teórico y experimental de los efectos específicos de la concentración de asfaltenos en los crudos pesados con respecto a la variación de viscosidad a distintas temperaturas. Para ello se tomaron 11 muestras, las cuales fueron sometidas a desasfaltación, mediante el uso del método estándar ASTM, el procedimiento utilizado fue reconstituir las muestras de crudo pesado preparadas con la adición de los asfaltenos precipitados de la desasfaltación previa, variando la concentración de asfaltenos agregado. La viscosidad de los crudos reconstituidos es medida a seis temperaturas distintas usando un viscosímetro de cono. Los datos obtenidos fueron tratados usando una regresión no lineal; entre los parámetros que se tomaron en cuenta para la caracterización de las muestras está la constante de solvatación, factor de forma, fracción de empaquetamiento máximo y viscosidad intrínseca. El resultado fue que la concentración de asfaltenos en los crudos pesados juega un rol dominante en la determinación de la alta viscosidad, particularmente a bajas temperaturas.

Hernández (1981) realizó medidas de viscosidad, temperatura, composición y gravedad API en crudos pesados de la Cuenca Oriental de Venezuela, con el objeto de estudiar las relaciones que existen entre estos parámetros y, al mismo tiempo, observar las variaciones de la composición de estos crudos que provienen de un intervalo estratigráfico reducido en la parte Sur de la cuenca. Consideró 22 muestras de 15 campos y de la FPO, provenientes de las arenas R y S de la Formación Oficina y las arenas U de la Formación Merecure. Para las determinaciones utilizó cromatografía de columna para la fracción SARA (hidrocarburos saturados, hidrocarburos aromáticos, resinas y asfaltenos). En cuanto a la viscosidad utilizó un viscosímetro Saybolt y la gravedad API fue medida con el uso de hidrómetros. Encontró resultados anómalos con respecto a las curvas de viscosidad contra gravedad API que fueron utilizadas como referencias. Haciendo una correlación entre viscosidad y composición, encontró una tendencia de aumento de la viscosidad con el incremento del porcentaje de resinas y asfaltenos y una disminución de la viscosidad con el aumento de la concentración de hidrocarburos saturados; la relación saturados/asfaltenos parece ser la determinante en cuanto a la variación de la viscosidad.



Vives (1981) determinó la composición de 22 crudos de los Campos Ovejas y Ostra del Área Mayor de Oficina de la Cuenca Oriental de Venezuela y la variación de su viscosidad con la temperatura y la gravedad API de cada uno de éstos, tratando de descubrir las relaciones entre ellas, que puedan explicar su comportamiento. El proceso analítico utilizado consistió en la determinación del contenido SARA (hidrocarburos saturados, hidrocarburos aromáticos, resinas y asfaltenos), utilizando cromatografía de columna. Las medidas de viscosidad se hicieron usando un viscosímetro Saybolt y las medidas de gravedad API se hicieron utilizando hidrómetros. Los resultados obtenidos en este estudio muestran que el comportamiento de los crudos analizados, provenientes de los Campos Oveja y Ostra, es distinto al observado en la generalidad de los crudos; encontrándose que en algunos de éstos crudos con iguales gravedades API tienen distintas viscosidades. Se puede suponer que estas variaciones en el comportamiento se deben a diferencias en composición existente entre los crudos. Las correlaciones realizadas muestran una marcada dependencia de la viscosidad con la concentración de los saturados presentes en el crudo, así como los asfaltenos, pareciendo ser estos últimos los determinantes de la alta viscosidad de los crudos.



METODOLOGÍA UTILIZADA

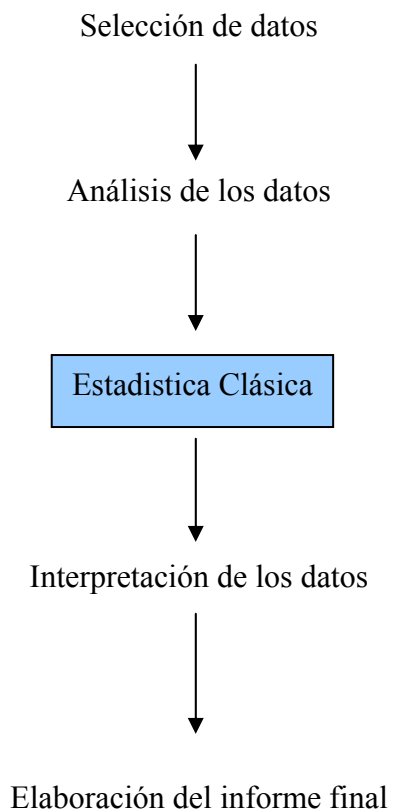
La realización de esta investigación se llevó a cabo a partir de los siguientes aspectos:

1. Construcción de una base de datos partiendo de los datos publicados por PDVSA (1983)
2. Determinación de la relación entre cada variable con la viscosidad
3. Determinación de las variables relevantes para el comportamiento de la viscosidad de los crudos
4. Determinación de los crudos que presentan un comportamiento anómalo con respecto a la tendencia de la mayoría de los datos del estudio



DIAGRAMA METODOLÓGICO

En este diagrama se presenta la secuencia de actividades principales de la investigación:



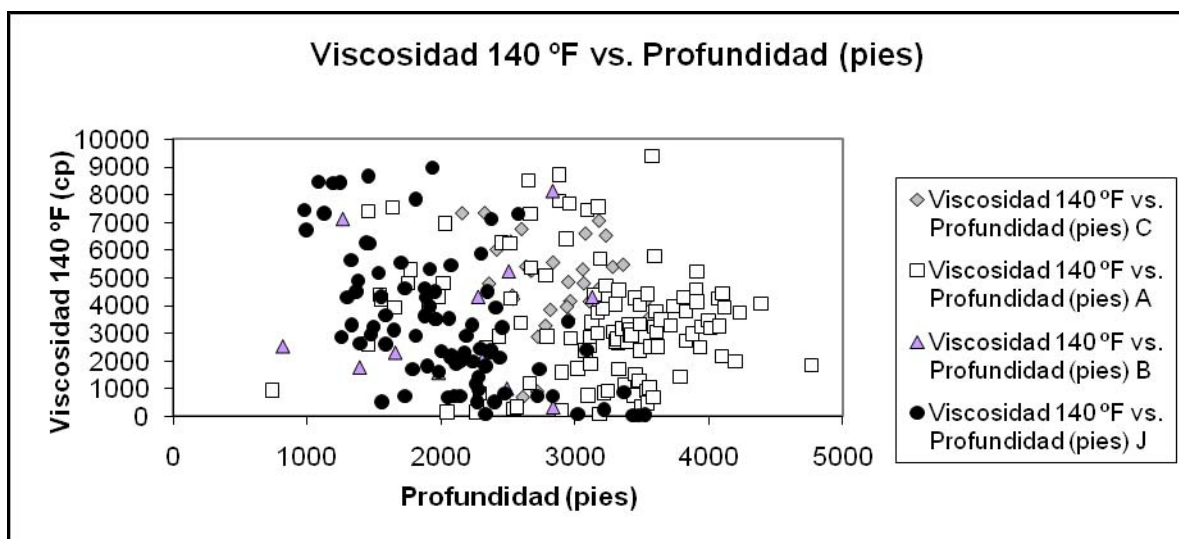


RESULTADOS Y DISCUSIÓN

Los resultados obtenidos en este trabajo se presentan en la forma de gráficas y en la forma de tablas. Las gráficas presentan secuencialmente la relación cuantitativa de las variables profundidad, gravedad API, concentración de sales en aguas formacionales de los crudos, hidrocarburos saturados, hidrocarburos aromáticos, resinas y asfaltenos, vanadio, níquel, azufre y espesor del intervalo productor versus viscosidad.

Inicialmente, al analizar las gráficas de las variables vs. viscosidad, se detectaron valores considerados fuera del ámbito común. Esto llevó a una depuración de estos datos, aparentemente muy anómalos, que se realizó con los siguientes criterios: 1. Se eliminaron los valores de viscosidad a 140 °F mayores a 10000 cp, 2. valores de viscosidad a 210 °F mayores a 1000 cp, 3. valores de sales (NaCl) mayores a 5000 ($\mu\text{g/g}$) en las aguas asociadas y 4. valores mayores a 5 unidades para la constante A contenida en la ecuación de Andrade.

La relación de la viscosidad con la profundidad presenta una gran dispersión, lo cual no permite establecer una tendencia característica clara. Es decir, la relación generada a partir de los datos de este estudio, no permiten determinar cómo es la variación de la viscosidad y su comportamiento a medida que varía la profundidad en la FPO. En la gráfica N° 1, se muestra dicha relación, en donde las muestras de cada una de las áreas de la FPO se distinguen con un símbolo diferente.

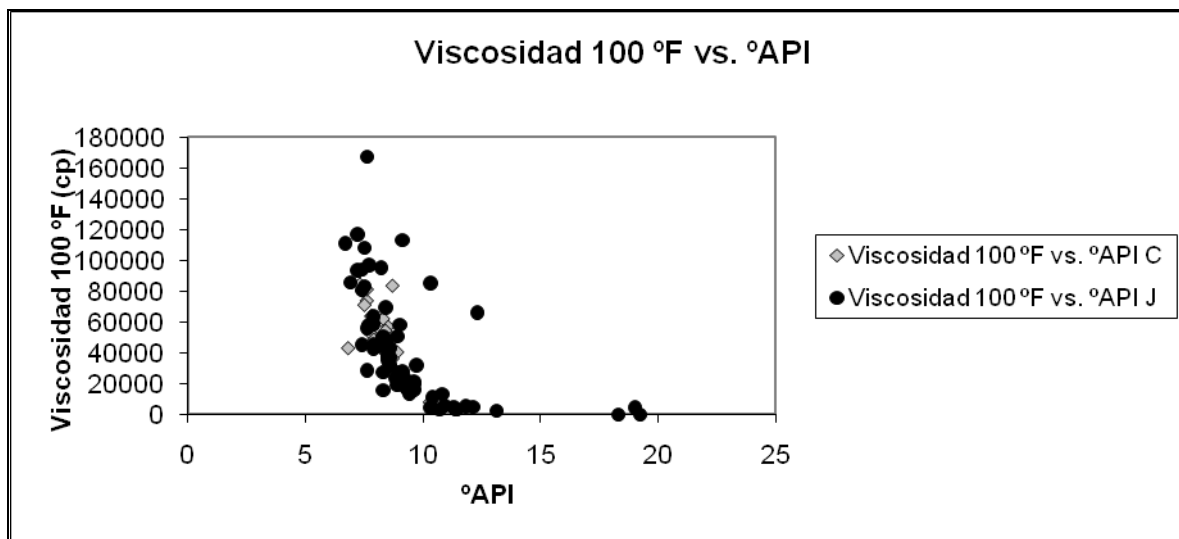


Gráfica #1. Viscosidad 140 °F vs. Profundidad (pies).

En las gráficas las letras C, A, B y J, representan cada área de la FPO; donde:
C= Carabobo, A= Ayacucho, B= Boyacá y J=Junín.

Para el área de Junín se percibe una tendencia débil, con una gran dispersión, en donde la viscosidad determinada a 140 °F disminuye con la profundidad.

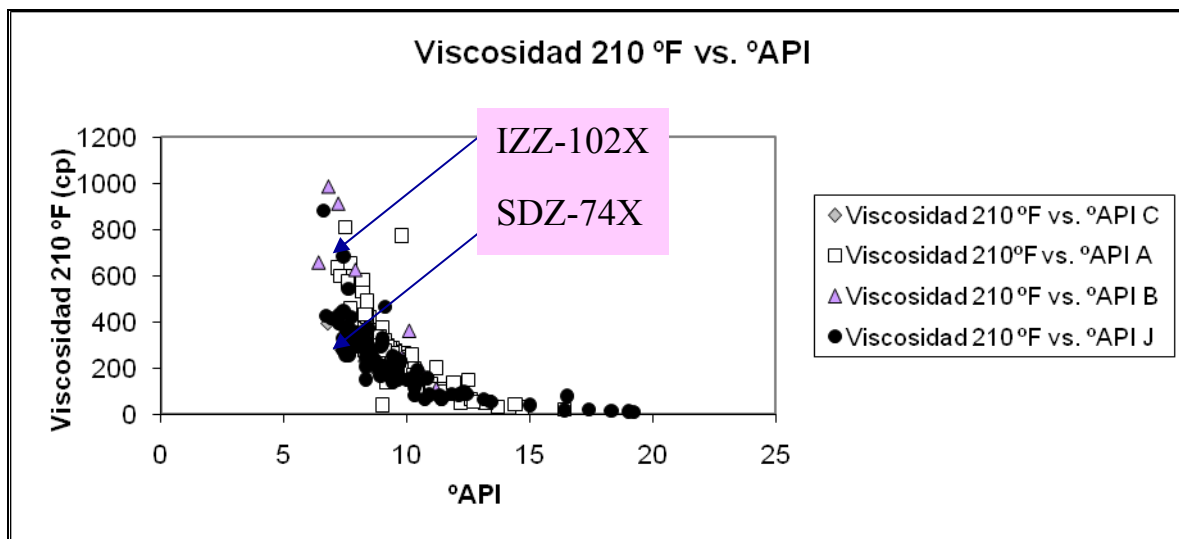
En la siguiente gráfica (Gráfica #2), se muestra la relación de la viscosidad con la gravedad API a 100 °F, se observa una tendencia clara, no lineal, de disminución de la viscosidad con el aumento de °API. Adicionalmente, se observa la existencia de cuatro crudos (SDZ -4X, SDZ-64X, SDZ-20X y SDZ-3X), que presentan una tendencia similar al resto de los crudos pero alejada de la tendencia dominante. Se puede observar dos crudos con el mismo °API, cuyas viscosidades difieren en un factor de 9. Al revisar la concentración de los asfaltenos en el crudo de mayor viscosidad él mismo contiene 10% de asfaltenos mientras que al otro no se le han determinado los asfaltenos. Esto puede ser debido a la agregación de los asfaltenos en el crudo más viscoso lo que variaría considerablemente su sistema coloidal.



Gráfica #2. Viscosidad 100 °F vs. °API.

Mediante los datos de este estudio se puede obtener una variación de la viscosidad de forma areal relativa en la FPO; es decir, una tendencia de cómo varía la viscosidad de la FPO de un área a otra según los datos de este estudio.

En la gráfica #3, se puede observar cómo se relacionan la viscosidad con la gravedad API a 210 °F.



Gráfica #3. Viscosidad 210 °F vs. °API.

Como se muestra en la gráfica anterior, la tendencia general entre la viscosidad y la gravedad API, es que, a medida que aumenta la gravedad API disminuye la viscosidad. En esta gráfica se observa, por ejemplo, los crudos SDZ-74X y IZZ-102X tienen una misma densidad y sus viscosidades son 278 y 682 cp respectivamente. Esa gran diferencia pudiese encontrar explicación en su composición química o en el arreglo de sus componentes en sus sistemas coloidales.

Tomando en cuenta como están distribuidos los datos de cada área, se puede llegar a la siguiente inferencia: la viscosidad de los crudos pertenecientes al área de Junín son similares a las viscosidades de los crudos del área de Carabobo; los valores de viscosidades de las áreas mencionadas anteriormente son menores que las viscosidades de los crudos del área de Ayacucho y, por último, estos valores de viscosidad del área de Ayacucho son a su vez menores que las viscosidades de los crudos del área de Boyacá.

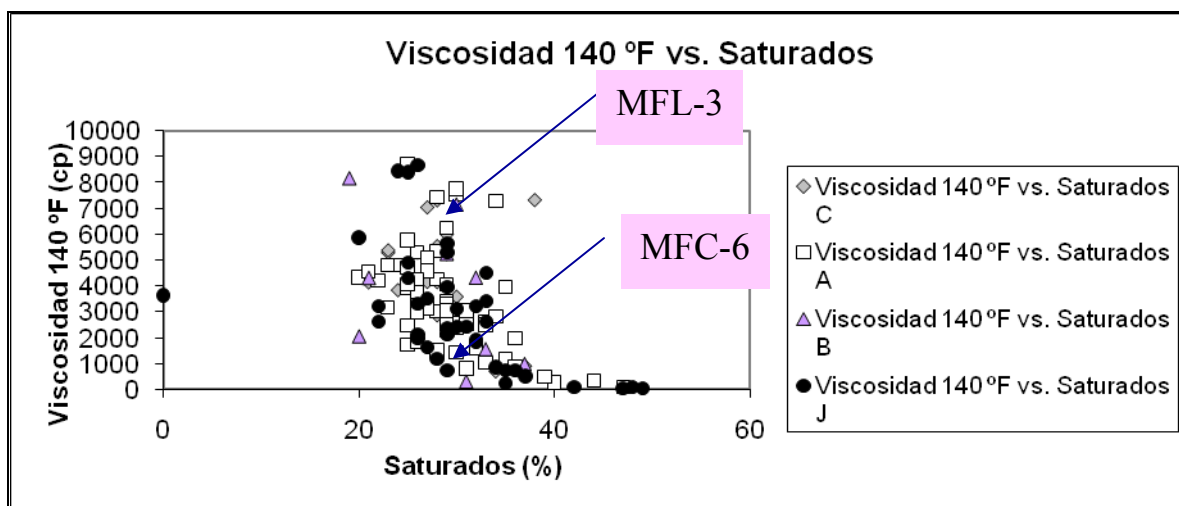


Es decir, que las áreas de la FPO que presentan mayores viscosidades son Ayacucho y Boyacá. Se puede concluir que no hay una tendencia general, por ejemplo, de Este a Oeste en la FPO en cuanto a la variación de viscosidad, según los datos de este estudio.

Adicionalmente, al comparar las gráficas viscosidad vs. °API a 100 °F y 210 °F, se nota que la dispersión de los valores de viscosidad a 100 °F es mucho mayor que a 210 °F.

Las relaciones obtenidas entre la viscosidad y las fracciones SARA en general no presentan tendencias claras, existe una gran dispersión en los datos, ya que a una concentración determinada la viscosidad varía en un gran rango. Sin embargo, las fracciones más influyentes y que permiten ver una relación útil son los hidrocarburos saturados y los asfaltenos, a continuación se muestran los mismos.

La gráfica #4, muestra como se relacionan la viscosidad a 140 °F con la concentración de los hidrocarburos saturados, donde se puede observar una tendencia que se presenta con considerable dispersión. En la que a medida que aumenta la concentración de hidrocarburos saturados disminuye la viscosidad de los crudos en general.

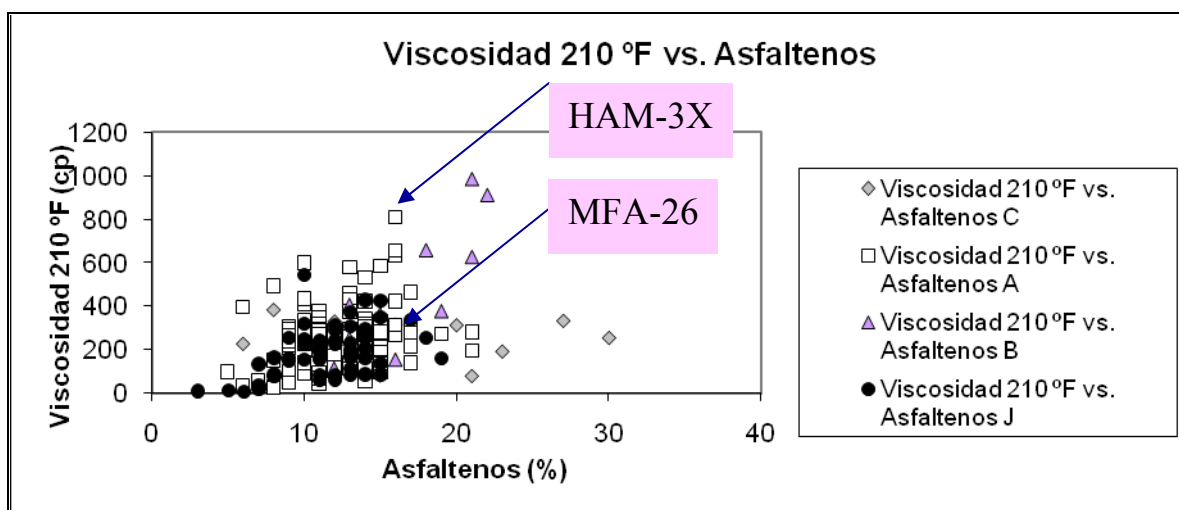


Gráfica #4. Viscosidad 140 °F vs. Saturados.



En cuanto a la relación de la viscosidad con los asfaltenos, como se observa en la gráfica #5, la tendencia no es muy marcada debido a la dispersión al igual que en el caso de los hidrocarburos saturados; sin embargo, para los asfaltenos la relación es inversa a la relación de los hidrocarburos saturados con la viscosidad debido a que como se puede inferir de la gráfica, la viscosidad de los crudos aumenta a medida que aumenta la concentración de los asfaltenos.

Las altas dispersiones en la viscosidad vs. las diversas variables hacen suponer que no será posible calcular la viscosidad de los crudos de la FPO a partir de las variables consideradas y construir un modelo predictivo que funcione para toda la FPO. Sin embargo, esa dispersión permite seleccionar, entre los crudos estudiados, aquellos que se prestan para ser objeto de estudios más profundos de los sistemas coloidales que estos crudos representan.

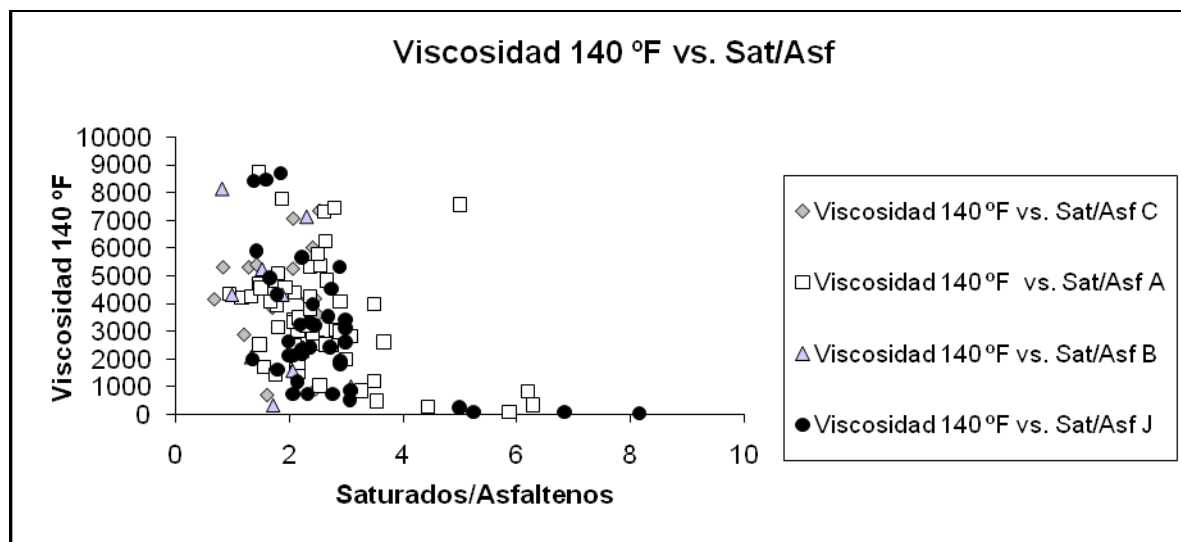


Gráfica #5. Viscosidad 210 °F vs. Asfaltenos.

Debido a que no se obtuvo tendencias fuerte entre la viscosidad y las fracciones SARA, se realizó las correlaciones de la viscosidad con las relaciones Sat/ Asf (saturados/ asfaltenos) y Sat/(Asf+Res) (saturados /asfaltenos + resinas) utilizados por Hernández *et al.*, (1983). Se obtuvo

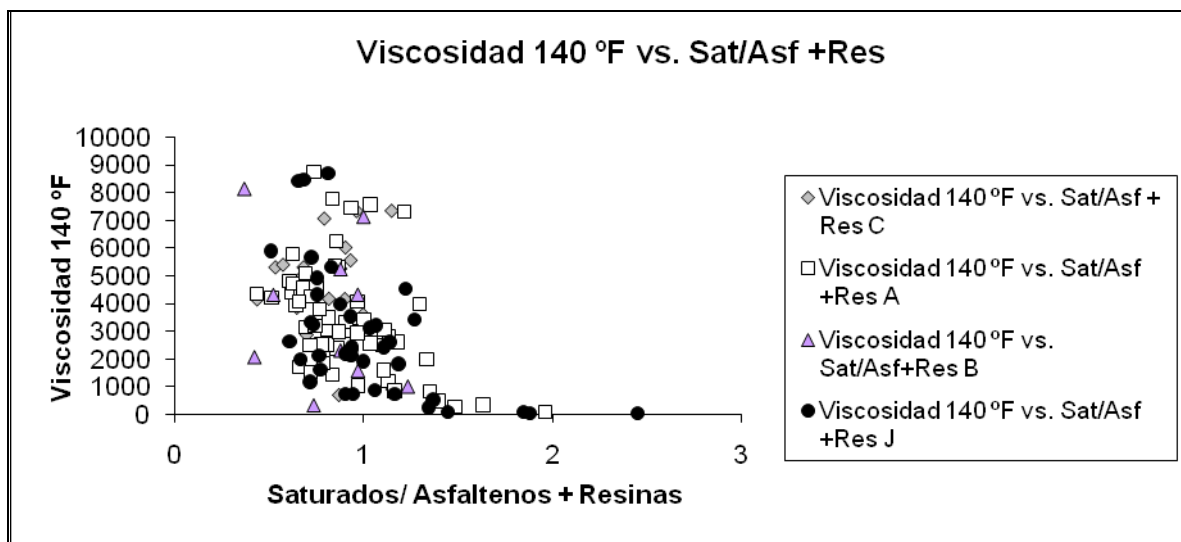


una gran dispersión y una tendencia mucho menos clara que la que obtuvieron Hernández *et al.*, (1983). Las gráficas se muestran a continuación.



Gráfica #6. Viscosidad 140 °F vs. Sat/Asf.

En la gráfica #6 se observa que tiende en general a disminuir la viscosidad con el incremento de la relación saturados/asfaltenos. En el trabajo de Hernández *et al.*, (1983), se llegó a detectar dos comportamientos de la viscosidad. Uno en donde la viscosidad disminuye muy rápidamente a valores Sat/Asf > 2,3 y el otro donde disminuye a una tasa muy inferior. Este trabajo representa un área mucho más grande que la estudiada por Hernández *et al.*, (1983) y en él no se pueden distinguir esos dos comportamientos. Mientras que la correlación de la viscosidad con la relación Sat/Asf+Res representada en la gráfica # 7 donde se observa que a medida que la relación de las fracciones SARA en cuestión aumenta, la viscosidad disminuye.

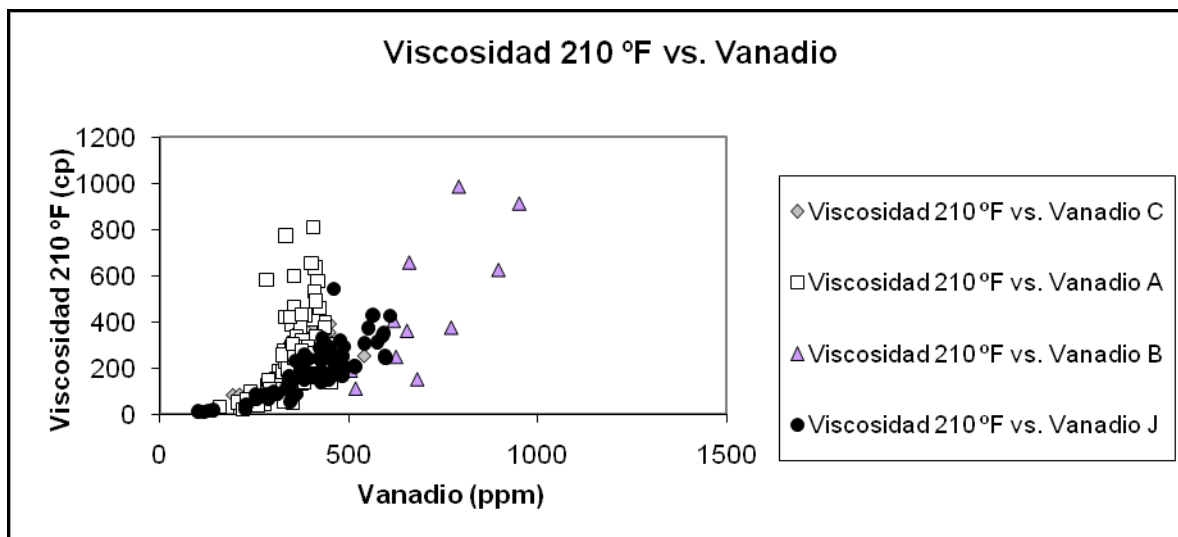


Gráfica #7. Viscosidad 140 °F vs. Sat/Asf+Res.

Como se mencionó anteriormente las relaciones de la viscosidad con respecto a los hidrocarburos aromáticos y las resinas, no se observa una tendencia entre ellos, además cabe destacar que existe una gran dispersión entre los datos, las gráficas correspondientes se encuentran en los apéndices.

Otro conjunto de datos contenido en este estudio es la concentración de sales contenidos en las aguas formacionales de los intervalos productores. Esta concentración de sales no presenta ninguna relación con la viscosidad. Las gráficas correspondientes se encuentran igualmente en los apéndices.

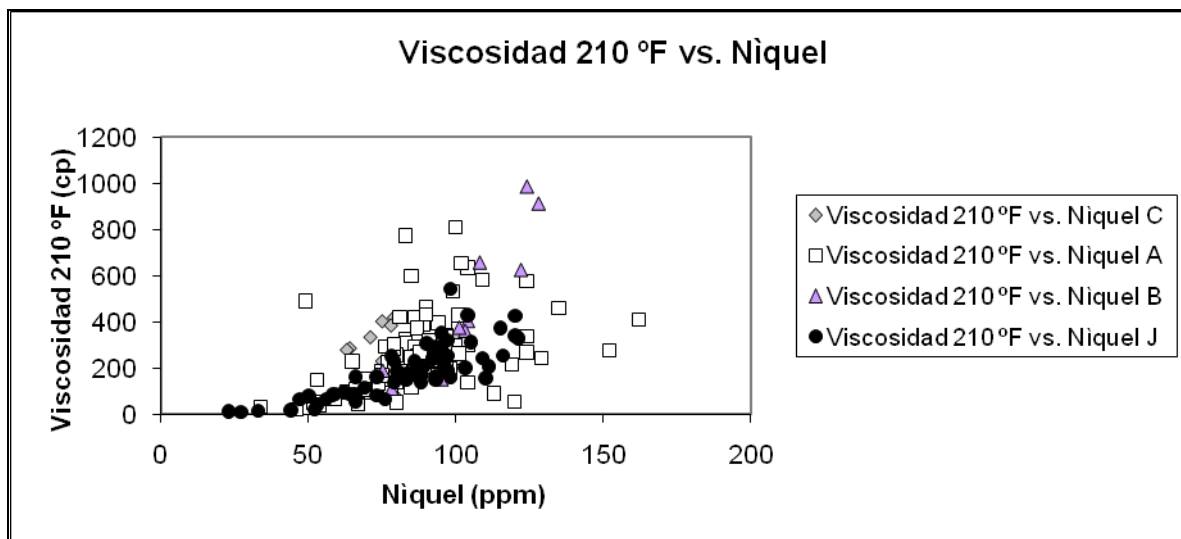
A continuación se presenta las relaciones correspondientes a la viscosidad de los crudos con las concentraciones de los elementos vanadio, níquel y azufre.



Gráfica #8. Viscosidad 210 °F vs. Vanadio.

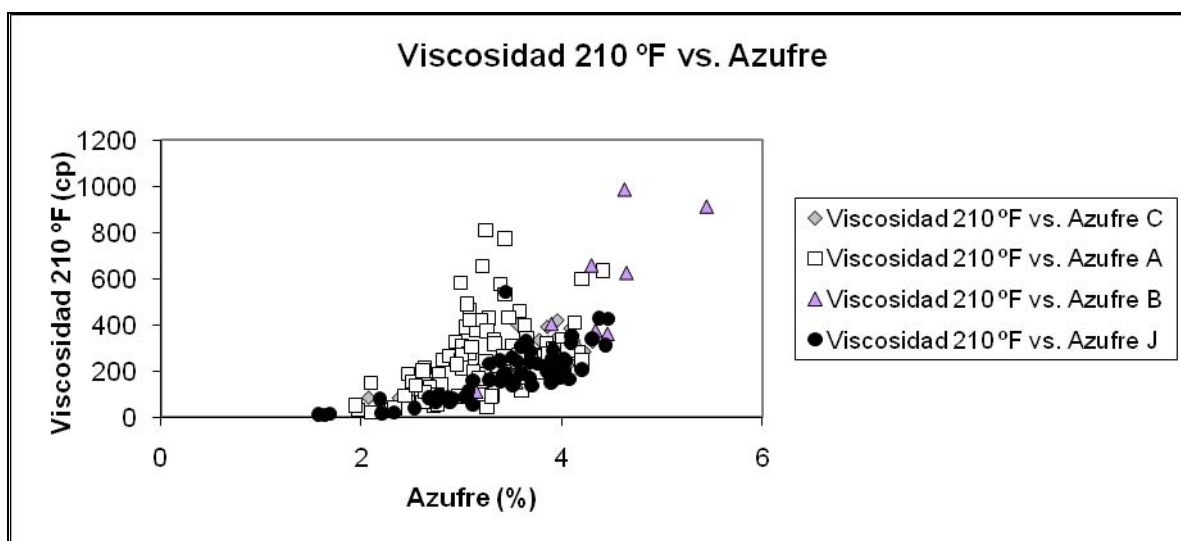
Se puede observar en la gráfica anterior donde se relaciona la viscosidad con la concentración de vanadio, una tendencia clara, pero con gran dispersión en donde a medida que aumenta la concentración de vanadio aumenta la viscosidad. Cada área de la FPO tiene su propia concentración de vanadio, aunque las distribuciones de los datos de viscosidad de las áreas de Junín y Carabobo presentan superposición, es decir, son muy similares se puede realizar una relación de estos datos entre las áreas, donde las áreas Junín y Carabobo presentan una concentración de vanadio menor a las concentraciones de vanadio de los crudos correspondientes al área de Boyacá y, a su vez, estos valores de viscosidad son mayores a los valores de viscosidad de los crudos del área de Ayacucho; los crudos parecen llegar a un máximo, con crudos de viscosidades muy variables.

En la siguiente gráfica se muestra, la distribución de los datos de viscosidad a 210 °F y como se relacionan con la concentración de níquel que contienen los crudos del estudio. Observándose una tendencia, a medida que aumenta la viscosidad la concentración de níquel es mayor. Lo comentado para la viscosidad vs. vanadio, sirve para la distribución viscosidad vs. níquel. Solo que para Ayacucho es donde el Ni alcanzara concentraciones mayores a viscosidades relativamente bajas.



Gráfica #9. Viscosidad 210 °F vs. Níquel.

En la gráfica #10 se muestra la relación de la viscosidad versus azufre. Los datos presentan una distribución similar al caso del vanadio y del níquel. Se observa que las concentraciones de Boyacá alcanzaran valores mayores con respecto al resto de los datos.



Gráfica #10. Viscosidad 210 °F vs. Azufre.



Esta alta concentración de azufre en el área de Boyacá puede deberse a una roca fuente de carácter carbonático. En las rocas carbonáticas el azufre presente está disponible para combinarse con la materia orgánica, originando así un crudo enriquecido en este elemento. Esto no sería posible en una roca siliciclástica debido a que, en este caso, el azufre disponible reaccionaría con el hierro permitiendo de esta manera la formación de pirita. Para corroborar este hecho, se estudió la relación V/Ni la cual es alta ($>1,0$), lo que indica un ambiente reductor (Larter *et al.*, 2006).

La relación entre la viscosidad y la temperatura de muchas sustancias es adecuadamente descrita por la ecuación de Andrade. Esta ecuación, de forma exponencial, contiene dos términos que son considerados constantes para cada sustancia. Uno de ellos se ha relacionado con la energía de activación del flujo y podría pensarse como un término que permita comparar crudos según su energía de activación (B). Esto a su vez podría ser útil en la determinación de las variables que sean importantes en la determinación de esa energía de activación. El otro término A, es una constante que permite ajustar las unidades de los términos de la igualdad. Partiendo de los datos, se realizó el cálculo de los valores de las constantes A y B correspondientes a los crudos de este estudio. La ecuación de Andrade (Moore, 1962) se expresa de la siguiente manera: $\eta = A e^{(B/T)}$, (los valores obtenidos se encuentran en la tabla #A2 de los apéndices); los valores obtenidos para las constantes A y B de dicha ecuación fueron cotejados con las variables estudiadas en esta investigación, con el fin de analizar el comportamiento de los crudos del estudio con respecto a los cambios de energía de activación y sus posibles correlaciones con las variables mencionadas.

Los valores de la constante A correspondiente a la ecuación de Andrade obtenidos para los crudos de la FPO no son iguales para todos, sin embargo la mayoría se encuentra entre 1 y 1,5 unidades, siendo el área con valores más dispersos y fuera de este rango, Boyacá. Las relaciones correspondientes de la constante A con las distintas variables (profundidad del pozo, hidrocarburos saturados, hidrocarburos aromáticos, resinas, asfaltenos, azufre, vanadio y níquel) no parecen presentar tendencias útiles para esta investigación.

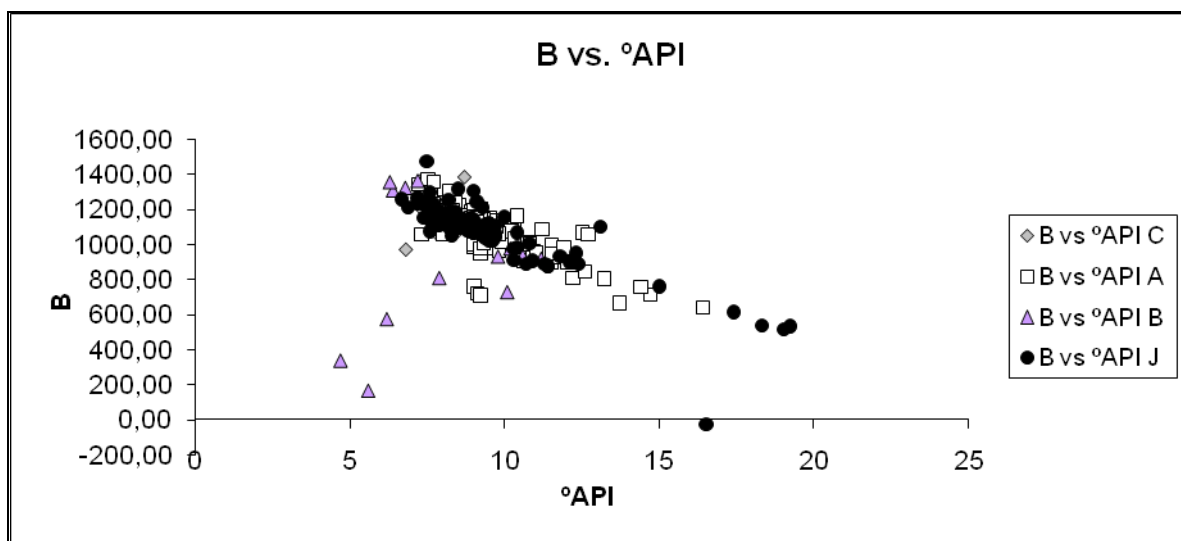


Se encontró la presencia de ocho crudos con valores de la constante A muy altos, los cuales no fueron graficadas, ya que están claramente fuera del ámbito normal, los mismos se presentan resaltados en la tabla #6. Estos crudos pudieran ser objeto de estudios para determinar qué es lo que causa este comportamiento anómalo.

Tabla #6. Valores de la constante A (superiores a 5 unidades).

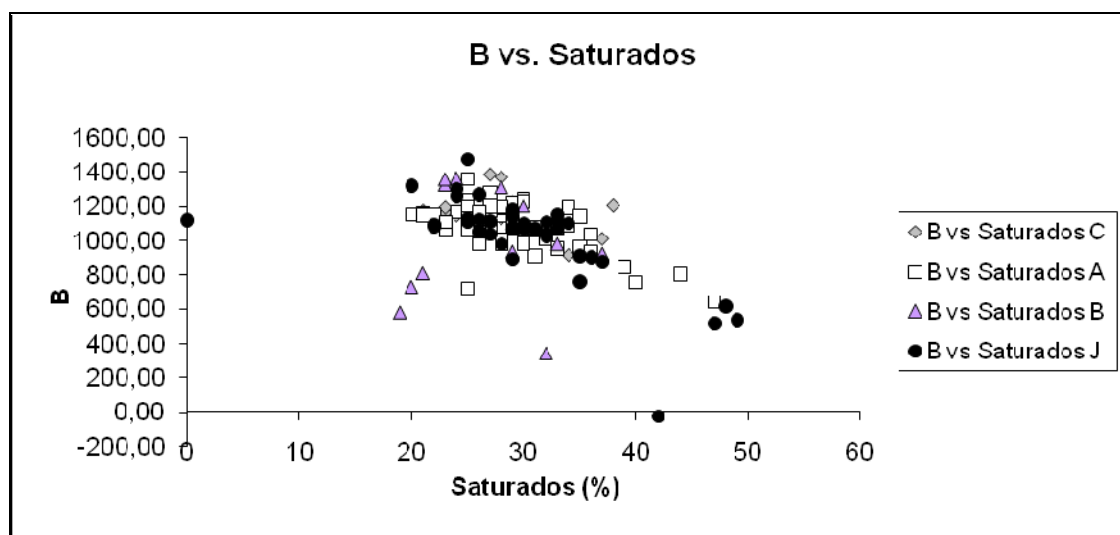
Pozo	Profundidad valor medio	η_1	η_2	B	A
MFB-66S	3172	7560	770	958	8
MFA-50	3327	1720	310	718	10
MFA-26	3418	15110	2790	708	95
12-7x	821	2520	1690	167	762
MON-1	2275	4320	1920	339	382
2x	2830	8150	2060	576	132
7-3x	3124	4310	620	810	13
SDZ-3X	2332	70	70	-22	85

Para el caso de la constante B correspondiente a la ecuación de Andrade, las variables con que presenta una tendencia clara es con la gravedad API, los hidrocarburos saturados, asfaltenos y los elementos V, Ni y S. En el caso de la gravedad API ocurre que, a medida que disminuye la gravedad API aumenta la energía de activación. Es decir, los crudos pesados tienen mayor energía de activación del flujo. Se observa una desviación de la mayoría de los datos correspondiente a los crudos del área de Boyacá, a los crudos se recomienda estudiar.



Gráfica #11. B vs. °API.

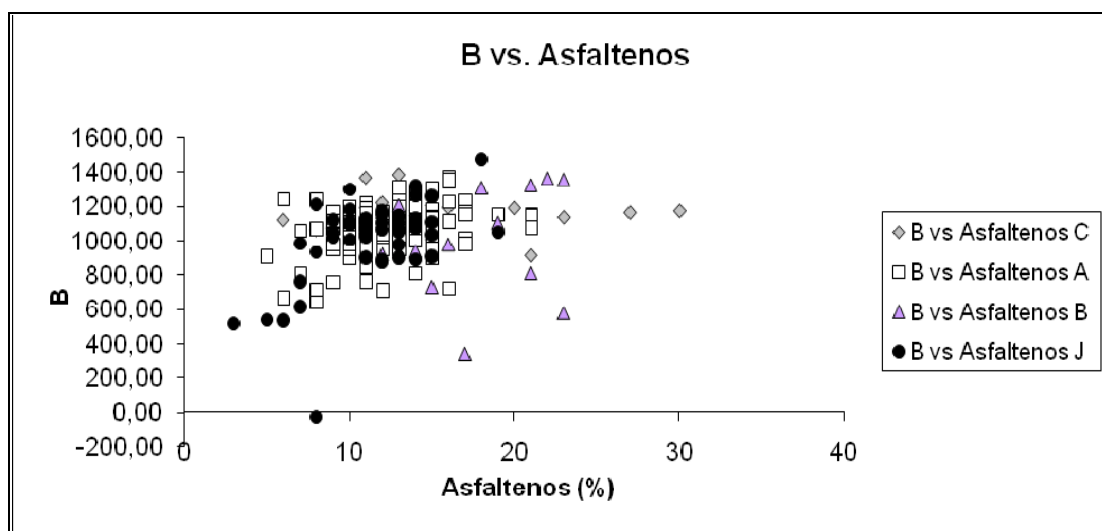
La constante B de la ecuación de Andrade presenta una buena relación con los datos de concentración de hidrocarburos saturados. En la gráfica #12 se observa que a medida que aumenta la concentración de los hidrocarburos saturados disminuye la energía de activación de los crudos en cuestión. En este caso algunos valores pertenecientes a los crudos del área de Boyacá se encuentran alejados de la tendencia general.



Gráfica #12. B vs. Saturados.

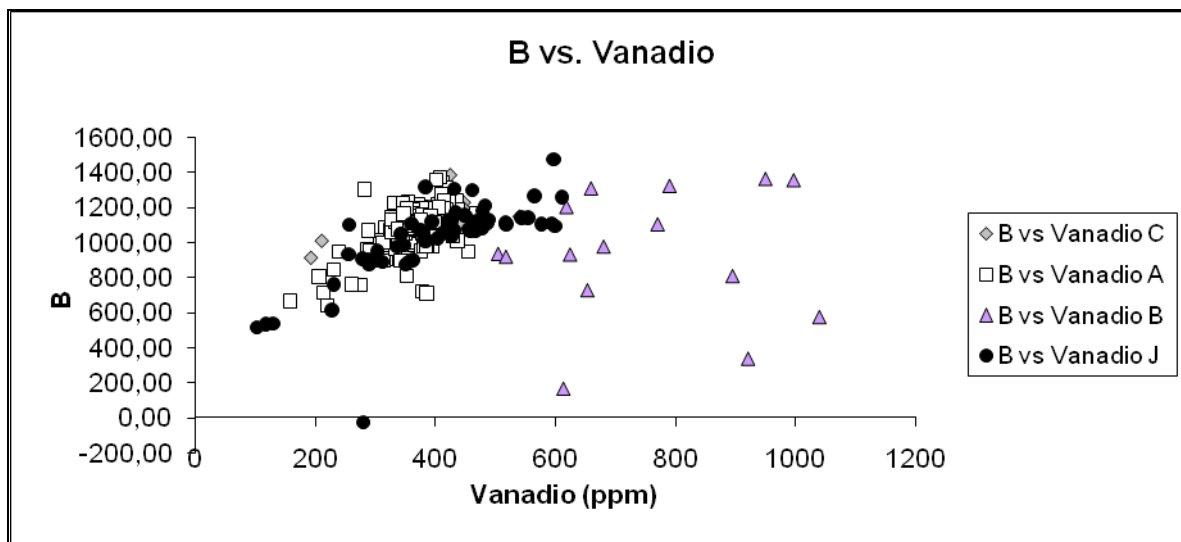


En la siguiente gráfica se observa una tendencia con gran dispersión correspondiente a la relación de la constante B de la ecuación de Andrade con los asfaltenos; donde a medida que aumenta la concentración de asfaltenos aumenta el valor de la energía de activación.

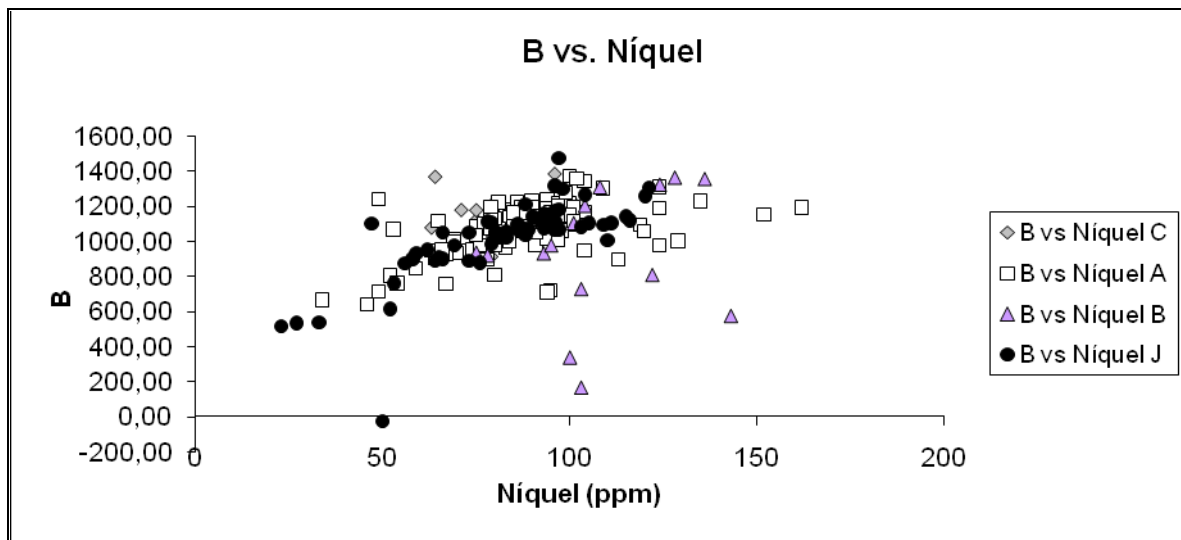


Gráfica #13. B vs. Asfaltenos.

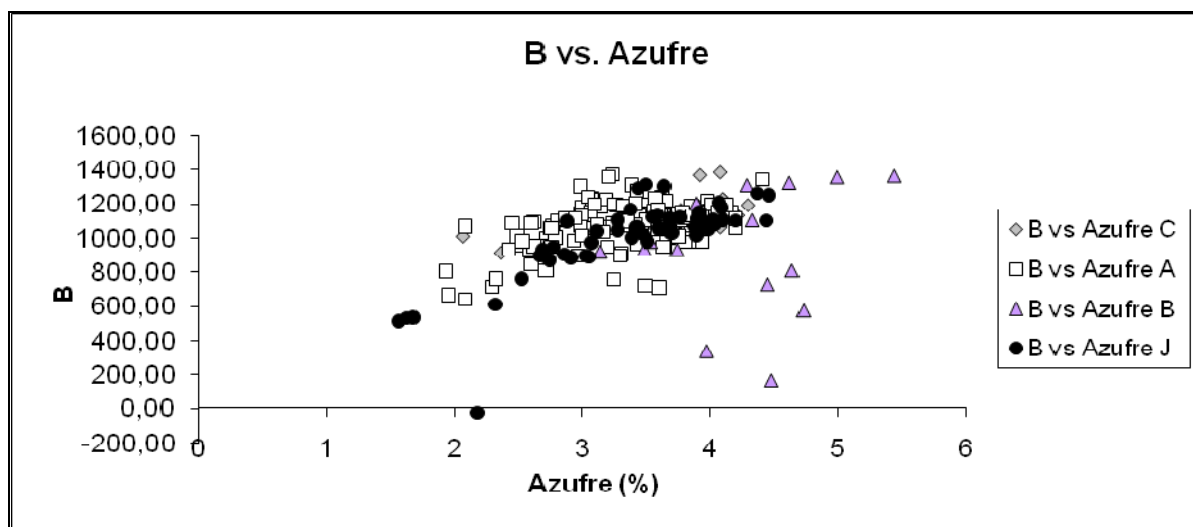
En el caso de los elementos V, Ni y S con respecto a la energía de activación se observa en general una tendencia en donde a medida que aumenta la concentración de los elementos en cuestión aumenta la constante B observándose nuevamente que los valores de Boyacá se comportan distinto en cuanto a su dispersión con los demás crudos de las áreas restantes. A continuación se presentan las gráficas correspondientes.



Gráfica #14. B vs. Vanadio.



Gráfica #15. B vs. Níquel.



Gráfica #16. B vs. Azufre.

En general, a partir de las correlaciones realizadas y lo que se obtuvo, se puede establecer que la viscosidad en un sistema puede variar para un crudo en órdenes de magnitud por cambios de temperaturas que conlleven a la agregación de asfaltenos, por ejemplo. Además cabe destacar que se encontró que la variación de la viscosidad depende de la concentración de los hidrocarburos saturados y de los asfaltenos esencialmente. Por otro lado, la concentración de los elementos vanadio, níquel y azufre no son variables que necesariamente controlen o determinen un cambio en la viscosidad.

Se obtuvo que la FPO no presenta una tendencia general definida arealmente en la extensión de la misma en cuanto a la variación de la viscosidad. Esto indica que, con el conocimiento actual, no es recomendable desarrollar un modelo de viscosidades fundamentado en los valores de las variables tratadas en el estudio, porque la dispersión de los datos es, en general, muy alta.

Sin embargo, tanto la dispersión de los datos, como la detección de muestras francamente anómalas en su viscosidad, con respecto a los valores de la tendencia general de los crudos del estudio; sirven de punto de partida para el estudio detallado de los sistemas coloidales más prometedores para encontrar vías para variar la viscosidad de los crudos de la FPO.



CONCLUSIONES

1. La viscosidad de estos crudos aumenta con la disminución de la temperatura, la profundidad, la gravedad API, la concentración de los hidrocarburos saturados, la relación Sat/Asf, la relación Sat/Asf+Res.
2. La viscosidad de estos crudos disminuyen con la disminución de las concentraciones de asfaltenos, vanadio, níquel y azufre.
3. Las tendencias de la disminución o aumento de las diversas variables con la viscosidad de los crudos se caracterizan por ser de débiles a poco claras, con una gran dispersión. Esta condición no permite estimar o calcular la viscosidad de los crudos con los valores de las diversas variables consideradas.
4. El conocimiento de la dispersión de los valores de viscosidad en relación a un solo valor de cada una de las variables permite seleccionar crudos específicos para su estudio detallado, que puede ser dirigido a descubrir cuales son las variables de sistema coloidal que constituye el petróleo, que sean influyentes o dominantes en la determinación de la viscosidad. Por ejemplo, se encontraron crudos que tienen una misma densidad y sus viscosidades son muy distintas; esa gran diferencia pudiese encontrar explicación en su composición química o en el arreglo de sus componentes en su sistema coloidal.
5. La viscosidad de los crudos estudiados indica que ésta no es determinada, como comúnmente indica la literatura, por la concentración de saturados y asfaltenos, como se observa en las gráficas de la viscosidad vs. estas variables.



6. La FPO no presenta una tendencia general, por ejemplo, de Este a Oeste, en cuanto a la variación de viscosidad, según los datos de este estudio. Siendo la relación como sigue: Junín ~ Carabobo < Ayacucho < Boyacá.
7. La ecuación de Andrade ($\eta = A e^{(B/T)}$), comúnmente utilizada para representar la dependencia de la viscosidad con la temperatura, contiene la constante B, la cual representa la energía de activación del fluido. Dicha constante muestra una de las tendencias mejor definidas con los valores de las distintas variables. En esa tendencia se ha encontrado unas pocas anomalías resaltantes (gráfica #11) que permiten seleccionar crudos cuya energía de activación o del flujo es baja, para su estudio detallado. Esto podría llevar a una posible vía para disminuir la viscosidad de crudos muy viscosos.
8. Debido a la dispersión observada en los datos del área de Boyacá correspondiente a las relaciones de las variables que presentan una tendencia con la constante B de la ecuación de Andrade, se puede concluir que en el área de Boyacá pasa algo, distinto a las otras áreas de la FPO, ya que presenta un comportamiento distinto y marcado.



RECOMENDACIONES

1. Partiendo de la dispersión observada en la viscosidad con las diversas variables en este estudio, seleccionar crudos para estudios detallados que permitan, en el futuro, desarrollar métodos para la disminución de la viscosidad en estos crudos.
2. Estudiar y caracterizar en mayor detalle los ocho crudos que se distinguieron por sus altos valores de la constante A de la ecuación de Andrade, luego de verificar si los datos iniciales no presentan algún error analítico o de transcripción de los mismos.
3. Estudiar los crudos del área de Boyacá, ya que presenta un comportamiento distinto y marcado en las correlaciones de estos datos con las distintas variables, con respecto a las áreas restantes de la FPO.
4. Estudiar la variación de la viscosidad a temperaturas menores de 100 °F para así verificar la formación de los agregados de asfaltenos y a su vez determinar la temperatura mínima que permite la fluidez del crudo para fines de transporte.



REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- Barberii, E. (1998) *El Pozo Ilustrado* [5ª ed. CD Rom] Caracas: FONCIED - PDVSA
- Bergman, D. y Sutton, R. (2007) An Update to Viscosity Correlations for Gas-Saturated Crude Oils: Margarita Island, Venezuela, June 21-24, 2007, *SPE 110195*, p. 1-22.
- Daugherty, R.L. (1954). *Fluid Mechanics*. (5ª ed.). New York: Mc Graw Hillbook.
- Elsharkawy, A. M. y Alikhan, A. A. (1999). Models for predicting the viscosity of Middle East crude oils. *Fuel* 78, 8 891-903
- Galarraga, F.; Márquez, G.; Reategui, K. y Martínez, A. (2007) Comparative study of crude oils from the Machete area in the Eastern Venezuelan Basin by pyrolysis of asphaltenes. *Journal of Analytical and Applied Pyrolysis*, 80, 289-296.
- González de Juana, C.; Iturralde de Arozena, J.; Picard, X.(1980). *Geología de Venezuela y de sus Cuencas Petrolíferas*. Caracas: FONINVES.
- Hernández, M. E. (1981) *Correlación entre viscosidad, composición, temperatura y gravedad API de crudos pesados, área Mayor de Oficina, Estado Anzoátegui, Venezuela*. Trabajo especial de grado publicado. Universidad Central de Venezuela, Caracas.
- Hernández, M. E.; Vives, M. T. y Pasquali, J.(1983) Relationships among viscosity, composition, and temperatura for two groups of heavy crudes from the Eastern Venezuelan Basin. *Org Geochemistry* 4, ¾ 173-178.



-
- Hinkle, A.; Shin, E.; Liberatore, M.; Herring, A. y Batzle, M.(2008) Correlating the chemical and physical properties of a set of heavy oils from around the World. *Fuel*.
- Hongfu, F.; Yongjian, L.; Liying, Z. y Xiaofei, Z.(2002) The study on composition changes of heavy oils during steam stimulation processes. *Fuel* 81, 1733-1738.
- Hunt, J. (1979). *Petroleum Geochemistry and Geology*. San Francisco:W.H. Freeman and Company.
- Laidler, K. J. (1997) *Fisicoquímica*. México: Editorial Continental.
- Larter, S.; Huang, H.; Adams, J.; Bennett, B.; Jokanola, O.; Oldenburg, T.; Jones, M.; Head, I.; Riediger, C.; y Fowler, M. (2006) *The control on the composition of biodegraded oils in the deep subsurface: Part II – Geological control son subsurface biodegradation fluxes and constraints on reservoir-fluid property prediction: AAPG Bull.*, vol. 90, p. 921-938.
- Lohrenz, J.; Bray, B.; Aime, M. y Clark, C.(1964) Calculating viscosity of reservoir fluids from their compositions. *Journal of Petroleum Technology* 16, 1171-1176.
- Luo, P. y Gu, Y. (2007) Effects of asphaltene content on the heavy oil viscosity at different temperaturas. *Fuel* 86, 1069-1078.
- Martínez, A. (2004) *La Faja del Orinoco*. Caracas: Editorial Galac.
- Maxwell, J. B. (1965) *Data book on hidrocarbons*. Standar Oil Development Company.
- Moore, W. J., (1962) *Physical chemistry*: Englewood Cliffs, NJ, Prentice – Hall, 868 p.



North, T.K.(1990) *Petroleum Geology*(2^a ed.). Boston:Unwin Hyman INC.

Ôzdogan, S. y Gürbüz, H. (2000) Correlations towards prediction of petroleum fraction viscosities: a semi-theoretical approach. *Fuel* 79, 1209-1214.

Petróleos de Venezuela S.A: Coordinación de la Faja Petrolífera del Orinoco. (1983) *Evaluación Exploratoria de la Faja Petrolífera del Orinoco Aspectos Regionales* (Volumen II).

Pezella, S. (2002) Ameriten: El cuarto mosquetero de la faja. *VenEconomía Hemeroteca*

Quiñones, S.; Zéberg, C. y Stenby, E. (2001) The friction theory for viscosity modeling: extensión to crude oil systems. *Chemical Engineering Science* 56, 7007-7015.

Tissot, B.P. y Welte D.H.(1984) *Petroleum Formation and ocurrence*. Berlín: Springer-Verlag.

Vives, M. T. (1981) *Estudio de la relación entre la viscosidad, composición, temperatura y gravedad API, para crudos de los campos Oveja y Ostra. Estado Anzoátegui, Venezuela.* Trabajo especial de grado publicado. Universidad Central de Venezuela, Caracas.

APÉNDICE I. Conjunto de datos.

Tabla # A1. Conjunto de datos de la FPO:

	intervalo			viscosidad			sales							
Pozo	pies	valor medio	API	100	140	210	NaCl	Saturados %	aromáticos %	resinas %	asfaltenos %	V ppm	Ni ppm	S%
CNX-10	2142-2173	2157,5	7,3	93200	7320	284	2760	28	43	18	11	402	64	3,92
CN-38	2200-2452	2326	7,3	84600	7330	418	10200	38	29	18	15	397	79	3,95
CN-91	2322-2394	2358	7,8	51800	4790	300	107000							
CN-36	2335-2495	2415	7,6	73900	6010	330	18200	29	39	20	12	397	101	4,11
CNX-1	2495-2546	2520,5	8,2		6300	390					13	449	101	3,85
CNX-12	2510-2565	2537,5	8,9	40300	4240	298	16700					444		3,64
CN-39	2510-2710	2610	10,9	4640	713	81	11100	34	27	18	21	192	79	2,37
CN-161	2513-2548	2530,5	8,4	44900	4360	286	2250					467		3,53
CN-44	2550-2720	2635	7,8	64000	5400	309								
CN-50	2580-2620	2600	7,4	80500	6750	376	316							
CN-59	2583-2852	2717,5	10,3	7630	918	83	36900	37	31	17	15	210	79	2,07
CNX-22	2606-2740	2673	8,5	57100	5250	323	17900	29	38	19	14	364	96	3,86
CNX-18	2608-2950	2779	8,3		3280	228	1650				6	375	75	4,06
CN-121	2618-2704	2661	7,7	56400	5300	333	33200	23	34	16	27	419	100	3,77
CN-75	2705-2738	2721,5	8,7	30300	2880	193	11200	28	32	17	23	408	98	3,83
CNX-14	2780-2850	2815	8,5	40500	3850	251	2880	24	39	23	14	541	93	4,12
CNX-7	2780-2890	2835	7,8	63600	5550	326	600	28	42	19	11	389	97	4,3
CN-136	2816-3110	2963	8,3	41400	4160	282	16100	28	41	19	12	416	102	4,22
CN-47	2875-3023	2949	8,4	54300	4850	294	742	25	37	21	17	418	97	3,95
CN-126	2888-2990	2939	6,8	42900	3960	392	2106							
CN-124	2892-3008	2950	8,7	36100	3510	236	24400							
CN-49	3000-3114	3057	8	60700	5300	313	5390	26	36	18	20	415	98	4,12
CNX-25	3020-3133	3076,5	7,5	71100	6590	401	4840					404	75	3,55
CNX-9	3050-3078	3064	7,8		4800	383	46000				8	407	78	4,08
CN-123	3095-3120	3107,5	8,6	46600	4150	255	15200	21	32	18	30	384	97	4,16
CN-87	3110-3225	3167,5	7,9	48500	4570	291	5040					448		4,1
CN-96	3138-3320	3229	7,6	81300	6520	352	33500					448		4,1

Pozo	pies	valor medio	API	100	140	210	NaCl	Saturados %	aromáticos %	resinas %	asfaltenos %	V ppm	Ni ppm	S%
CNX-11	3150-3205	3177,5	8,7	83700	7050	263	6350	27	29	21	13	425	96	4,08
CNX-24	3200-3360	3280	8,3	62100	5390	316	5450	23	37	24	16	448	94	4
CNX-5	3295-3420	3357,5	7,7		5470	332	900					396	71	3,92
CNX-15	3480-3570	3525	8,4	40600	4170	287	6750	27	40	22	11	413	99	3,65
CN-34	3525-3595	3560	8,5	31200	3600	277	37700	30	40	18	12	370	63	3,65
CNX-20	3570-3620	3595	9,1		2680	207	9330				9	416	79	3,51
MFR-7	740-750	745	11,5		946	100					9	300	73	3,2
MFR-2	1420-1442	1431	7,2		15382	635					16	412	104	4,41
MFM-3S	1446-1476	1460,5	9,5		2616	206		33	39	19	9	417	79	3,85
MFP-2	1454-1464	1461	7,3		7408	599					10	356	85	4,2
MFL-1	1536-1556	1546	8,3		4402	281		21	36	24	10	412	93	4,03
MFM-6S	1546-1558	1552	8,4		4216	272		22	35	24	19	372	86	3,97
MFL-3	1632-1648	1640	8		7546	397		30	41	23	6	436	94	3,63
MFG-4	1632-1675	1653,5	9,2		3939	227		25	33	25	14	377	89	3,42
MFL-4	1740-1770	1755	8,4		4823	303		24	43	24	9	468	104	4,01
MFM-4S	1764-1786	1775	7,8		5305	296		26	44	19	11	405	100	3,98
MFP-1	1898-1918	1908	8,6		3915	252					11	388	87	3,99
MFM-5S	1960-2000	1980	8,6		4336	280		20	34	25	21	346	96	4,17
MFI-3	2005-2030	2017,5	8		4804	390		23	39	25	13	351	89	3,04
MFM-2	2022-2044	2033	7,9		6950	410					10	407	162	4,13
MFA-29	2038-2053	2045,5	14,7		163	30	5628				8	213	49	2,3
MFA-7S	2261-2268	2264,5	13,7		170	35					6	158	34	1,96
MFD-1	2282-2292	2287	10,6		827	96		31	35	18	5	318	64	3,31
MFG-1	2300-2318	2309	7,6		12982	577					13	419	124	3,39
MFA-28	2335-2348	2341,5	10,1		2494	189		33	37	18	12	316	75	2,46
MFD-2*	2402-2404	2403	9,7					32	38	19	11	375	94	4,02
MFG-2	2419-2444	2431,5	9,4		2889	216					11	368	119	3,72
MFG-5	2420-2482	2451	8,3		6256	376					11	438	101	3,15
MFH-3	2504-2522	2513	8,5		6237	345		29	37	23	11	371	97	3,65

Pozo	pies	valor medio	API	100	140	210	NaCl	Saturados %	aromáticos %	resinas %	asfaltenos %	V ppm	Ni ppm	S%
MFH-4	2510-2530	2520	9		4252	279	2708	28	30	21	21	328	81	2,99
MFH-6	2532-2552	2542	14,4		277	46		40	33	18	9	275	67	3,25
HAM-3X	2552-2576	2564	13,2		350	52		44	29	20	7	206	52	1,94
MFB-55S	2590-2600	2595	9		3379	327					15	367	83	2,94
MFH-2	2630-2671	2650,5	7,7		8502	460					13	423	135	3,58
MFB-16S	2656-2673	2664,5	10,9		1203	124		35	34	21	10	286	69	2,54
MFH-1S	2662-2672	2667	8,3		7302	430		34	38	15	13	385	101	3,27
MFK-1S	2666-2682	2674	8,2		5354	318		28	39	22	11	418	94	3,85
MFA-22	2772-2788	2780	8,9		5076	309		27	34	24	15	356	83	3
MFB-35S	2784-2794	2789	10,1		2889	216					14	343	79	2,63
MFA-52	2840-2850	2845	8,2		11068	533		27	37	19	14	410	99	3,43
MFB-51S	2874-2886	2880	8,5		7766	423		30	34	20	16	332	86	3,19
MFA-14	2878-2888	2883	8,4		8716	464		25	31	17	17	355	90	3,08
MFA-21	2895-2910	2902,5	10,8		1607	146		32	39	14	15	378	83	2,76
MFA-5S	2897-2909	2903	9		250	41	777				11	260	54	2,33
MFB-48S	2926-2940	2933	9		6407	374					13	372	87	3,25
MFH-5	2944-2992	2968	9,6		2826	214		34	36	19	11	381	89	3,7
MFA-47	2954-2966	2960	8,4		7663	422	2382				14	346	81	3,08
MFB-3	3010-3031	3020,5	10,8		1732	157					12	308	69	2,5
MFA-26	3046-3054	3050	7,5		20950	808					16	408	100	3,24
MFA-24	3074-3083	3078,5	10		2392	187		30	35	21	14	326	86	2,77
MFB-15S	3081-3099	3090	8,3		7438	434		28	42	20	10	377	90	3,47
HAM-3X	3085-3105	3095	11,5		770	92					15	313	113	3,3
MFB-103	3088-3200	3144	9,1		4387	291					11	350	86	3,52
MFA-31	3090-3100	3095	7,7		16377	654		25	35	24	16	402	102	3,21
MFD-4	3101-3124	3112,5	10,2		2575	207		30	37	17	12	372	90	3,22
MFB-40S	3106-3120	3113	9,8		2877	219					9	372	85	3,24
MFA-7S	3111-3123	3117	12,5		1906	151					8	288	53	2,09
MFB-13S	3112-3135	3123,5	9,4		3411	250		29	42	15	14	338	84	2,81

Pozo	pies	valor medio	API	100	140	210	NaCl	Saturados %	aromáticos %	resinas %	asfaltenos %	V ppm	Ni ppm	S%
HAM-3X	3127-3137	3132	8,2		12865	583					15	282	109	2,99
MFC-10	3147-3189	3168	9,2		3015	296		28	42	17	13	395	91	3,91
HAM-3X	3161-3176	3168,5	9,9		3756	267					16	365	100	2,87
MFB-5	3164-3210	3187	8,9		5688	338					14	362	124	3,32
MFB-66S	3166-3178	3172	9,8		7565	773						333	83	3,43
MFB-54S	3173-3237	3205	9,4		3883	265	2729				11	370	88	3,74
MFC-3	3177-3187	3182	16,4		110	24		47	29	16	8	220	46	2,09
MFA-13	3206-3221	3213,5	11,6		859	94		36	33	20	11	299	70	2,43
MFC-7	3216-3240	3228	8,8		4720	298		25	35	23	17	363	95	4,03
MFB-37S	3235-3251	3243	11,7		943	104	9302				10	291	67	2,6
MFB-14S	3274-3288	3281	9,6		3045	245		31	41	17	11	379	89	3,24
MFB-6	3276-3324	3300	9,1		4058	293		29	41	20	10	413	98	3,57
MFB-6	3276-3360	3318	9		2639	244					12	359	129	3,67
MFA-3S	3289-3323	3306	11,2		2702	204					15	362	82	2,61
MFB-47S	3304-3320	3312	9,9		2793	229	5649				11	350	93	3,67
MFC-4	3320-3330	3325	8,9		4556	297	6905	21	48	17	14	403	100	3,94
MFA-50	3322-3332	3327	9,1		1725	312		25	37	22	16	378	95	3,5
MFA-72	3324-3416	3370	11,5		1153	108					14	313	69	2,73
MFB-90	3334-3360	3347	9,7		3169	212						355	84	3,65
MFB-44S	3382-3392	3387	9,8		2678	214	6470				11	374	81	3,68
MFB-53S	3390-3400	3395	9,8		3333	251		29	39	18	14	376	91	3,47
MFA-19	3404-3420	3412	9,7		3147	246		27		24	15	357	81	2,99
MFA-41	3406-3416	3411	9,7		2927	229		29	36	18	12	384	94	3,35
MFA-26	3408-3428	3418	9,2		15111	2795					12	386	94	3,61
MFB-28	3417-3427	3422	10,3		2934	198	5689				12	383	86	3,45
MFA-10	3430-3460	3445	9,5		4277	278					17	367	152	3,07
MFA-39	3432-3444	3438	12		764	91					10	343	78	2,97
MFA-30	3442-3459	3450,5	10,8		1519	141		28	33	26	13	345	84	2,79
MFA-2S	3448-3520	3484	9,5		4038	272					15	418	95	3

Pozo	pies	valor medio	API	100	140	210	NaCl	Saturados %	aromáticos %	resinas %	asfaltenos %	V ppm	Ni ppm	S%
MFA-38	3466-3496	3481	9,9		2382	214					17	339	94	3
HAM-3X	3469-3501	3485	9,2		1307	138					10	456	104	3,64
MFB-9	3470-3482	3476	11		1288	135					15	376	74	2,68
MFB-25	3474-3490	3482	9,4		3329	242	2294				10	383	93	3,51
MFA-27	3484-3496	3490	12,2		354	52					14	353	80	2,72
MFA-104	3524-3540	3532	11,5		943	99					12	239	63	2,76
MFA-100	3532-3552	3542	12,6		499	67		39	29	17	11	231	59	2,61
HAM-3X	3535-3543	3539	9,1		4417	320					14	378	91	3,33
MFA-44	3542-3566	3554	11		1049	110		33	33	21	13	290	66	2,63
MFB-23S	3554-3570	3562	9,9		2532	196		29	36	25	11	365	86	3,42
MFA-36	3565-3581	3573	8,4		9373	492	3186				8	415	49	3,05
HAM-3X	3566-3596	3581	12,7		701	57					7	328	120	2,76
MFB-21S	3578-3606	3592	8,3		5776	336		25	36	30	10	414	97	4,01
MFB-8	3582-3594	3588	10,1		3245	230					14	333	65	2,95
MFB-73S	3595-3610	3602,5	10,2		3802	259					13	327	80	3,73
MFB-1-S	3598-3616	3607	9,7		3059	226		29	35	26	10	357	77	3,36
MFB-81S	3610-3628	3619	10,2		2529	196		31	29	19	21	338	79	3,12
MFB-12S	3631-3646	3638,5	9,4		3493	289		26	42	20	12	379	91	3,6
MFA-37	3701-3722	3711,5	9,4		3298	245					12	423	101	3,68
MFB-32S	3724-3740	3732	9,1		3971	263		35	48	17	10	392	92	3,6
MFC-1	3755-3894	3824,5	9,4		2737	270					10	387	124	3,8
MFC-6	3776-3788	3782	11,9		1429	139		30	34	19	17	381	80	2,54
MFL-6	3776-3788	3782	7,9					24	40	23	13	487	101	4,1
MFC-2	3807-3821	3814	9,3		4297	285					11	388	79	3,6
MFF-3	3812-3845	3828,5	8,9		3799	255		26	39	23	11	387	87	3,92
MFB-9	3869-3878	3873,5	9,2		2988	294		26	44	21	9	385	76	3,94
MFF-4	3891-3912	3901,5	9,2		4582	265		27	38	22	14	406	97	3,42
MFB-46S	3902-3714	3908	9,1		4135	273	4833				12	384	96	3,75
MFA-1S	3905-3912	3908,5	9		5214	304					14	352	79	3,1

Pozo	pies	valor medio	API	100	140	210	NaCl	Saturados %	aromáticos %	resinas %	asfaltenos %	V ppm	Ni ppm	S%
MFF-1	3912-3954	3933	9,8		2492	201		25	34	23	12	395	98	3,65
MFB-61S	3938-3948	3943	9,7		3237	237						372	88	3,77
MFA-62	3972-4012	3992	9,3		3479	248						357	85	4,2
MFB-31S	3994-4020	4007	9,2		3182	229		23	46	21	10	396	94	3,89
MFB-22	4056-4070	4063	9		4252	270		26	38	25	11	378	88	3,57
MFA-40	4068-4084	4076	8,8		3270	234	3900				9	398	93	3,87
MFA-65	4084-4102	4093	9,3		2174	197	680				11	437	97	3,75
MFA-63	4093-4102	4097,5	9,2		4444	291						394	97	4,06
MFB-72S	4106-4116	4111	9,1		3923	253						392	94	3,78
MFC-11	4184-4208	4196	10,3		1995	170		36	35	15	12	430	75	3,17
MFB-43S	4220-4230	4225	9,4		3751	264	6430				9	400	101	3,83
MFB-2	4234-4244	4239	10								11	385	93	3,66
MFD-2	4236-4266	4251	10,8				7639	32	38	19	11			
MFF-2	4382-4392	4387	9,1		4079	279		25	37	23	15	376	95	3,86
MFD-3	4751-4769	4760	10,4		1845	116		26	37	21	12	347	85	3,6
MCH-12-7x	812-830	821	5,6		2529	1696						614	103	4,48
MCH-12-7x	1130-1202	1166	5,5									647	90	4,29
MCH-12-6x	1256-1279	1267,5	7,5		7142	406		30	40	17	13	619	104	3,89
MCH-12-5x	1378-1408	1393	10,6		1768	190					14	505	75	3,49
MCH-12-1x	1422-1450	1436	6,4		14919	659		28	41	22	18	660	108	4,29
MCH-12-4x	1633-1683	1658	9,8		2303	250		29	38	20	13	625	93	3,74
MCH-11-2x	1970-1990	1980	10,2		1571	153		33	33	18	16	681	95	3,54
MON-1	2254-2296	2275	4,7		4324	1926		32	35	16	17	922	100	3,97
MCH-11-1x	2300-2312	2306	10,1		2063	363		20	33	32	15	654	103	4,45
MCH-7-4x	2482-2496	2489	11,2		1003	112		37	36	18	12	518	78	3,14
MCH-7-6x	2482-2496	2489	6,8		23144	988		23	39	21	21	791	124	4,62
MCH-7-10x	2495-2511	2503	8,3		5244	377		29	38	14	19	771	101	4,33
MCH-7-7x	2693-2755	2724	6			1687		21	37	21	21	963	135	5,1
MCH-7-1x	2810-2857	2833,5	11,3		320			31	28	24	18	750	106	3,74

Pozo	pies	valor medio	API	100	140	210	NaCl	Saturados %	aromáticos %	resinas %	asfaltenos %	V ppm	Ni ppm	S%
MCH-2x	2820-2840	2830	6,2		8151	2066		19	31	28	23	1041	143	4,73
MCH-7-9x	2910-2950	2930	6,3		39481	1559		23	38	17	23	998	136	4,99
MCH-7-5x	2940-2956	2948	7,2		23555	914		24	34	19	22	951	128	5,44
MCH-7-5x	3028-3048	3038	6,1			1814		16	33	29	22	1137	139	5,33
MCH-7-3x	3113-3135	3124	7,9		4315	627		21	39	19	21	896	122	4,64
IZZ-102X	895-1118	1006,5	7,4			682								
IZZ-96X	910-1075	992,5	7,5	83000	6720	371	348							
SDZ-97X	944-1018	981	7,2	93700	7430	392	1670							
IZZ-42X	1047-1105	1076	8,1			338	10	22	40	21	17	590	120	4,3
IZZ-33X	1064-1102	1083	6,7	111000	8450	426	705	24	41	20	15	610	120	4,46
IZZ-40X	1110-1141	1125,5	6,9	85700	7320	412	2700							
IZZ-70X	1186-1206	1196	7,5	108000	8410	254	233	25	37	20	18	597	97	
IZZ-92X	1200-1290	1245	7,4	93900	8430	448	2200							
IZZ-31X	1240-1270	1255	8,3	27400	2850	206	50				14	518	111	4,2
IZZ-33X	1240-1420	1330	7,6	56000	5640	373	31000	29	31	27	13	554	115	
IZZ-38X	1250-1350	1300	8,2	47400	4300	311					12	576	105	4,44
IZZ-2X	1260-1293	1276,5	9	22000		200					13	491	96	3,85
NZZ-51X	1270-1460	1365	8				13900	26	36	19	19			
IZZ-31X	1296-1368	1332	7,6	28700	3290	255	1200							
IZZ-106X	1310-1420	1365	6,6			879								
IZZ-70X	1320-1440	1380	7,9	45200	4900	350	1300	25	42	18	15	593	95	4,1
IZZ-87X	1332-1400	1366	8,3	50900	4500	272	750							
NZZ-23X	1345-1390	1367,5	9,8				2300				11	471	81	3,76
NZZ-25X	1352-1364	1358					1020	27	40	20	13	582	80	
IZZ-2X	1352-1440	1396	8,8	23700	2620	200	2200	22	42	25	11	477	103	4,03
IZZ-56X	1386-1785	1585,5	8,5	35200	3630	254	1600	0			9	468	116	3,9
IZZ-34X	1410-1546	1478	9,1	27800	2940	209					11	516	96	3,9
SDZ-111X	1420-1514	1467	7,4	80700	6240	328	2280							
SDZ-43X	1425-1870	1647,5	8,6	32000	3100	228	8380	30	41	19	10	462	86	3,95

Pozo	pies	valor medio	API	100	140	210	NaCl	Saturados %	aromáticos %	resinas %	asfaltenos %	V ppm	Ni ppm	S%
IZZ-40X	1426-1464	1445	8,4	69500	6250	372	6500							
IZZ-33X	1434-1476	1455	7,2	117000	8670	428	4200	26	42	18	14	565	104	4,37
IZZ-49X	1440-1482	1461					2120							
ZUA-E1X	1480-1510	1495	8,5		3220	240		22	48	20	10	599	109	4,04
IZZ-54X	1480-1630	1555	7,9	42700	4310	293	10	25	42	19	14	488	93	
SDZ-78X	1524-1542	1533	7,7	58400	5170	309	3870							
NZZ-32X	1527-1590	1558,5	11,4	3100	502	63	50	37	36	15	12	350	56	2,74
IZZ-40X	1560-1568	1564					2900							
SDZ-4X	1566-1604	1585	9	27000	2600	205	1390	33	38	18	11	466	89	3,89
SDZ-68X	1611-1695	1653					1800	25	36	23	16	420	62	
SDZ-78X	1630-1772	1701	7,9	63400	5550	327	10							
IZZ-83X	1658-1800	1729	10,3	4530	708	81	109							
IZZ-52X	1690-1840	1765	7,8				1400							
IZZ-49X	1705-1920	1812,5	7,7	97000	7840	418	1700							
NZZ-19X	1710-1728	1719	7,5					29	41	16	14	661	113	4,3
NZZ-85X	1714-1830	1772	10,2			158	3400				9	433	98	3,53
NZZ-23X	1721-1738	1729,5	9	58000	4600	306	1000				13	543	90	3,59
SDZ-53X	1732-2180	1956	8,9	50500	4500	290	7500	33	40	15	12	449	95	3,91
SDZ-73X	1760-2000	1880	8,3	45800	4600	322	1000							
SDZ-39X	1774-1800	1787	9,6	16000	1700	150	1150				9	383	83	3,89
NZZ-19X	1780-1790	1785	11,8								10	424	82	3,2
SDZ-4X	1781-1840	1810,5	9,3	19300	2900	163	8500				8	483	88	4,07
SDZ-55X	1843-1910	1876,5	8,5	37000	3620	243	12800							
SDZ-39X	1866-1930	1898	9,5	17000	1800	158	2300	32	41	16	11	404	81	3,48
SDZ-6X	1868-1970	1919	8,3	44200	3950	244	340	29	38	21	12	433	96	3,38
SDZ-74X	1874-1902	1888	7,4	45200	4300	278	3000							
SDZ-4X	1902-1928	1915	8,2		5300	318		29	36	25	10	478	97	4,09
SDZ-15X	1914-2004	1959	8,6	43000	3500	240	9600				11	422	92	3,55
SDZ-64X	1915-1960	1937,5	9,1	113000	8960	465	1000							

Pozo	pies	valor medio	API	100	140	210	NaCl	Saturados %	aromáticos %	resinas %	asfaltenos %	V ppm	Ni ppm	S%
SDZ-46X	1943-1980	1961,5	8,6	37000	3490	228	1000							
SDZ-17X	1954-2010	1982	9,4	13000	1600	137	28	27	38	20	15	427	88	3,7
SDZ-4X	1978-2052	2015	7,6	167000	11800	541	1000	24	39	27	10	461	98	3,44
S.D-2X	1997-2006	2001,5	9	20800	2340	185		29	40	18	13	430	86	3,42
SDZ-57X	2006-2051	2028,5					266	25	41	20	14	380	64	
SDZ-44X	2023-2142	2082,5	9,3	19000	2170	169	3760	29	39	19	13	420	88	3,68
SDZ-80X	2034-2116	2075	7,9	58600	5450	338	442							
SDZ-11X	2044-2060	2052	11,3	4800	663	80	2500				12	355	73	2,91
CAR-2X	2048-2068	2058	9,4		3520	250		27	44	19	10	486	78	4,02
SDZ-17X	2050-2088	2069	9,6		2100	172		26	40	21	13	412	83	3,98
SDZ-3X	2080-2158	2119	13,4			52						347	66	3,11
SDZ-21X	2087-2110	2098,5	10,9	5700	729	84	153	35	35	15	15	279	65	2,86
SDZ-11X	2094-2134	2114	9,7		1900	159		32	36	21	11		80	3,11
S.D-2X	2103-2123	2113	8,4			286		31	38	17	14	424	92	3,68
SDZ-59X	2110-2170	2140	9,3	16700	1960	161	6990	26	35	20	19	342	66	
CAR-2X	2112-2236	2174	10		2300	147						448	93	
NZZ-25X	2126-2154	2140	9,6					32	36	17	14	577	88	3,62
SDZ-21X	2136-2150	2143	12,1	4700	706	83	1600	36	28	25	13	289	58	2,67
SDZ-61X	2152-2320	2236	9,3	16700	1960	161	1690				9	344	73	3,28
SDZ-66X	2175-2205	2190	9,7		2890	229	9240				12	458	96	3,88
SDZ-11X	2218-2247	2232,5	8,7		3300	229	4180	26	38	25	11	427		3,76
SDZ-86X	2224-2440	2332	8,3	15600	1810	149	51							
SDZ-75X	2240-2510	2375	8,2	95200	7110	359	3430							
SDZ-20X	2246-2280	2263	10,3	85300	1160	114	335	28	33	26	13	336	69	3,07
SDZ-48X	2249-2340	2294,5	9,6	20000	2420	202	49							
SDZ-71X	2256-2286	2271	10,7	3180	512	62	10							
SDZ-16X	2259-2306	2282,5	10,4	11000	1400	135	2120				7	348	79	3,51
SDZ-3X	2260-2301	2280,5	12,3	65900	940	98	2070					303	62	2,77
MACO-1X	2260-2340	2300	8,5		5870	257		20	41	25	14	383	96	3,5

Pozo	pies	valor medio	API	100	140	210	NaCl	Saturados %	aromáticos %	resinas %	asfaltenos %	V ppm	Ni ppm	S%
SDZ-17X	2262-2350	2306	9,3				1120	29	34	27	10	384	88	3,48
SDZ-75X	2280-2412	2346	8,4	47600	4500	288	1880							
SDZ-3X	2316-2348	2332	16,5		73	77		42	29	21	8	280	50	2,18
SDZ-72X	2329-2395	2362	9,6	21000	2300	186	8630					380	80	3,6
SDZ-71X	2340-2460	2400	11,4	3100	515	64	2890					289	76	
SDZ-47X	2340-2480	2410	8,5	38200	3910	271	4820							
SDZ-26X	2360-2380	2370	9,2	24000	2400	190	700	31	41	15	13	374		3,6
SDZ-26X	2416-2458	2437	8,9	19000	2100	163	16	29	40	17	14	456	93	3,93
SDZ-84X	2436-2630	2533						21	33	17	29	311	46	
SDZ-16X	2440-2510	2475	11,8	5300	797	87	918				8	255	59	2,69
SDZ-20X	2450-2464	2457	9,7	31800	3200	230	689	32	38	17	13	360	79	3,28
NZZ-37X	2509-2513	2511					390	34	41	18	7	321	49	
MACO-1X	2570-2590	2580	9		7300	328						431	121	3,64
NZZ-5X	2710-2728	2719	12,4		714	86		29	39	18	14	312	64	3,05
SDZ-16X	2730-2744	2737	10,8	13000	1700	156	775				10	383	110	3,39
NZZ-14X	2834-2843	2838,5	12,2		723	85					11	362	66	3,03
NZZ-29X	2946-2956	2951	9,5		3400	238	1700	33	41	15	11	394	92	3,68
NZZ-5X	2987-3056	3021,5	17,4		82	19		48	26	19	7	227	52	2,32
NZZ-14X	3086-3094	3090	10,4		2400	189		30	38	21	11	376	97	3,44
NZZ-1X	3215-3223	3219	15		233	38		35	39	19	7	230	53	2,53
NZZ-35X	3348-3388	3368	13,1	2500	848	62	50	34	34	21	11	256	47	2,88
NZZ-1X	3430-3438	3434	19	4500	34	10	43001	47	28	22	3	103	23	1,57
S.D-2X	3452-3485	3468,5	16,4			17						143	44	2,2
NZZ-35X	3470-3484	3477	19,2	91	32	9	2600	49	31	14	6	117	27	1,63
NZZ-35X	3518-3528	3523	18,3	131	43	12	50				5	129	33	1,68
NZZ-13X	3744-3755	3749,5	14,2					45	31	15	9	209	49	2,34

Los distintos colores corresponden a las cuatro áreas de la zona de estudio: Carabobo (Cerro Negro), Ayacucho (Hamaca), Boyacá (Machete) y Junín (Zuata) respectivamente.

Tabla # A2.Cálculos de las constantes A y B:

Pozo	valor medio	n1	n2	ln n1	ln n2	ln n1 - ln n2	T2 . T1	T1	T2	T2 - T1	B	B/T	e - ()	n1	A
CNX-10	2157,5	7320	284	8,898	5,649	3,249	29400	140	210	70	1364,74	9,75	5,84012E-05	7320	0,43
CN-38	2326	7330	418	8,9	6,035	2,864	29400	140	210	70	1202,98	8,59	0,000185446	7330	1,36
CN-91	2358	4790	300	8,474	5,704	2,771	29400	140	210	70	1163,61	8,31	0,000245673	4790	1,18
CN-36	2415	6010	330	8,701	5,799	2,902	29400	140	210	70	1218,88	8,71	0,000165546	6010	0,99
CNX-1	2520,5	6300	390	8,748	5,966	2,782	29400	140	210	70	1168,51	8,35	0,000237231	6300	1,49
CNX-12	2537,5	4240	298	8,352	5,697	2,655	29400	140	210	70	1115,19	7,97	0,000347177	4240	1,47
CN-39	2610	713	81	6,569	4,394	2,175	29400	140	210	70	913,51	6,53	0,001466177	713	1,05
CN-161	2530,5	4360	286	8,38	5,656	2,724	29400	140	210	70	1144,18	8,17	0,000282253	4360	1,23
CN-44	2635	5400	309	8,594	5,733	2,861	29400	140	210	70	1201,54	8,58	0,000187367	5400	1,01
CN-50	2600	6750	376	8,817	5,93	2,888	29400	140	210	70	1212,84	8,66	0,000172843	6750	1,17
CN-59	2717,5	918	83	6,822	4,419	2,403	29400	140	210	70	1009,41	7,21	0,000739105	918	0,68
CNX-22	2673	5250	323	8,566	5,778	2,788	29400	140	210	70	1171,10	8,36	0,000232879	5250	1,22
CNX-18	2779	3280	228	8,096	5,429	2,666	29400	140	210	70	1119,83	8,00	0,000335879	3280	1,10
CN-121	2661	5300	333	8,575	5,808	2,767	29400	140	210	70	1162,27	8,30	0,000248031	5300	1,31
CN-75	2721,5	2880	193	7,966	5,263	2,703	29400	140	210	70	1135,20	8,11	0,00030095	2880	0,87
CNX-14	2815	3850	251	8,256	5,525	2,73	29400	140	210	70	1146,76	8,19	0,000277102	3850	1,07
CNX-7	2835	5550	326	8,622	5,787	2,835	29400	140	210	70	1190,56	8,50	0,000202663	5550	1,12
CN-136	2963	4160	282	8,333	5,642	2,691	29400	140	210	70	1130,37	8,07	0,000311507	4160	1,30
CN-47	2949	4850	294	8,487	5,684	2,803	29400	140	210	70	1177,32	8,41	0,00022275	4850	1,08
CN-126	2939	3960	392	8,284	5,971	2,313	29400	140	210	70	971,35	6,94	0,000970002	3960	3,84
CN-124	2950	3510	236	8,163	5,464	2,7	29400	140	210	70	1133,81	8,10	0,000303959	3510	1,07
CN-49	3057	5300	313	8,575	5,746	2,829	29400	140	210	70	1188,29	8,49	0,000205971	5300	1,09
CNX-25	3076,5	6590	401	8,793	5,994	2,799	29400	140	210	70	1175,73	8,40	0,000225308	6590	1,48
CNX-9	3064	4800	383	8,476	5,948	2,528	29400	140	210	70	1061,90	7,59	0,00050801	4800	2,44
CN-123	3107,5	4150	255	8,331	5,541	2,79	29400	140	210	70	1171,63	8,37	0,000231994	4150	0,96
CN-87	3167,5	4570	291	8,427	5,673	2,754	29400	140	210	70	1156,66	8,26	0,000258185	4570	1,18
CN-96	3229	6520	352	8,783	5,864	2,919	29400	140	210	70	1225,98	8,76	0,000157357	6520	1,03
CNX-11	3177,5	7050	263	8,861	5,572	3,289	29400	140	210	70	1381,22	9,87	5,19158E-05	7050	0,37

Pozo	valor medio	n1	n2	ln n1	ln n2	ln n1 - ln n2	T2 . T1	T1	T2	T2 - T1	B	B/T	e - ()	n1	A
CNX-24	3280	5390	316	8,592	5,756	2,837	29400	140	210	70	1191,35	8,51	0,000201509	5390	1,09
CNX-5	3357,5	5470	332	8,607	5,805	2,802	29400	140	210	70	1176,80	8,41	0,00022359	5470	1,22
CNX-15	3525	4170	287	8,336	5,659	2,676	29400	140	210	70	1124,00	8,03	0,000326015	4170	1,36
CN-34	3560	3600	277	8,189	5,624	2,565	29400	140	210	70	1077,16	7,69	0,000455546	3600	1,64
CNX-20	3595	2680	207	7,894	5,333	2,561	29400	140	210	70	1075,56	7,68	0,000460794	2680	1,23
MFR-7	745	946	100	6,852	4,605	2,247	29400	140	210	70	943,77	6,74	0,001181209	946	1,12
MFR-2	1431	15382	635	9,641	6,454	3,187	29400	140	210	70	1338,68	9,56	7,0353E-05	15382	1,08
MFM-3S	1460,5	2616	206	7,869	5,328	2,542	29400	140	210	70	1067,44	7,62	0,000488302	2616	1,28
MFP-2	1461	7408	599	8,91	6,395	2,515	29400	140	210	70	1056,32	7,55	0,000528661	7408	3,92
MFL-1	1546	4402	281	8,39	5,638	2,751	29400	140	210	70	1155,61	8,25	0,000260117	4402	1,15
MFM-6S	1552	4216	272	8,347	5,606	2,741	29400	140	210	70	1151,15	8,22	0,000268537	4216	1,13
MFL-3	1640	7546	397	8,929	5,984	2,945	29400	140	210	70	1236,83	8,83	0,00014562	7546	1,10
MFG-4	1653,5	3939	227	8,279	5,425	2,854	29400	140	210	70	1198,57	8,56	0,00019139	3939	0,75
MFL-4	1755	4823	303	8,481	5,714	2,767	29400	140	210	70	1162,32	8,30	0,000247957	4823	1,20
MFM-4S	1775	5305	296	8,576	5,69	2,886	29400	140	210	70	1212,14	8,66	0,000173708	5305	0,92
MFP-1	1908	3915	252	8,273	5,529	2,743	29400	140	210	70	1152,12	8,23	0,00026669	3915	1,04
MFM-5S	1980	4336	280	8,375	5,635	2,74	29400	140	210	70	1150,77	8,22	0,000269281	4336	1,17
MFI-3	2017,5	4804	390	8,477	5,966	2,511	29400	140	210	70	1054,64	7,53	0,000535038	4804	2,57
MFM-2	2033	6950	410	8,846	6,016	2,83	29400	140	210	70	1188,74	8,49	0,000205304	6950	1,43
MFA-29	2045,5	163	30	5,094	3,401	1,693	29400	140	210	70	710,87	5,08	0,00623449	163	1,02
MFA-7S	2264,5	170	35	5,136	3,555	1,58	29400	140	210	70	663,79	4,74	0,008726847	170	1,48
MFD-1	2287	827	96	6,718	4,564	2,153	29400	140	210	70	904,45	6,46	0,001564218	827	1,29
MFG-1	2309	12982	577	9,471	6,358	3,113	29400	140	210	70	1307,66	9,34	8,78016E-05	12982	1,14
MFA-28	2341,5	2494	189	7,822	5,242	2,58	29400	140	210	70	1083,56	7,74	0,000435207	2494	1,09
MFD-2*	2403														
MFG-2	2431,5	2889	216	7,969	5,375	2,593	29400	140	210	70	1089,22	7,78	0,000417945	2889	1,21
MFG-5	2451	6256	376	8,741	5,93	2,812	29400	140	210	70	1180,92	8,44	0,000217107	6256	1,36
MFH-3	2513	6237	345	8,738	5,844	2,895	29400	140	210	70	1215,78	8,68	0,000169251	6237	1,06

Pozo	valor medio	n1	n2	ln n1	ln n2	ln n1 - ln n2	T2 . T1	T1	T2	T2 - T1	B	B/T	e - ()	n1	A
MFH-4	2520	4252	279	8,355	5,631	2,724	29400	140	210	70	1144,05	8,17	0,000282509	4252	1,20
MFH-6	2542	277	46	5,624	3,829	1,795	29400	140	210	70	754,06	5,39	0,00457967	277	1,27
HAM-3X	2564	350	52	5,858	3,951	1,907	29400	140	210	70	800,81	5,72	0,003279487	350	1,15
MFB-55S	2595	3379	327	8,125	5,79	2,335	29400	140	210	70	980,86	7,01	0,000906314	3379	3,06
MFH-2	2650,5	8502	460	9,048	6,131	2,917	29400	140	210	70	1225,07	8,75	0,000158384	8502	1,35
MFB-16S	2664,5	1203	124	7,093	4,82	2,272	29400	140	210	70	954,36	6,82	0,001095136	1203	1,32
MFH-1S	2667	7302	430	8,896	6,064	2,832	29400	140	210	70	1189,49	8,50	0,000204211	7302	1,49
MFK-1S	2674	5354	318	8,586	5,762	2,824	29400	140	210	70	1185,89	8,47	0,00020953	5354	1,12
MFA-22	2780	5076	309	8,532	5,733	2,799	29400	140	210	70	1175,55	8,40	0,000225585	5076	1,15
MFB-35S	2789	2889	216	7,969	5,375	2,593	29400	140	210	70	1089,22	7,78	0,000417945	2889	1,21
MFA-52	2845	11068	533	9,312	6,279	3,033	29400	140	210	70	1273,98	9,10	0,000111168	11068	1,24
MFB-51S	2880	7766	423	8,958	6,047	2,91	29400	140	210	70	1222,26	8,73	0,000161595	7766	1,25
MFA-14	2883	8716	464	9,073	6,14	2,933	29400	140	210	70	1231,87	8,80	0,00015087	8716	1,31
MFA-21	2902,5	1607	146	7,382	4,984	2,399	29400	140	210	70	1007,38	7,20	0,000749913	1607	1,21
MFA-5S	2903	250	41	5,521	3,714	1,808	29400	140	210	70	759,31	5,42	0,004410944	250	1,10
MFB-48S	2933	6407	374	8,765	5,924	2,841	29400	140	210	70	1193,17	8,52	0,000198907	6407	1,27
MFH-5	2968	2826	214	7,947	5,366	2,581	29400	140	210	70	1083,87	7,74	0,000434235	2826	1,23
MFA-47	2960	7663	422	8,944	6,045	2,899	29400	140	210	70	1217,64	8,70	0,000167009	7663	1,28
MFB-3	3020,5	1732	157	7,457	5,056	2,401	29400	140	210	70	1008,33	7,20	0,000744827	1732	1,29
MFA-26	3050	20950	808	9,95	6,695	3,255	29400	140	210	70	1367,24	9,77	5,73696E-05	20950	1,20
MFA-24	3078,5	2392	187	7,78	5,231	2,549	29400	140	210	70	1070,49	7,65	0,000477795	2392	1,14
MFB-15S	3090	7438	434	8,914	6,073	2,841	29400	140	210	70	1193,35	8,52	0,000198656	7438	1,48
HAM-3X	3095	770	92	6,646	4,522	2,125	29400	140	210	70	892,33	6,37	0,001705655	770	1,31
MFB-103	3144	4387	291	8,386	5,673	2,713	29400	140	210	70	1139,49	8,14	0,000291861	4387	1,28
MFA-31	3095	16377	654	9,704	6,483	3,221	29400	140	210	70	1352,62	9,66	6,3684E-05	16377	1,04
MFD-4	3112,5	2575	207	7,854	5,333	2,521	29400	140	210	70	1058,77	7,56	0,000519493	2575	1,34
MFB-40S	3113	2877	219	7,965	5,389	2,575	29400	140	210	70	1081,68	7,73	0,000441075	2877	1,27
MFA-7S	3117	1906	151	7,553	5,017	2,535	29400	140	210	70	1064,90	7,61	0,000497236	1906	0,95

Pozo	valor medio	n1	n2	ln n1	ln n2	ln n1 - ln n2	T2 . T1	T1	T2	T2 - T1	B	B/T	e - ()	n1	A
MFB-13S	3123,5	3411	250	8,135	5,521	2,613	29400	140	210	70	1097,59	7,84	0,000393709	3411	1,34
HAM-3X	3132	12865	583	9,462	6,368	3,094	29400	140	210	70	1299,51	9,28	9,30628E-05	12865	1,20
MFC-10	3168	3015	296	8,011	5,69	2,321	29400	140	210	70	974,82	6,96	0,000946266	3015	2,85
HAM-3X	3168,5	3756	267	8,231	5,587	2,644	29400	140	210	70	1110,42	7,93	0,000359217	3756	1,35
MFB-5	3187	5688	338	8,646	5,823	2,823	29400	140	210	70	1185,69	8,47	0,000209832	5688	1,19
MFB-66S	3172	7565	773	8,931	6,65	2,281	29400	140	210	70	958,02	6,84	0,00106687	7565	8,07
MFB-54S	3205	3883	265	8,264	5,58	2,685	29400	140	210	70	1127,55	8,05	0,00031786	3883	1,23
MFC-3	3182	110	24	4,7	3,178	1,522	29400	140	210	70	639,42	4,57	0,010386176	110	1,14
MFA-13	3213,5	859	94	6,756	4,543	2,212	29400	140	210	70	929,24	6,64	0,001310401	859	1,13
MFC-7	3228	4720	298	8,46	5,697	2,762	29400	140	210	70	1160,24	8,29	0,000251665	4720	1,19
MFB-37S	3243	943	104	6,849	4,644	2,205	29400	140	210	70	925,96	6,61	0,001341421	943	1,26
MFB-14S	3281	3045	245	8,021	5,501	2,52	29400	140	210	70	1058,40	7,56	0,000520878	3045	1,59
MFB-6	3300	4058	293	8,308	5,68	2,628	29400	140	210	70	1103,87	7,88	0,000376415	4058	1,53
MFB-6	3318	2639	244	7,878	5,497	2,381	29400	140	210	70	1000,01	7,14	0,000790408	2639	2,09
MFA-3S	3306	2702	204	7,902	5,318	2,584	29400	140	210	70	1085,12	7,75	0,000430363	2702	1,16
MFB-47S	3312	2793	229	7,935	5,434	2,501	29400	140	210	70	1050,48	7,50	0,00055118	2793	1,54
MFC-4	3325	4556	297	8,424	5,694	2,73	29400	140	210	70	1146,80	8,19	0,000277025	4556	1,26
MFA-50	3327	1725	312	7,453	5,743	1,71	29400	140	210	70	718,19	5,13	0,005916931	1725	10,21
MFA-72	3370	1153	108	7,05	4,682	2,368	29400	140	210	70	994,56	7,10	0,000821833	1153	0,95
MFB-90	3347	3169	212	8,061	5,357	2,705	29400	140	210	70	1135,93	8,11	0,000299392	3169	0,95
MFB-44S	3387	2678	214	7,893	5,366	2,527	29400	140	210	70	1061,28	7,58	0,000510281	2678	1,37
MFB-53S	3395	3333	251	8,112	5,525	2,586	29400	140	210	70	1086,19	7,76	0,000427086	3333	1,42
MFA-19	3412	3147	246	8,054	5,505	2,549	29400	140	210	70	1070,53	7,65	0,000477656	3147	1,50
MFA-41	3411	2927	229	7,982	5,434	2,548	29400	140	210	70	1070,16	7,64	0,000478893	2927	1,40
MFA-26	3418	15111	2795	9,623	7,936	1,688	29400	140	210	70	708,79	5,06	0,006327991	15111	95,62
MFB-28	3422	2934	198	7,984	5,288	2,696	29400	140	210	70	1132,26	8,09	0,000307337	2934	0,90
MFA-10	3445	4277	278	8,361	5,628	2,733	29400	140	210	70	1148,02	8,20	0,00027461	4277	1,17
MFA-39	3438	764	91	6,639	4,511	2,128	29400	140	210	70	893,64	6,38	0,001689834	764	1,29
MFA-30	3450,5	1519	141	7,326	4,949	2,377	29400	140	210	70	998,36	7,13	0,000799805	1519	1,21
MFA-2S	3484	4038	272	8,304	5,606	2,698	29400	140	210	70	1133,04	8,09	0,000305638	4038	1,23

Pozo	valor medio	n1	n2	ln n1	ln n2	ln n1 - ln n2	T2 . T1	T1	T2	T2 - T1	B	B/T	e - ()	n1	A
MFA-38	3481	2382	214	7,776	5,366	2,41	29400	140	210	70	1012,08	7,23	0,00072513	2382	1,73
HAM-3X	3485	1307	138	7,175	4,927	2,248	29400	140	210	70	944,26	6,74	0,001177092	1307	1,54
MFB-9	3476	1288	135	7,161	4,905	2,256	29400	140	210	70	947,34	6,77	0,001151473	1288	1,48
MFB-25	3482	3329	242	8,11	5,489	2,621	29400	140	210	70	1101,03	7,86	0,000384153	3329	1,28
MFA-27	3490	354	52	5,869	3,951	1,918	29400	140	210	70	805,58	5,75	0,003169569	354	1,12
MFA-104	3532	943	99	6,849	4,595	2,254	29400	140	210	70	946,66	6,76	0,001157099	943	1,09
MFA-100	3542	499	67	6,213	4,205	2,008	29400	140	210	70	843,32	6,02	0,002420599	499	1,21
HAM-3X	3539	4417	320	8,393	5,768	2,625	29400	140	210	70	1102,46	7,87	0,000380249	4417	1,68
MFA-44	3554	1049	110	6,956	4,7	2,255	29400	140	210	70	947,15	6,77	0,001153059	1049	1,21
MFB-23S	3562	2532	196	7,837	5,278	2,559	29400	140	210	70	1074,63	7,68	0,00046385	2532	1,17
MFA-36	3573	9373	492	9,146	6,198	2,947	29400	140	210	70	1237,79	8,84	0,00014463	9373	1,36
HAM-3X	3581	701	57	6,553	4,043	2,509	29400	140	210	70	1053,97	7,53	0,000537614	701	0,38
MFB-21S	3592	5776	336	8,661	5,817	2,844	29400	140	210	70	1194,63	8,53	0,00019685	5776	1,14
MFB-8	3588	3245	230	8,085	5,438	2,647	29400	140	210	70	1111,65	7,94	0,000356073	3245	1,16
MFB-73S	3602,5	3802	259	8,243	5,557	2,686	29400	140	210	70	1128,31	8,06	0,000316128	3802	1,20
MFB-1-S	3607	3059	226	8,026	5,421	2,605	29400	140	210	70	1094,23	7,82	0,000403262	3059	1,23
MFB-81S	3619	2529	196	7,836	5,278	2,557	29400	140	210	70	1074,14	7,67	0,000465502	2529	1,18
MFB-12S	3638,5	3493	289	8,159	5,666	2,492	29400	140	210	70	1046,68	7,48	0,000566367	3493	1,98
MFA-37	3711,5	3298	245	8,101	5,501	2,6	29400	140	210	70	1091,92	7,80	0,000409965	3298	1,35
MFB-32S	3732	3971	263	8,287	5,572	2,715	29400	140	210	70	1140,14	8,14	0,000290514	3971	1,15
MFC-1	3824,5	2737	270	7,915	5,598	2,316	29400	140	210	70	972,80	6,95	0,00095999	2737	2,63
MFC-6	3782	1429	139	7,265	4,934	2,33	29400	140	210	70	978,71	6,99	0,000920339	1429	1,32
MFL-6	3782														
MFC-2	3814	4297	285	8,366	5,652	2,713	29400	140	210	70	1139,54	8,14	0,000291769	4297	1,25
MFF-3	3828,5	3799	255	8,242	5,541	2,701	29400	140	210	70	1134,52	8,10	0,000302421	3799	1,15
MFB-9	3873,5	2988	294	8,002	5,684	2,319	29400	140	210	70	973,89	6,96	0,000952577	2988	2,85
MFF-4	3901,5	4582	265	8,43	5,58	2,85	29400	140	210	70	1197,07	8,55	0,000193452	4582	0,89
MFB-46S	3908	4135	273	8,327	5,609	2,718	29400	140	210	70	1141,46	8,15	0,000287781	4135	1,19
MFA-1S	3908,5	5214	304	8,559	5,717	2,842	29400	140	210	70	1193,67	8,53	0,000198202	5214	1,03

Pozo	valor medio	n1	n2	ln n1	ln n2	ln n1 - ln n2	T2 . T1	T1	T2	T2 - T1	B	B/T	e - ()	n1	A
MFF-1	3933	2492	201	7,821	5,303	2,518	29400	140	210	70	1057,37	7,55	0,00052474	2492	1,31
MFB-61S	3943	3237	237	8,082	5,468	2,614	29400	140	210	70	1098,02	7,84	0,000392479	3237	1,27
MFA-62	3992	3479	248	8,155	5,513	2,641	29400	140	210	70	1109,25	7,92	0,000362236	3479	1,26
MFB-31S	4007	3182	229	8,065	5,434	2,632	29400	140	210	70	1105,25	7,89	0,00037274	3182	1,19
MFB-22	4063	4252	270	8,355	5,598	2,757	29400	140	210	70	1157,82	8,27	0,000256042	4252	1,09
MFA-40	4076	3270	234	8,093	5,455	2,637	29400	140	210	70	1107,63	7,91	0,000366441	3270	1,20
MFA-65	4093	2174	197	7,684	5,283	2,401	29400	140	210	70	1008,47	7,20	0,000744081	2174	1,62
MFA-63	4097,5	4444	291	8,399	5,673	2,726	29400	140	210	70	1144,91	8,18	0,000280774	4444	1,25
MFB-72S	4111	3923	253	8,275	5,533	2,741	29400	140	210	70	1151,31	8,22	0,00026823	3923	1,05
MFC-11	4196	1995	170	7,598	5,136	2,463	29400	140	210	70	1034,29	7,39	0,000618754	1995	1,23
MFB-43S	4225	3751	264	8,23	5,576	2,654	29400	140	210	70	1114,61	7,96	0,000348635	3751	1,31
MFB-2	4239														
MFD-2	4251														
MFF-2	4387	4079	279	8,314	5,631	2,682	29400	140	210	70	1126,61	8,05	0,000320001	4079	1,31
MFD-3	4760	1845	116	7,52	4,754	2,767	29400	140	210	70	1161,99	8,30	0,000248533	1845	0,46
12-7x	821	2529	1696	7,836	7,436	0,4	29400	140	210	70	167,81	1,20	0,301599805	2529	762,75
12-7x	1166														
12-6x	1267,5	7142	406	8,874	6,006	2,867	29400	140	210	70	1204,31	8,60	0,000183704	7142	1,31
12-5x	1393	1768	190	7,478	5,247	2,231	29400	140	210	70	936,84	6,69	0,001241121	1768	2,19
12-1x	1436	14919	659	9,61	6,491	3,12	29400	140	210	70	1310,26	9,36	8,61861E-05	14919	1,29
12-4x	1658	2303	250	7,742	5,521	2,221	29400	140	210	70	932,61	6,66	0,001279199	2303	2,95
11-2x	1980	1571	153	7,359	5,03	2,329	29400	140	210	70	978,19	6,99	0,000923731	1571	1,45
MON-1	2275	4324	1926	8,372	7,563	0,809	29400	140	210	70	339,67	2,43	0,088371412	4324	382,12
11-1x	2306	2063	363	7,632	5,894	1,738	29400	140	210	70	729,76	5,21	0,005447813	2063	11,24
7-4x	2489	1003	112	6,911	4,718	2,192	29400	140	210	70	920,75	6,58	0,001392359	1003	1,40
7-6x	2489	23144	988	10,05	6,896	3,154	29400	140	210	70	1324,60	9,46	7,77957E-05	23144	1,80
7-10x	2503	5244	377	8,565	5,932	2,633	29400	140	210	70	1105,69	7,90	0,000371566	5244	1,95
7-7x	2724		1687												
7-1x	2833,5	320													

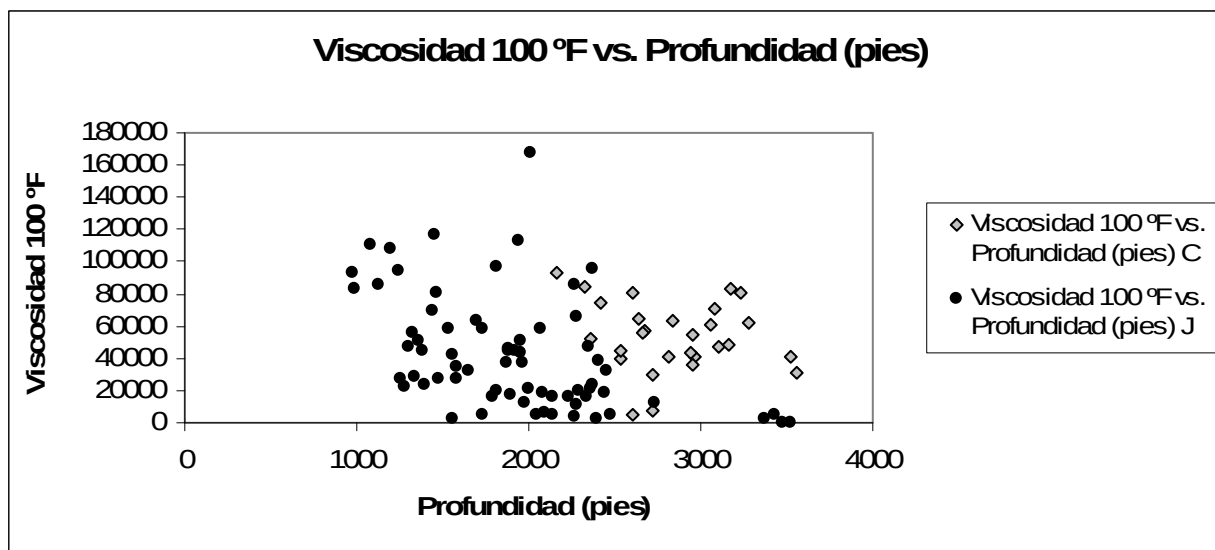
Pozo	valor medio	n1	n2	ln n1	ln n2	ln n1 - ln n2	T2 . T1	T1	T2	T2 - T1	B	B/T	e - ()	n1	A
2x	2830	8151	2066	9,006	7,633	1,373	29400	140	210	70	576,46	4,12	0,016283894	8151	132,73
7-9x	2930	39481	1559	10,58	7,352	3,232	29400	140	210	70	1357,35	9,70	6,15707E-05	39481	2,43
7-5x	2948	23555	914	10,07	6,818	3,249	29400	140	210	70	1364,69	9,75	5,84237E-05	23555	1,38
7-5x	3038		1814												
7-3x	3124	4315	627	8,37	6,441	1,929	29400	140	210	70	810,14	5,79	0,003068034	4315	13,24
IZZ-102X	1006,5		682												
IZZ-96X	992,5	6720	371	8,813	5,916	2,897	29400	140	210	70	1216,59	8,69	0,000168273	6720	1,13
SDZ-97X	981	7430	392	8,913	5,971	2,942	29400	140	210	70	1235,65	8,83	0,000146856	7430	1,09
IZZ-42X	1076		338												
IZZ-33X	1083	8450	426	9,042	6,054	2,987	29400	140	210	70	1254,74	8,96	0,000128132	8450	1,08
IZZ-40X	1125,5	7320	412	8,898	6,021	2,877	29400	140	210	70	1208,48	8,63	0,000178303	7320	1,31
IZZ-70X	1196	8410	254	9,037	5,537	3,5	29400	140	210	70	1469,93	10,50	2,75495E-05	8410	0,23
IZZ-92X	1245	8430	448	9,04	6,105	2,935	29400	140	210	70	1232,60	8,80	0,00015009	8430	1,27
IZZ-31X	1255	2850	206	7,955	5,328	2,627	29400	140	210	70	1103,42	7,88	0,000377631	2850	1,08
IZZ-33X	1330	5640	373	8,638	5,922	2,716	29400	140	210	70	1140,75	8,15	0,000289261	5640	1,63
IZZ-38X	1300	4300	311	8,366	5,74	2,627	29400	140	210	70	1103,16	7,88	0,000378334	4300	1,63
IZZ-2X	1276,5		200												
NZZ-51X	1365														
IZZ-31X	1332	3290	255	8,099	5,541	2,557	29400	140	210	70	1074,10	7,67	0,000465621	3290	1,53
IZZ-106X	1365		879												
IZZ-70X	1380	4900	350	8,497	5,858	2,639	29400	140	210	70	1108,40	7,92	0,000364431	4900	1,79
IZZ-87X	1366	4500	272	8,412	5,606	2,806	29400	140	210	70	1178,53	8,42	0,000220836	4500	0,99
NZZ-23X	1367,5														
NZZ-25X	1358														
IZZ-2X	1396	2620	200	7,871	5,298	2,573	29400	140	210	70	1080,50	7,72	0,000444822	2620	1,17
IZZ-56X	1585,5	3630	254	8,197	5,537	2,66	29400	140	210	70	1117,05	7,98	0,000342595	3630	1,24
IZZ-34X	1478	2940	209	7,986	5,342	2,644	29400	140	210	70	1110,41	7,93	0,00035925	2940	1,06
SDZ-111X	1467	6240	328	8,739	5,793	2,946	29400	140	210	70	1237,20	8,84	0,000145234	6240	0,91
SDZ-43X	1647,5	3100	228	8,039	5,429	2,61	29400	140	210	70	1096,12	7,83	0,00039785	3100	1,23

Pozo	valor medio	n1	n2	ln n1	ln n2	ln n1 - ln n2	T2 . T1	T1	T2	T2 - T1	B	B/T	e - ()	n1	A
IZZ-40X	1445	6250	372	8,74	5,919	2,821	29400	140	210	70	1185,01	8,46	0,000210857	6250	1,32
IZZ-33X	1455	8670	428	9,068	6,059	3,009	29400	140	210	70	1263,57	9,03	0,000120302	8670	1,04
ZUA-E1X	1495	3220	240	8,077	5,481	2,596	29400	140	210	70	1090,53	7,79	0,000414063	3220	1,33
IZZ-54X	1555	4310	293	8,369	5,68	2,689	29400	140	210	70	1129,18	8,07	0,000314175	4310	1,35
SDZ-78X	1533	5170	309	8,551	5,733	2,817	29400	140	210	70	1183,26	8,45	0,000213503	5170	1,10
NZZ-32X	1558,5	502	63	6,219	4,143	2,075	29400	140	210	70	871,70	6,23	0,001976562	502	0,99
SDZ-4X	1585	2600	205	7,863	5,323	2,54	29400	140	210	70	1066,91	7,62	0,000490164	2600	1,27
SDZ-78X	1701	5550	327	8,622	5,79	2,832	29400	140	210	70	1189,27	8,49	0,000204533	5550	1,14
IZZ-83X	1729	708	81	6,562	4,394	2,168	29400	140	210	70	910,56	6,50	0,00149746	708	1,06
IZZ-49X	1812,5	7840	418	8,967	6,035	2,932	29400	140	210	70	1231,24	8,79	0,000151559	7840	1,19
NZZ-85X	1772		158												
NZZ-23X	1729,5	4600	306	8,434	5,724	2,71	29400	140	210	70	1138,30	8,13	0,000294368	4600	1,35
SDZ-53X	1956	4500	290	8,412	5,67	2,742	29400	140	210	70	1151,62	8,23	0,000267643	4500	1,20
SDZ-73X	1880	4600	322	8,434	5,775	2,659	29400	140	210	70	1116,89	7,98	0,000343	4600	1,58
SDZ-39X	1787	1700	150	7,438	5,011	2,428	29400	140	210	70	1019,65	7,28	0,000686953	1700	1,17
SDZ-4X	1810,5	2900	163	7,972	5,094	2,879	29400	140	210	70	1209,06	8,64	0,00017757	2900	0,51
SDZ-55X	1876,5	3620	243	8,194	5,493	2,701	29400	140	210	70	1134,49	8,10	0,000302478	3620	1,09
SDZ-39X	1898	1800	158	7,496	5,063	2,433	29400	140	210	70	1021,84	7,30	0,000676322	1800	1,22
SDZ-6X	1919	3950	244	8,281	5,497	2,784	29400	140	210	70	1169,41	8,35	0,00023571	3950	0,93
SDZ-74X	1888	4300	278	8,366	5,628	2,739	29400	140	210	70	1150,27	8,22	0,000270227	4300	1,16
SDZ-4X	1915	5300	318	8,575	5,762	2,813	29400	140	210	70	1181,63	8,44	0,000216	5300	1,14
SDZ-15X	1959	3500	240	8,161	5,481	2,68	29400	140	210	70	1125,55	8,04	0,000322426	3500	1,13
SDZ-64X	1937,5	8960	465	9,101	6,142	2,958	29400	140	210	70	1242,57	8,88	0,000139777	8960	1,25

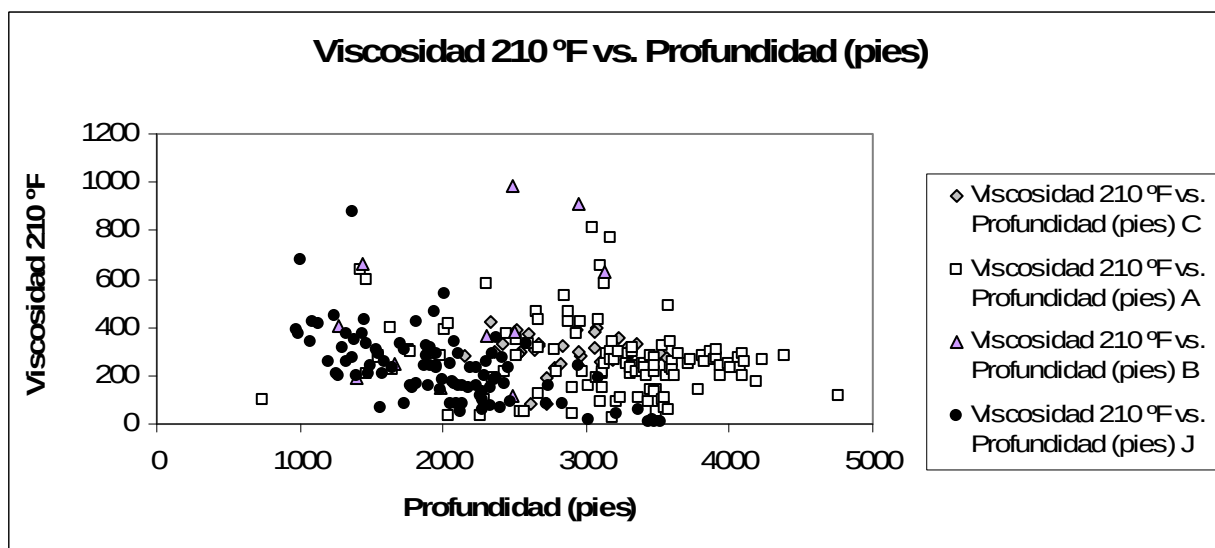
Pozo	valor medio	n1	n2	ln n1	ln n2	ln n1 - ln n2	T2 . T1	T1	T2	T2 - T1	B	B/T	e - ()	n1	A
SDZ-46X	1961,5	3490	228	8,158	5,429	2,728	29400	140	210	70	1145,89	8,18	0,000278823	3490	0,97
SDZ-17X	1982	1600	137	7,378	4,92	2,458	29400	140	210	70	1032,27	7,37	0,000627772	1600	1,00
SDZ-4X	2015	11800	541	9,376	6,293	3,082	29400	140	210	70	1294,62	9,25	9,63709E-05	11800	1,14
S.D-2X	2001,5	2340	185	7,758	5,22	2,538	29400	140	210	70	1065,77	7,61	0,00049416	2340	1,16
SDZ-44X	2082,5	2170	169	7,682	5,13	2,553	29400	140	210	70	1072,09	7,66	0,000472368	2170	1,03
SDZ-80X	2075	5450	338	8,603	5,823	2,78	29400	140	210	70	1167,74	8,34	0,00023854	5450	1,30
SDZ-11X	2052	663	80	6,497	4,382	2,115	29400	140	210	70	888,19	6,34	0,001756829	663	1,16
CAR-2X	2058	3520	250	8,166	5,521	2,645	29400	140	210	70	1110,80	7,93	0,000358255	3520	1,26
SDZ-17X	2069	2100	172	7,65	5,147	2,502	29400	140	210	70	1050,92	7,51	0,000549449	2100	1,15
SDZ-3X	2119		52												
SDZ-21X	2098,5	729	84	6,592	4,431	2,161	29400	140	210	70	907,56	6,48	0,001529873	729	1,12
SDZ-11X	2114	1900	159	7,55	5,069	2,481	29400	140	210	70	1041,90	7,44	0,000586044	1900	1,11
S.D-2X	2113		286												
SDZ-59X	2140	1960	161	7,581	5,081	2,499	29400	140	210	70	1049,70	7,50	0,000554255	1960	1,09
CAR-2X	2174	2300	147	7,741	4,99	2,75	29400	140	210	70	1155,10	8,25	0,000261077	2300	0,60
SDZ-21X	2143	706	83	6,56	4,419	2,141	29400	140	210	70	899,13	6,42	0,001624876	706	1,15
SDZ-61X	2236	1960	161	7,581	5,081	2,499	29400	140	210	70	1049,70	7,50	0,000554255	1960	1,09
SDZ-66X	2190	2890	229	7,969	5,434	2,535	29400	140	210	70	1064,82	7,61	0,000497523	2890	1,44
SDZ-11X	2232,5	3300	229	8,102	5,434	2,668	29400	140	210	70	1120,54	8,00	0,000334168	3300	1,10
SDZ-86X	2332	1810	149	7,501	5,004	2,497	29400	140	210	70	1048,80	7,49	0,000557857	1810	1,01
SDZ-75X	2375	7110	359	8,869	5,883	2,986	29400	140	210	70	1254,09	8,96	0,000128728	7110	0,92
SDZ-20X	2263	1160	114	7,056	4,736	2,32	29400	140	210	70	974,39	6,96	0,000949163	1160	1,10
SDZ-48X	2294,5	2420	202	7,792	5,308	2,483	29400	140	210	70	1042,97	7,45	0,000581578	2420	1,41
SDZ-71X	2271	512	62	6,238	4,127	2,111	29400	140	210	70	886,70	6,33	0,001775682	512	0,91
SDZ-16X	2282,5	1400	135	7,244	4,905	2,339	29400	140	210	70	982,36	7,02	0,000896638	1400	1,26
SDZ-3X	2280,5	940	98	6,846	4,585	2,261	29400	140	210	70	949,58	6,78	0,001133169	940	1,07
MACO-1X	2300	5870	257	8,678	5,549	3,129	29400	140	210	70	1313,98	9,39	8,39238E-05	5870	0,49

Pozo	valor medio	n1	n2	ln n1	ln n2	ln n1 - ln n2	T2 . T1	T1	T2	T2 - T1	B	B/T	e - ()	n1	A
SDZ-75X	2346	4500	288	8,412	5,663	2,749	29400	140	210	70	1154,53	8,25	0,000262144	4500	1,18
SDZ-3X	2332	73	77	4,29	4,344	-0,05	29400	140	210	70	-22,41	-0,16	1,173555397	73	85,67
SDZ-72X	2362	2300	186	7,741	5,226	2,515	29400	140	210	70	1056,27	7,54	0,000528878	2300	1,22
SDZ-71X	2400	515	64	6,244	4,159	2,085	29400	140	210	70	875,82	6,26	0,001919191	515	0,99
SDZ-47X	2410	3910	271	8,271	5,602	2,669	29400	140	210	70	1121,05	8,01	0,000332949	3910	1,30
SDZ-26X	2370	2400	190	7,783	5,247	2,536	29400	140	210	70	1065,20	7,61	0,000496166	2400	1,19
SDZ-26X	2437	2100	163	7,65	5,094	2,556	29400	140	210	70	1073,50	7,67	0,000467633	2100	0,98
SDZ-16X	2475	797	87	6,681	4,466	2,215	29400	140	210	70	930,28	6,64	0,001300717	797	1,04
SDZ-20X	2457	3200	230	8,071	5,438	2,633	29400	140	210	70	1105,79	7,90	0,000371307	3200	1,19
MACO-1X	2580	7300	328	8,896	5,793	3,103	29400	140	210	70	1303,10	9,31	9,07095E-05	7300	0,66
NZZ-5X	2719	714	86	6,571	4,454	2,117	29400	140	210	70	888,94	6,35	0,001747434	714	1,25
SDZ-16X	2737	1700	156	7,438	5,05	2,389	29400	140	210	70	1003,18	7,17	0,000772729	1700	1,31
NZZ-14X	2838,5	723	85	6,583	4,443	2,141	29400	140	210	70	899,12	6,42	0,001624957	723	1,17
NZZ-29X	2951	3400	238	8,132	5,472	2,659	29400	140	210	70	1116,89	7,98	0,000343	3400	1,17
NZZ-5X	3021,5	82	19	4,407	2,944	1,462	29400	140	210	70	614,16	4,39	0,012439967	82	1,02
NZZ-14X	3090	2400	189	7,783	5,242	2,541	29400	140	210	70	1067,42	7,62	0,000488373	2400	1,17
NZZ-1X	3219	233	38	5,451	3,638	1,813	29400	140	210	70	761,65	5,44	0,004337935	233	1,01
NZZ-35X	3368	848	62	6,743	4,127	2,616	29400	140	210	70	1098,61	7,85	0,00039083	848	0,33
NZZ-1X	3434	34	10	3,526	2,303	1,224	29400	140	210	70	513,99	3,67	0,025442703	34	0,87
NZZ-35X	3477	32	9	3,466	2,197	1,269	29400	140	210	70	532,77	3,81	0,022247314	32	0,71
NZZ-35X	3523	43	12	3,761	2,485	1,276	29400	140	210	70	536,04	3,83	0,021733935	43	0,93
NZZ-13X	3744-3755														

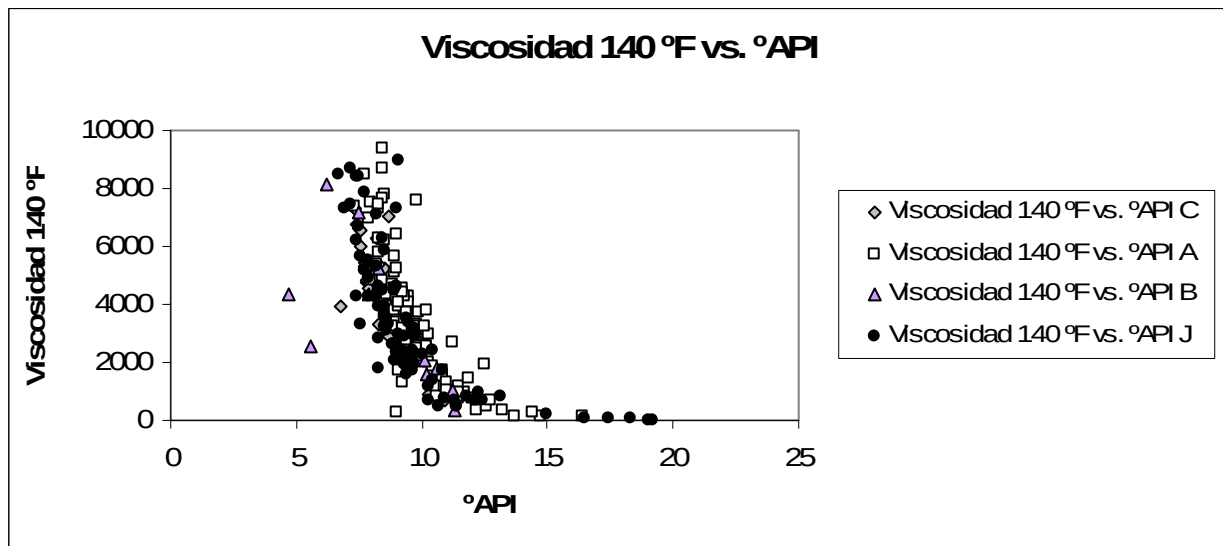
APÉNDICE II. Gráficas viscosidad vs. variables de estudio.



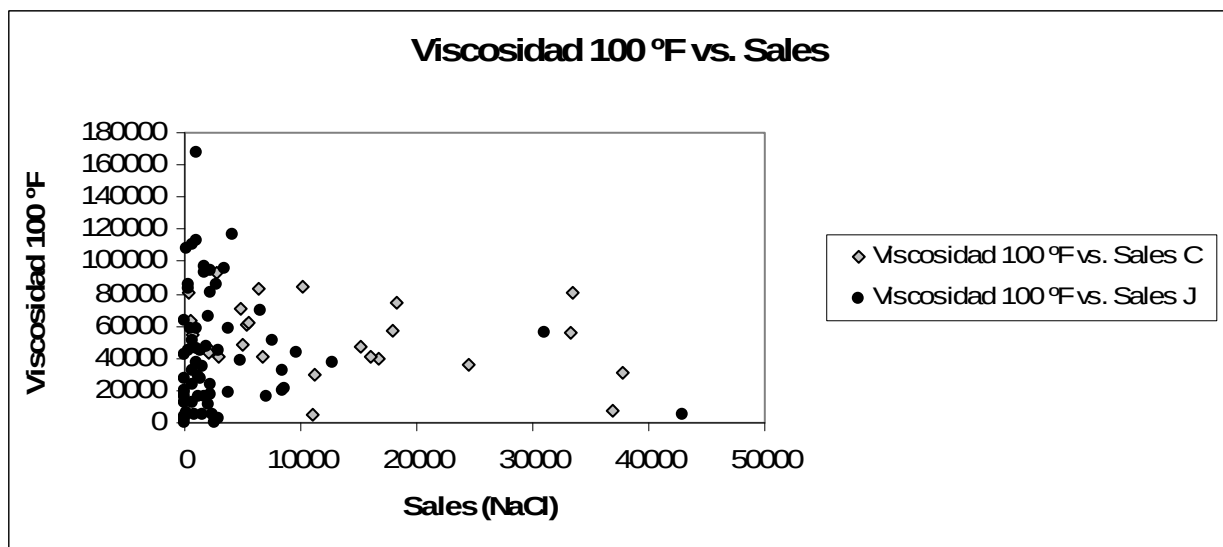
Gráfica # A1. Viscosidad 100 °F (cp) vs. Profundidad (pies).



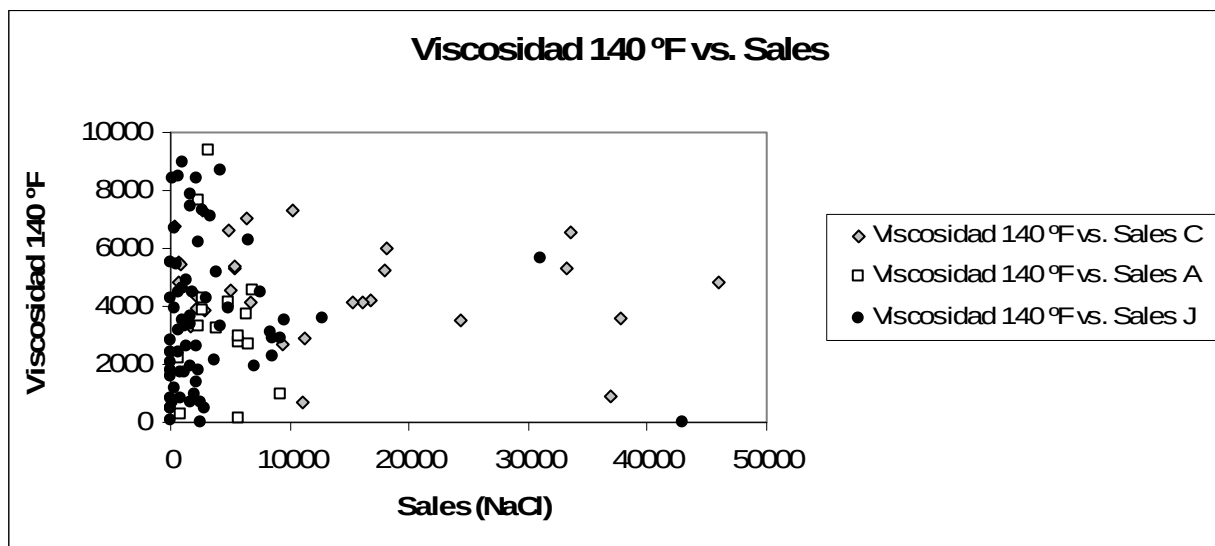
Gráfica # A2. Viscosidad 210 °F (cp) vs. Profundidad (pies).



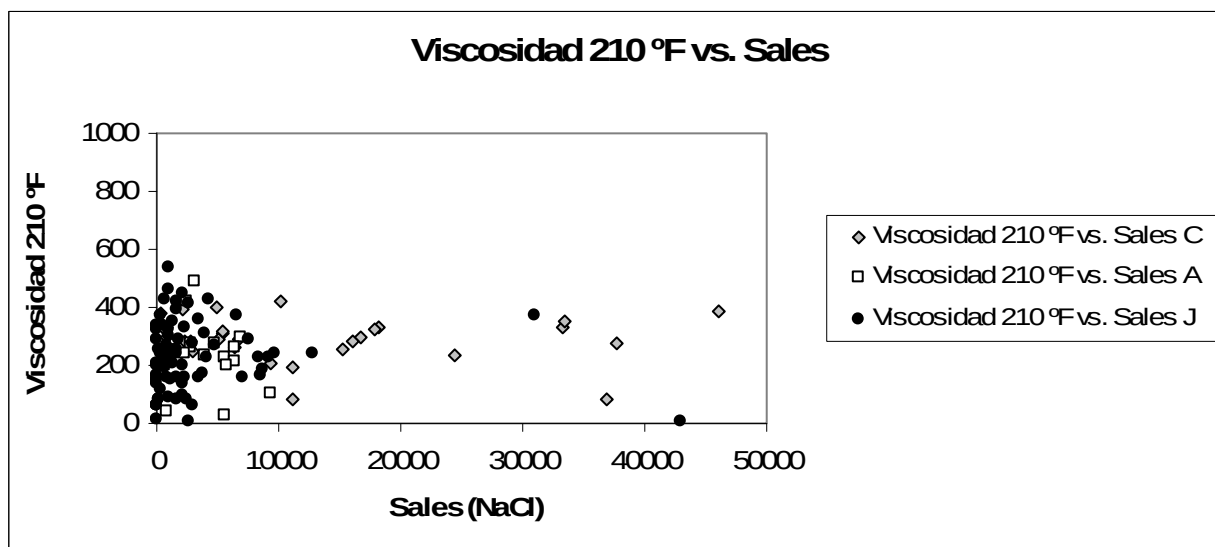
Gráfica # A3. Viscosidad 140 °F (cp) vs. °API.



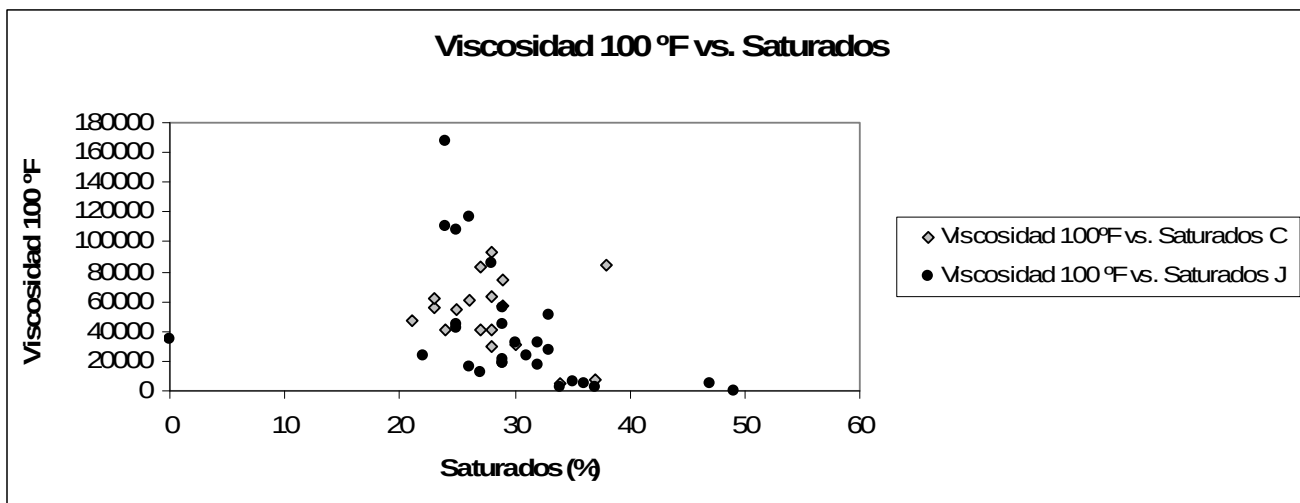
Gráfica # A4. Viscosidad 100 °F (cp) vs. Sales.



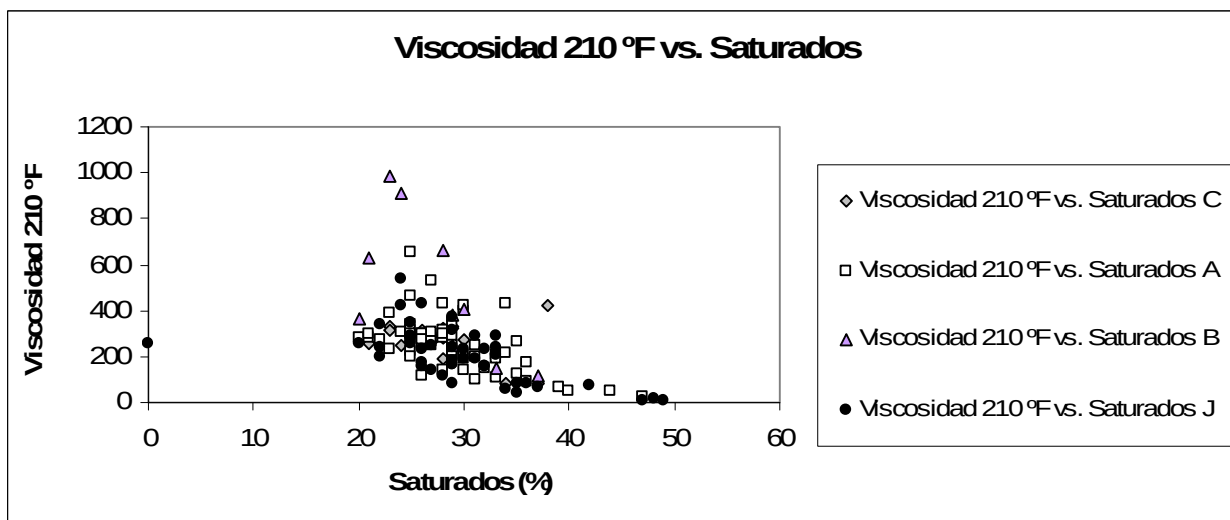
Gráfica # A5. Viscosidad 140 °F (cp) vs. Sales.



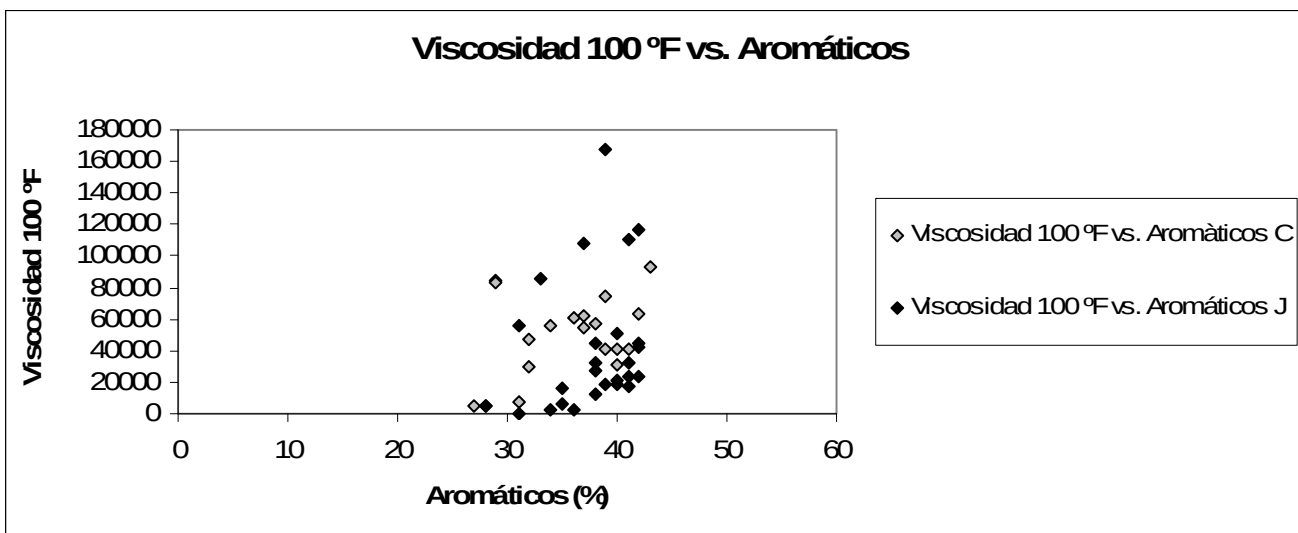
Gráfica # A6. Viscosidad 210 °F (cp) vs. Sales.



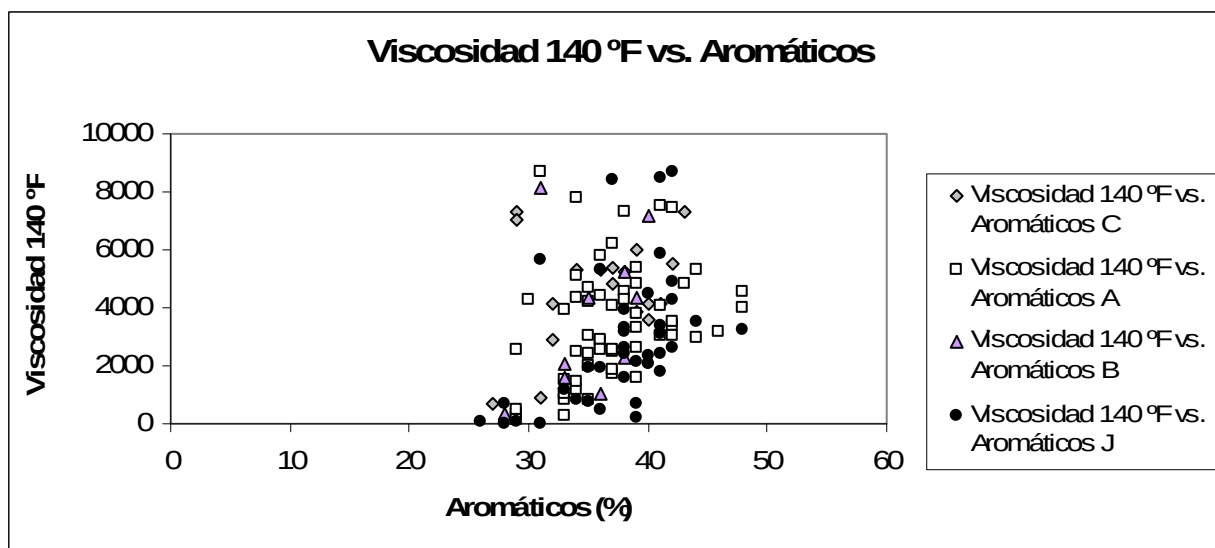
Gráfica # A7. Viscosidad 100 °F (cp) vs. Saturados.



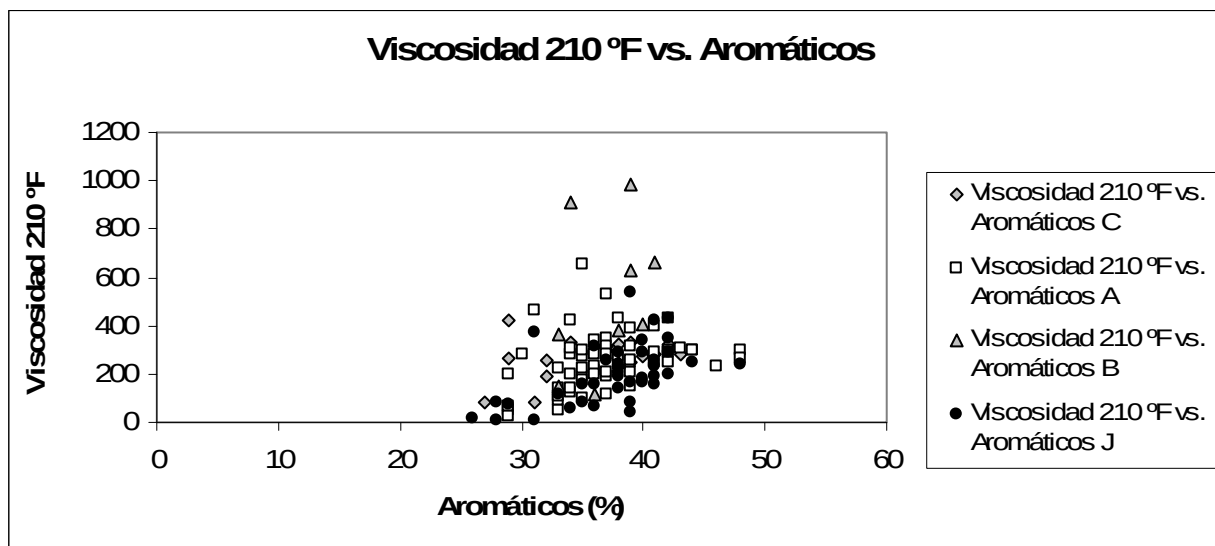
Gráfica # A8. Viscosidad 210 °F (cp) vs. Saturados.



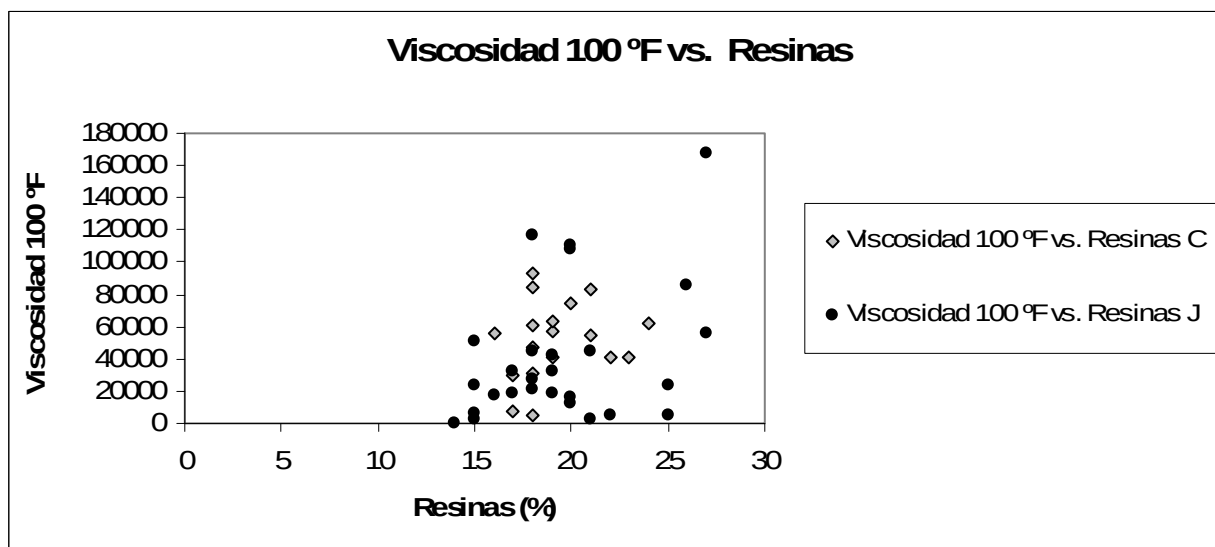
Gráfica # A9. Viscosidad 100 °F (cp) vs. Aromáticos.



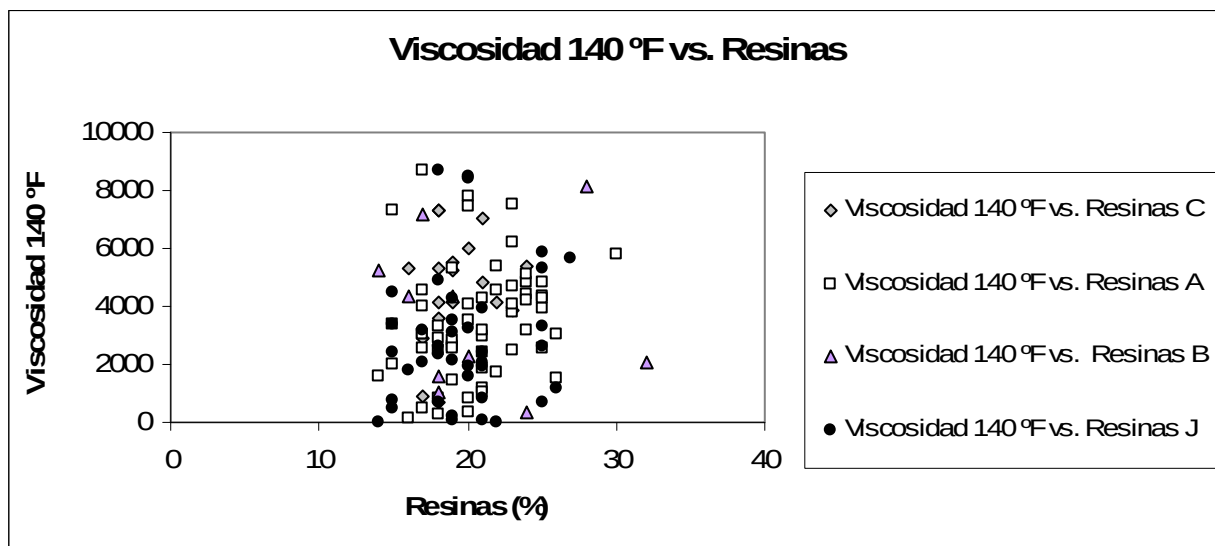
Gráfica # A10. Viscosidad 140 °F (cp) vs. Aromáticos.



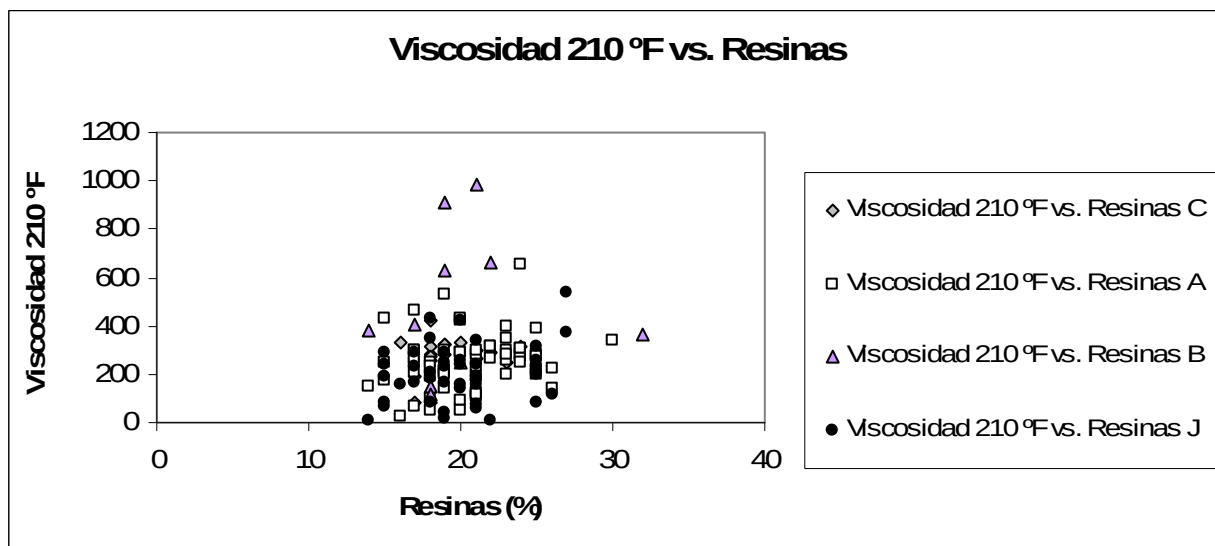
Gráfica # A11. Viscosidad 210 °F (cp) vs. Aromáticos.



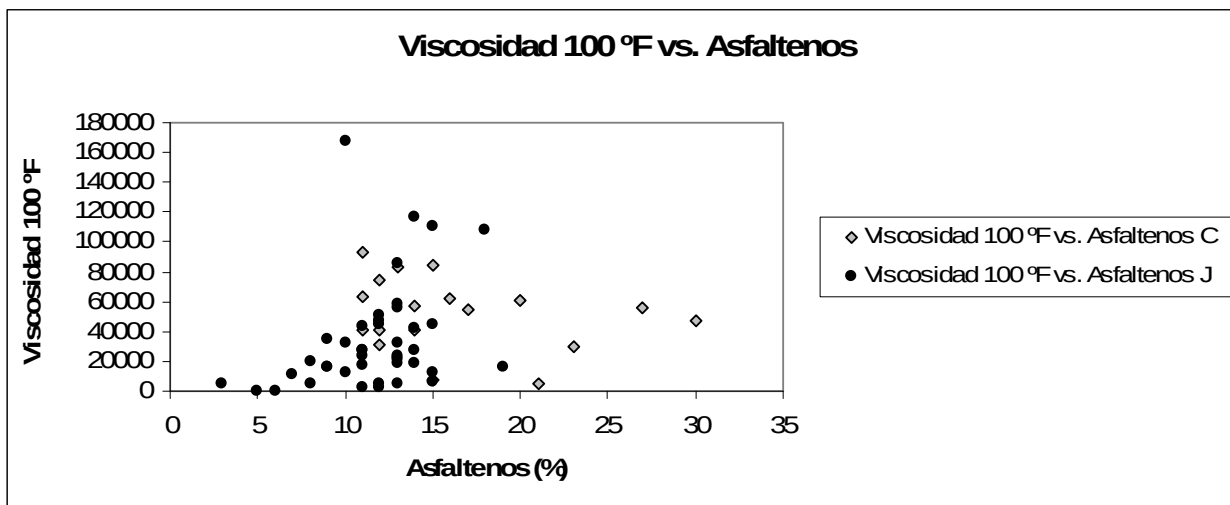
Gráfica # A12. Viscosidad 100 °F (cp) vs. Resinas.



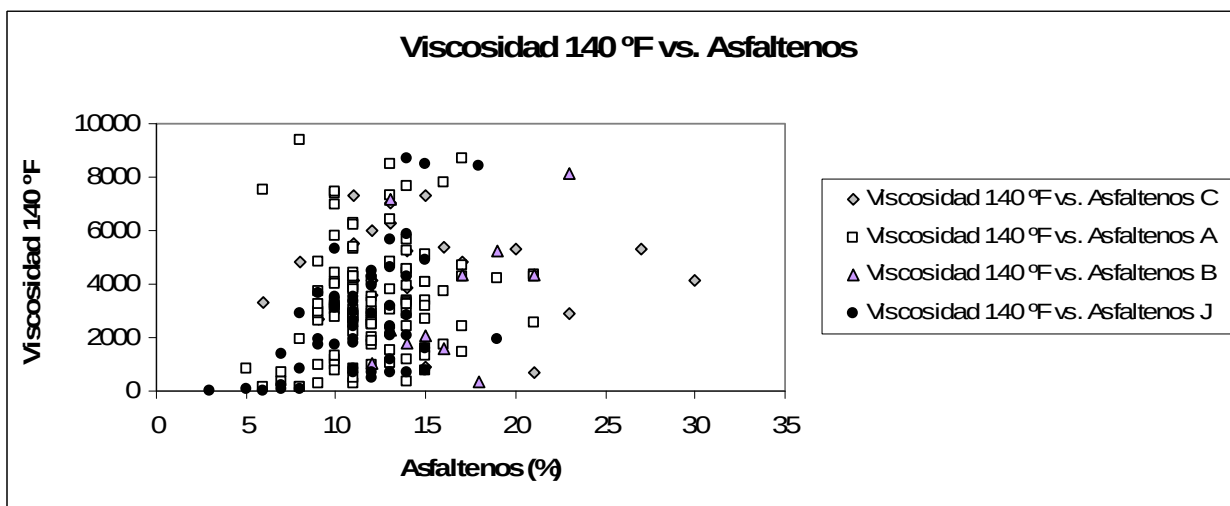
Gráfica # A13. Viscosidad 140 °F (cp) vs. Resinas.



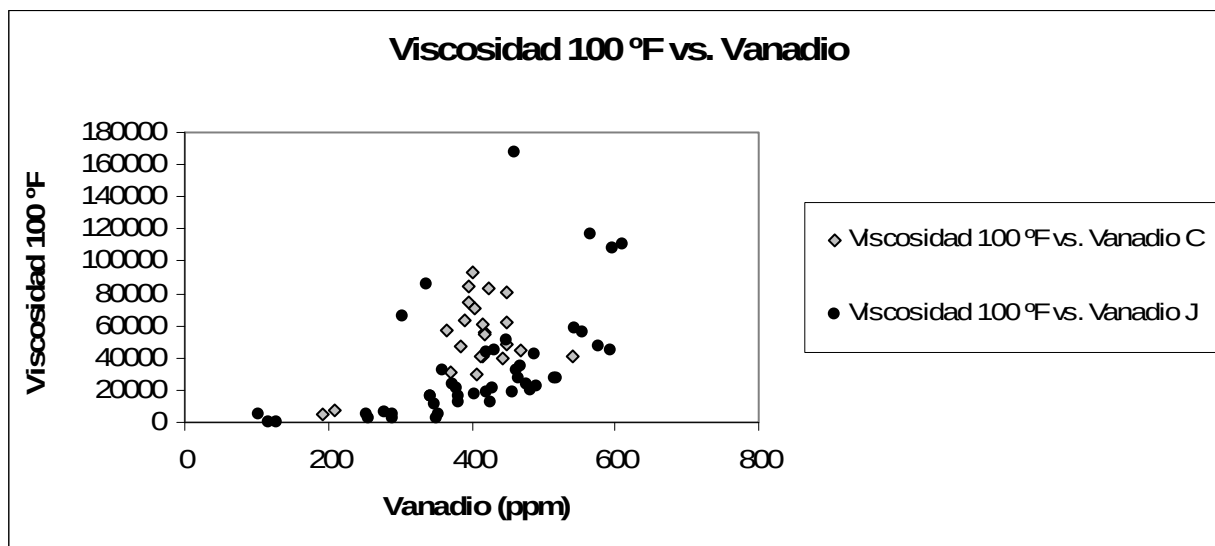
Gráfica # A14. Viscosidad 210 °F (cp) vs. Resinas.



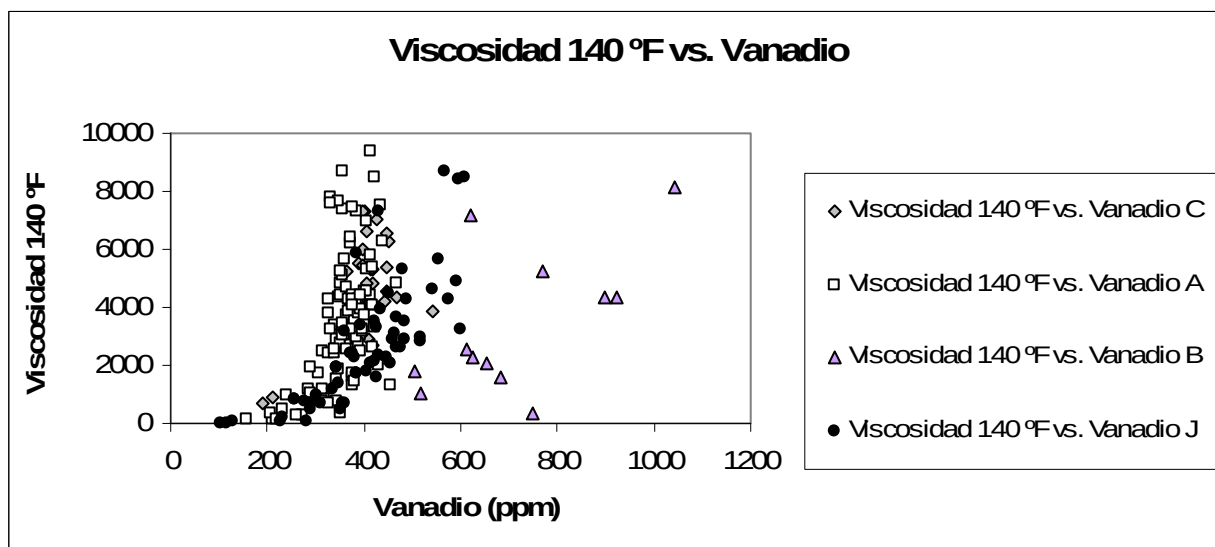
Gráfica # A15. Viscosidad 100 °F (cp) vs. Asfaltenos.



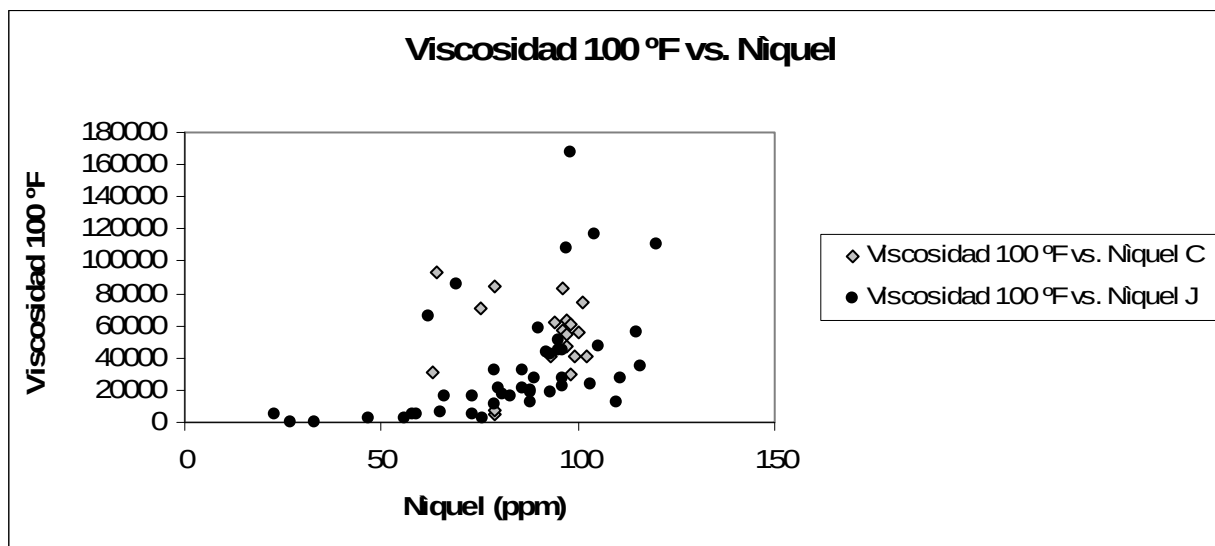
Gráfica # A16. Viscosidad 140 °F (cp) vs. Asfaltenos.



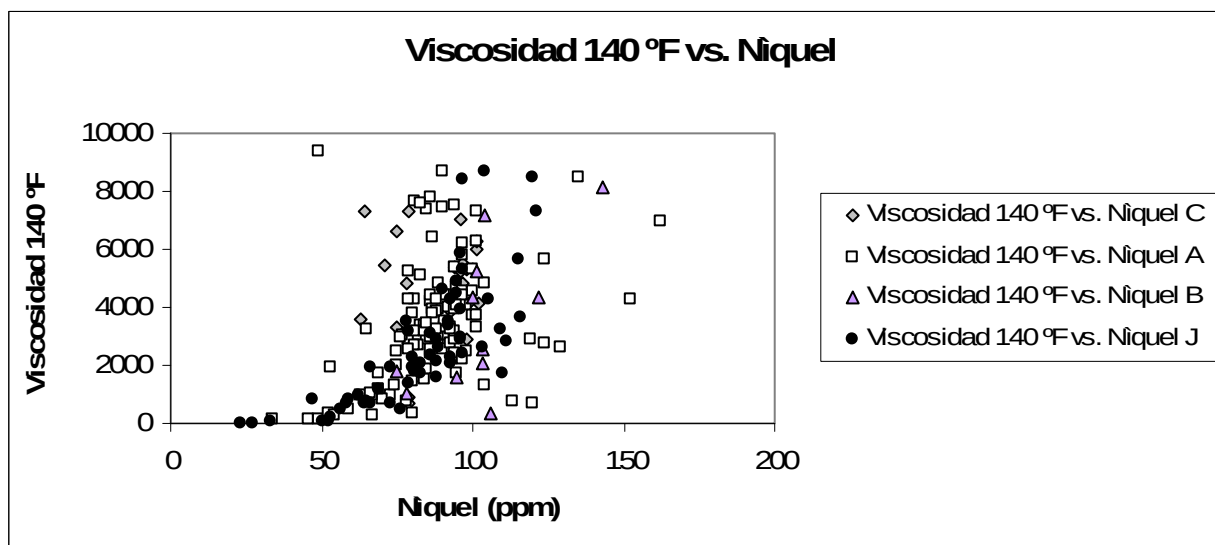
Gráfica # A17. Viscosidad 100 °F (cp) vs. Vanadio.



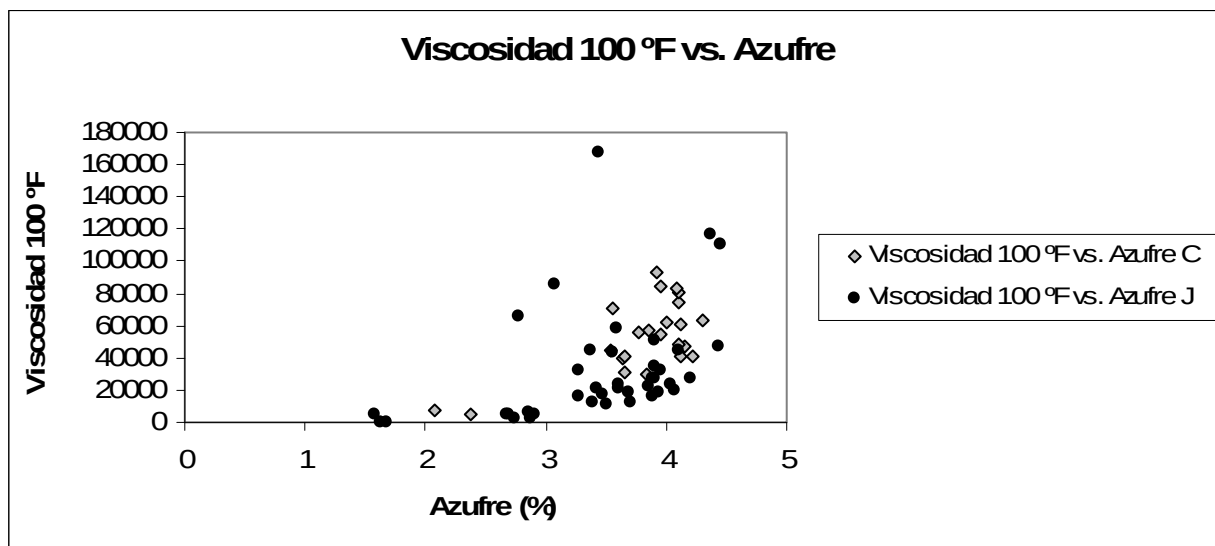
Gráfica # A18. Viscosidad 140 °F (cp) vs. Vanadio.



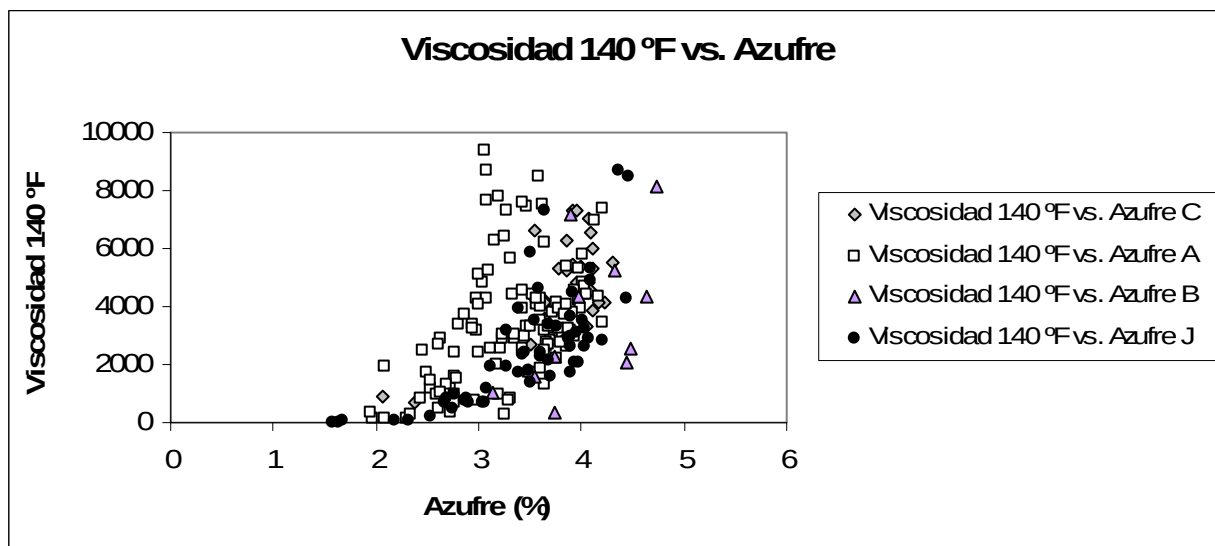
Gráfica # A19. Viscosidad 100 °F (cp) vs. Níquel.



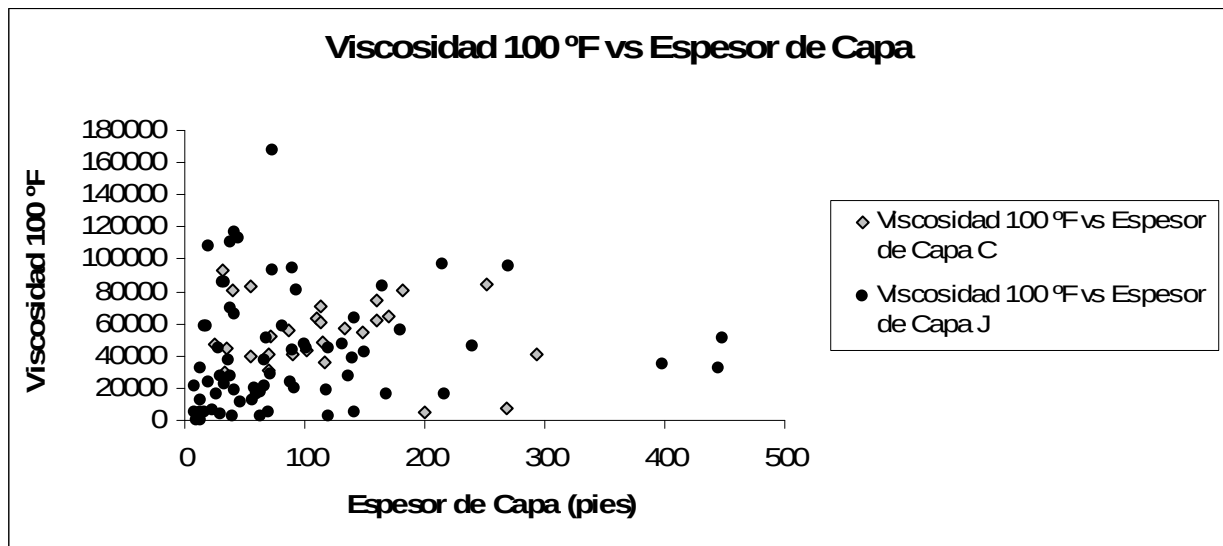
Gráfica # A20. Viscosidad 140 °F (cp) vs. Níquel



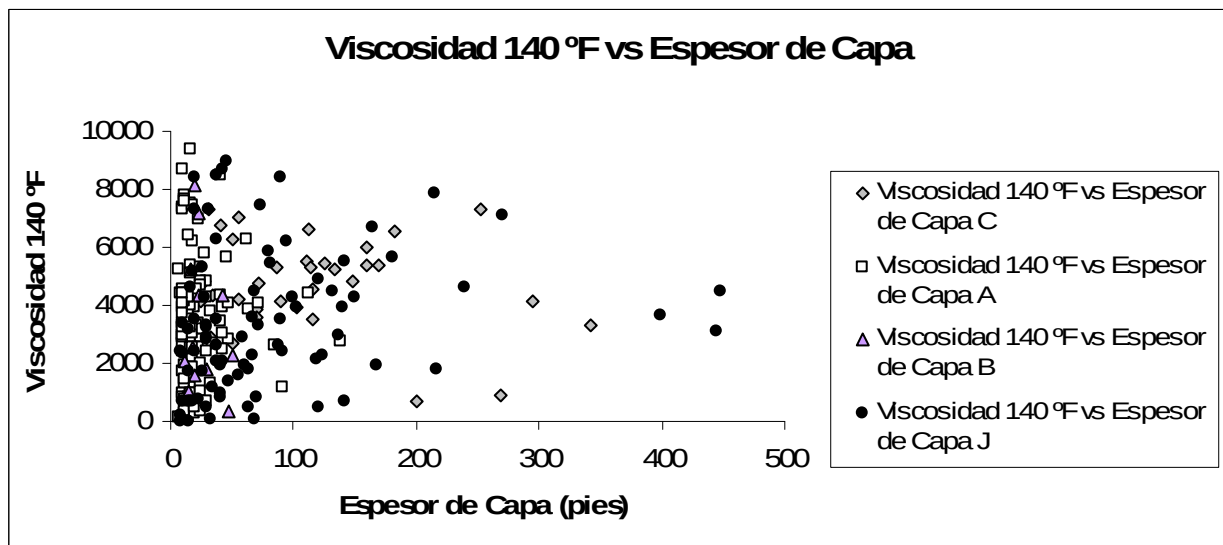
Gráfica # A21. Viscosidad 100 °F (cp) vs. Azufre.



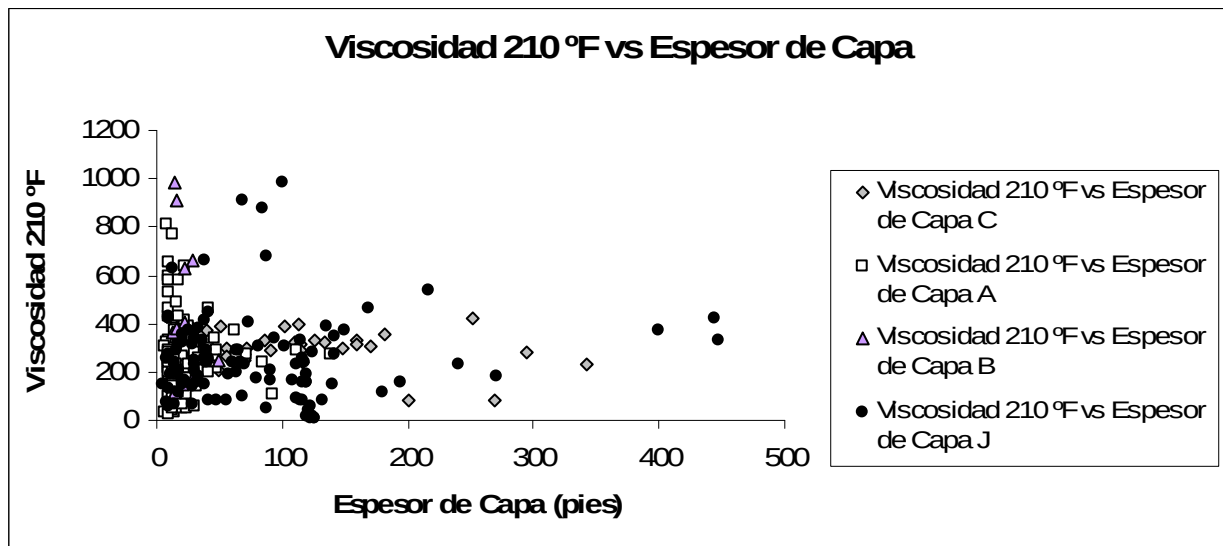
Gráfica # A22. Viscosidad 140 °F (cp) vs. Azufre.



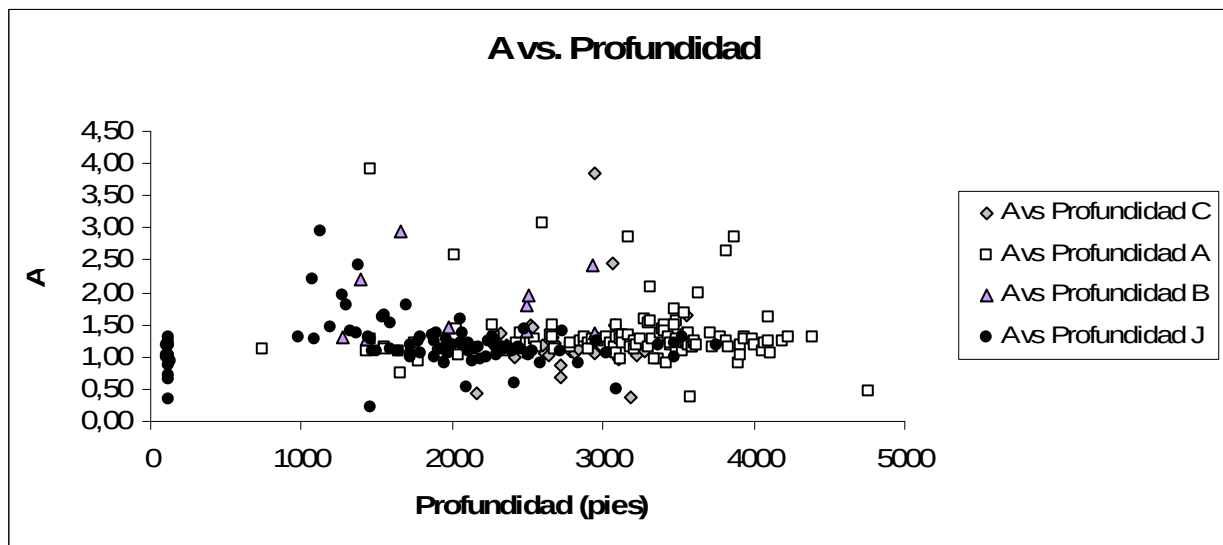
Gráfica # A23. Viscosidad 100 °F (cp) vs. Espesor de Capa.



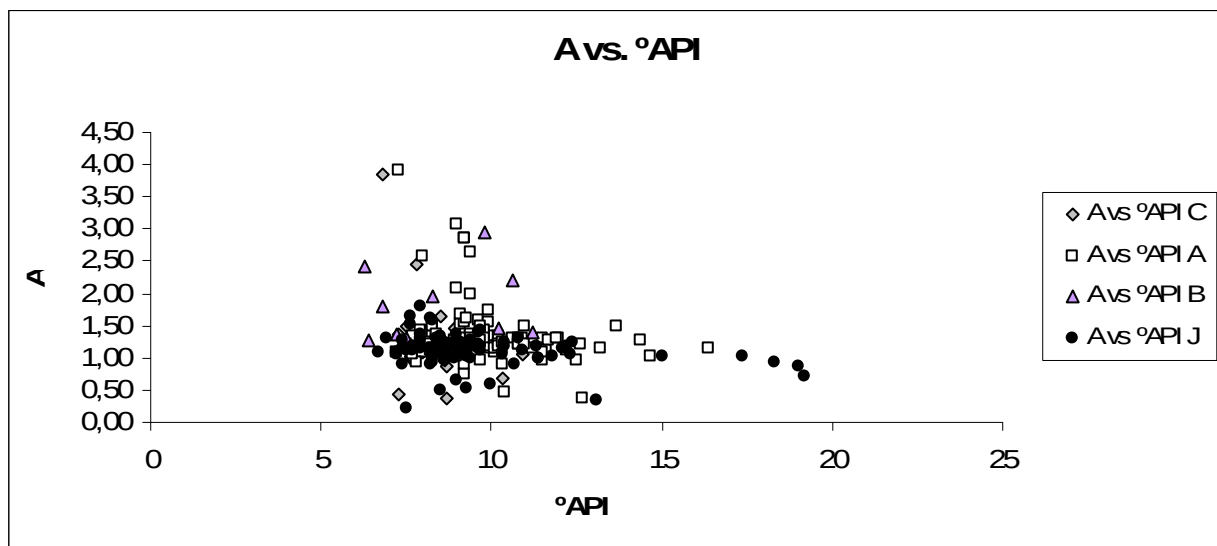
Gráfica # A24. Viscosidad 140 °F (cp) vs. Espesor de Capa.



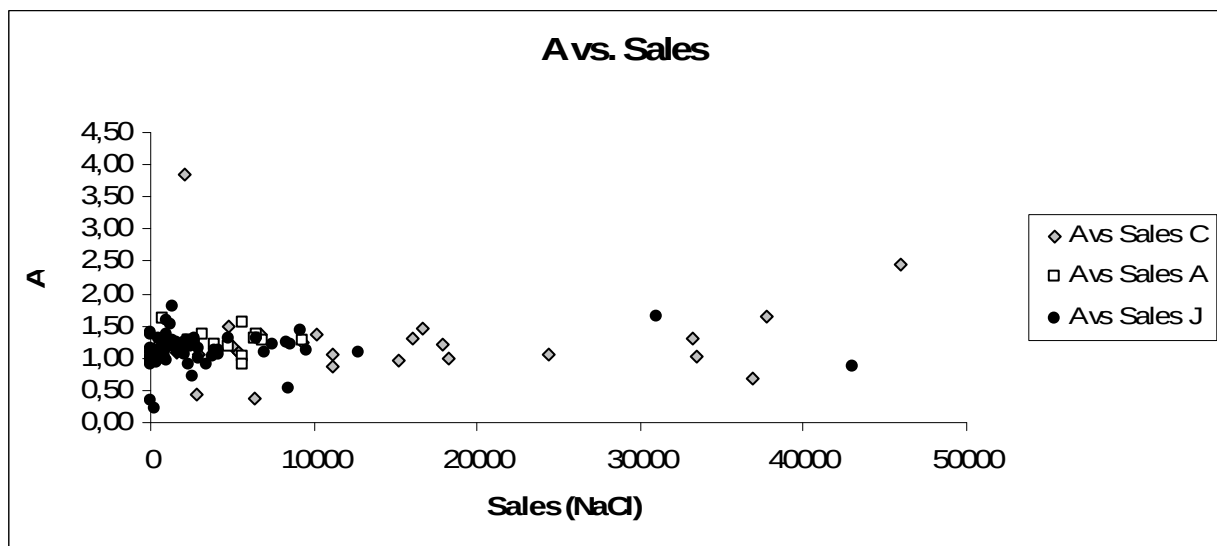
Gráfica # A25. Viscosidad 210 °F (cp) vs. Espesor de Capa.



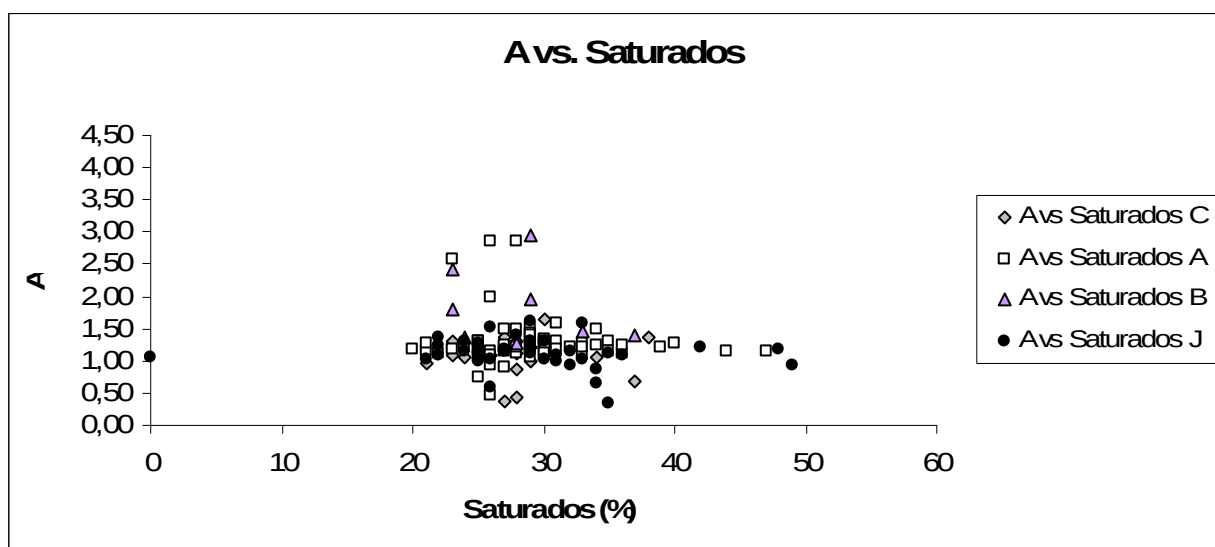
Gráfica # A26. Constante A (Ecuación Andrade) vs. Profundidad.



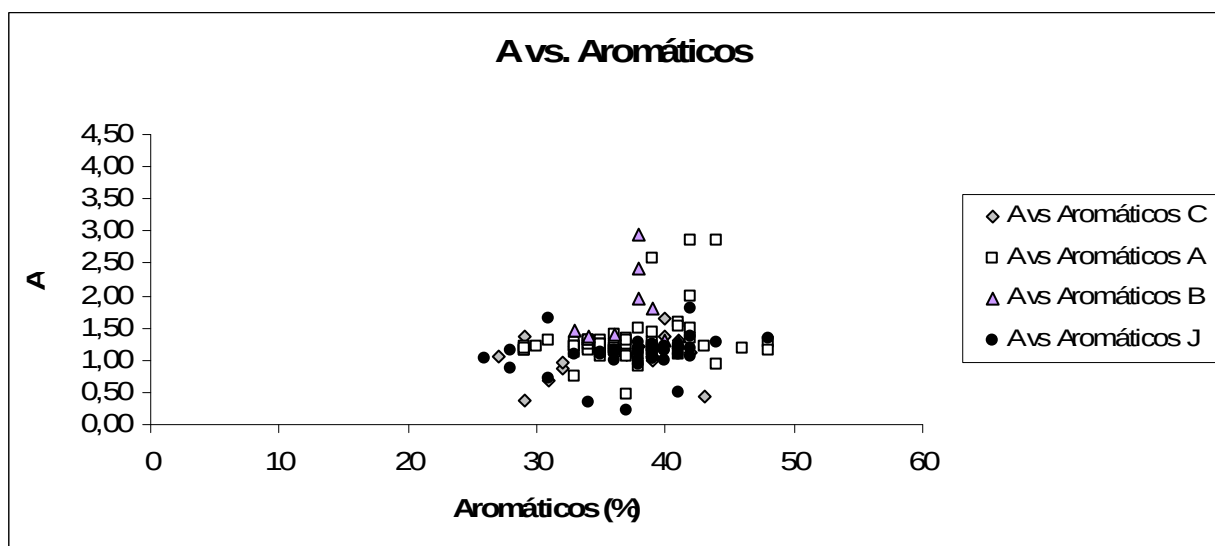
Gráfica # A27. Constante A (Ecuación Andrade) vs. °API



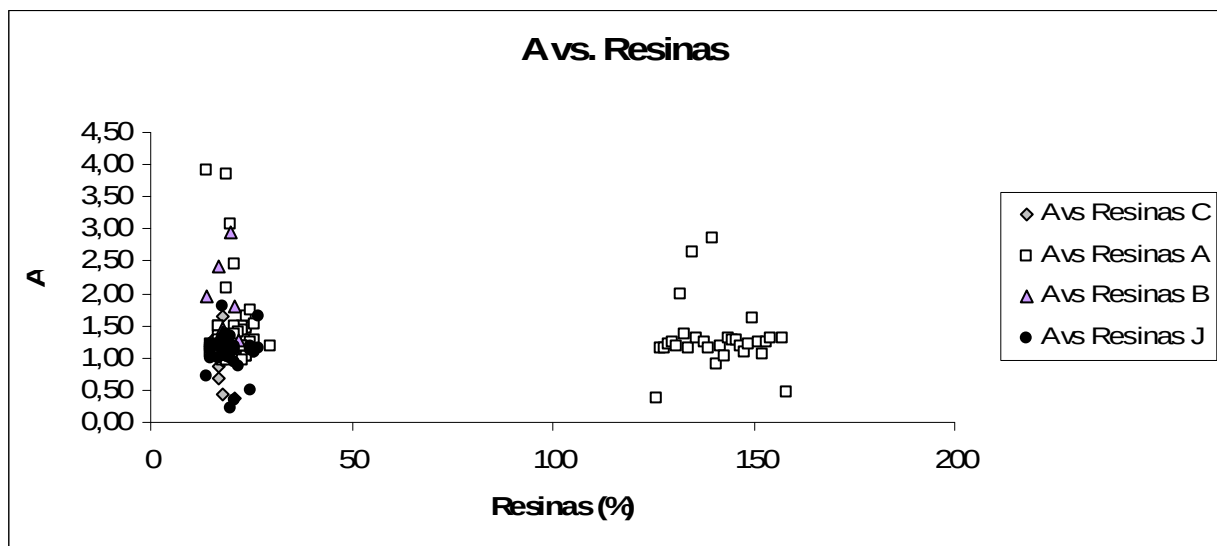
Gráfica # A28. Constante A (Ecuación Andrade) vs. Sales.



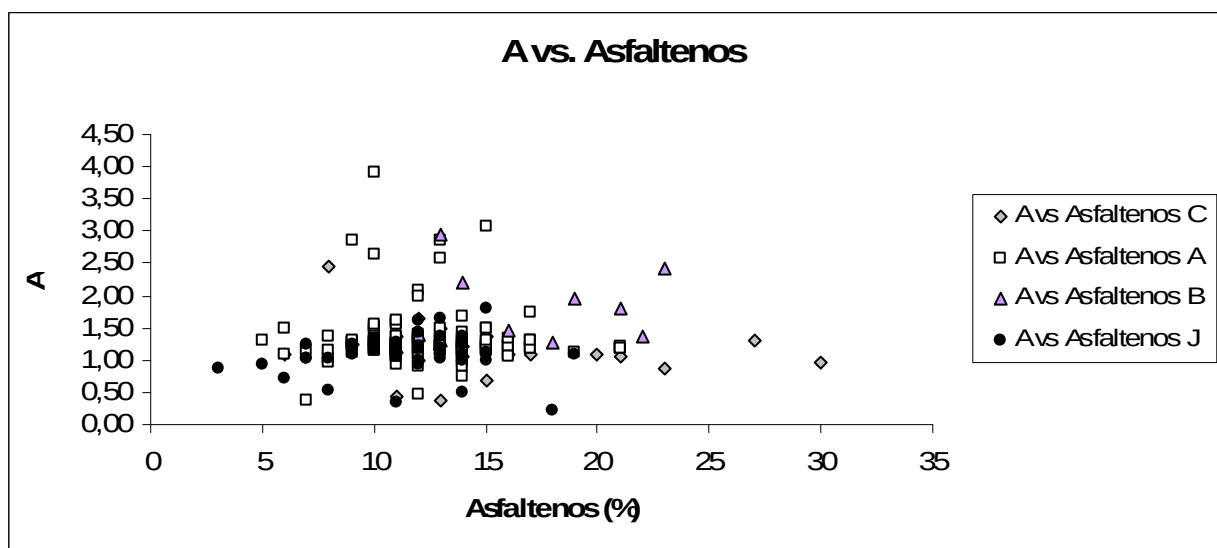
Gráfica # A29. Constante A (Ecuación Andrade) vs. Saturados.



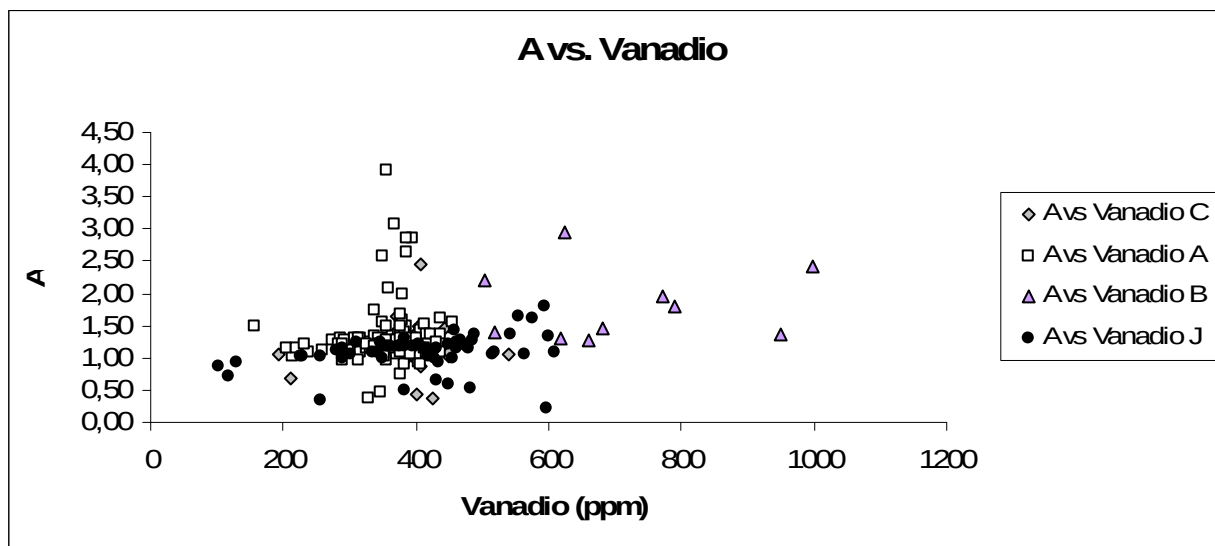
Gráfica # A30. Constante A (Ecuación Andrade) vs. Aromáticos.



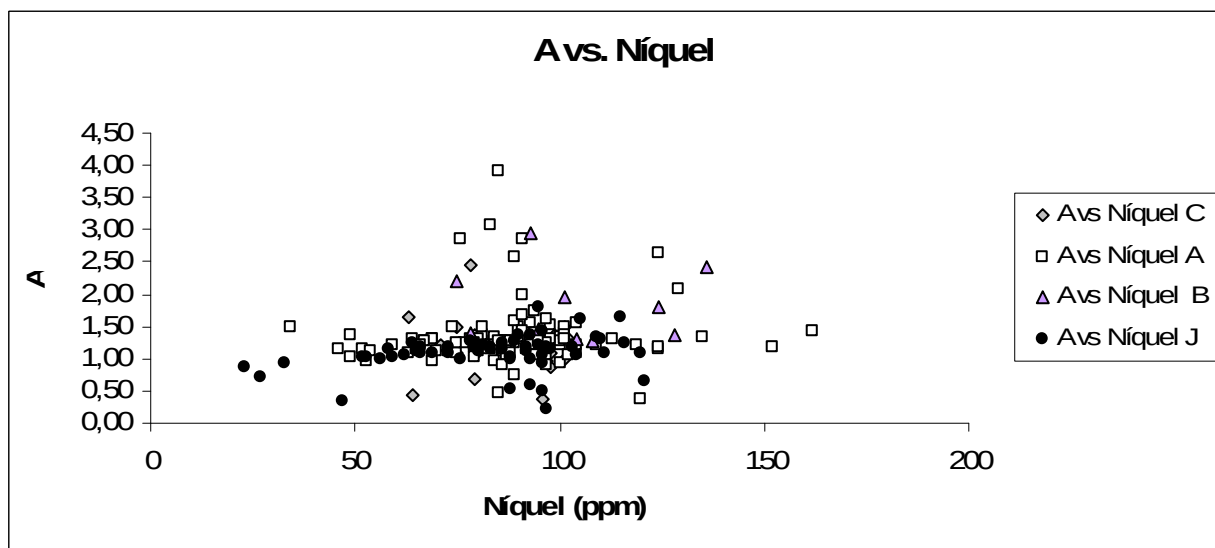
Gráfica # A31. Constante A (Ecuación Andrade) vs. Resinas.



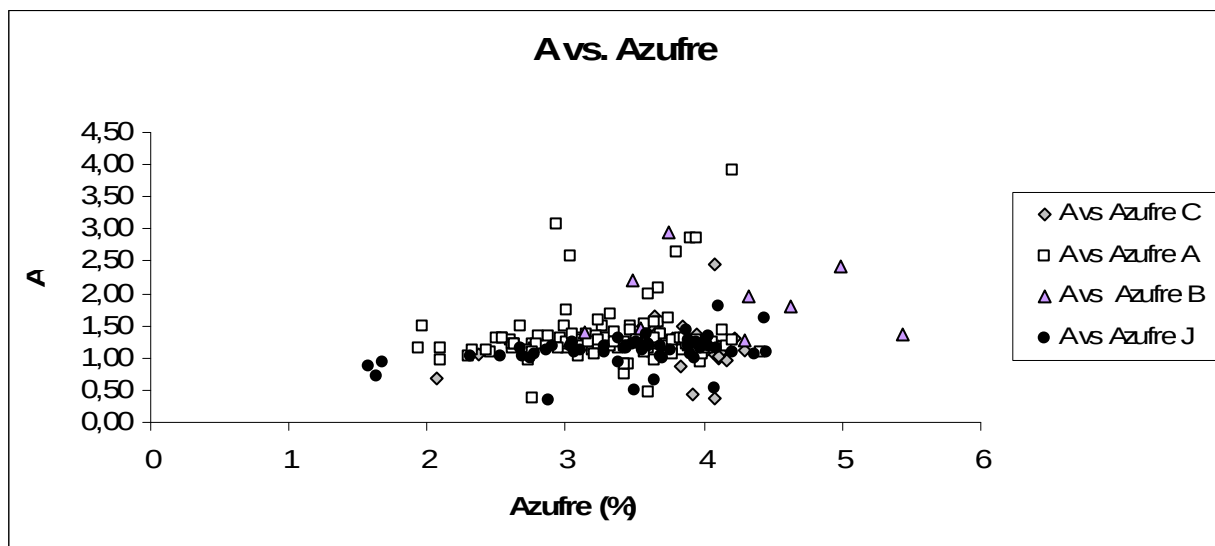
Gráfica # A32. Constante A (Ecuación Andrade) vs. Asfaltenos.



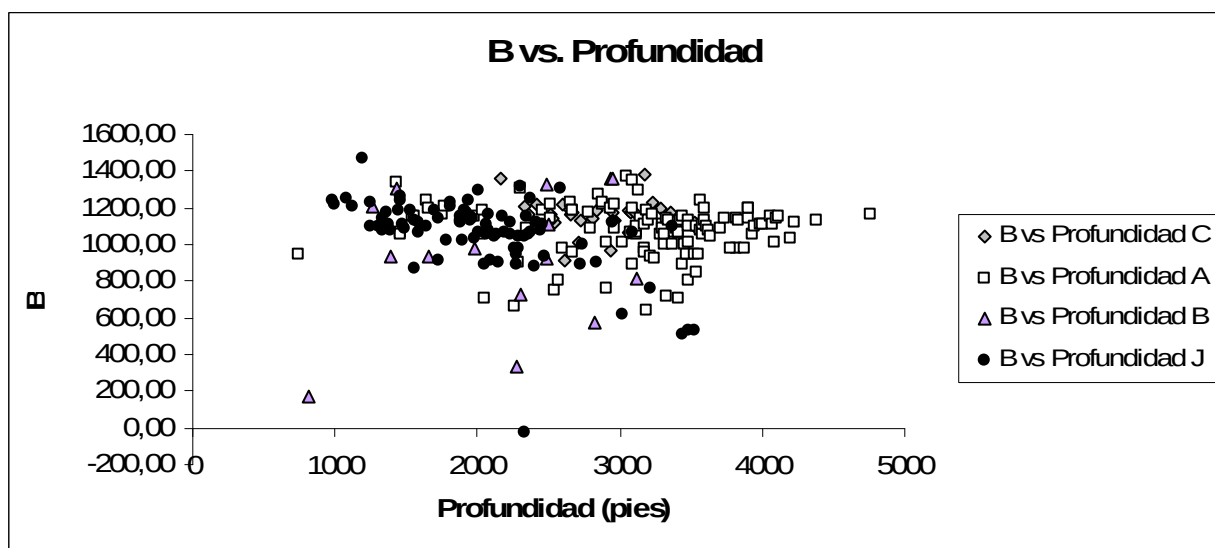
Gráfica # A33. Constante A (Ecuación Andrade) vs. Vanadio.



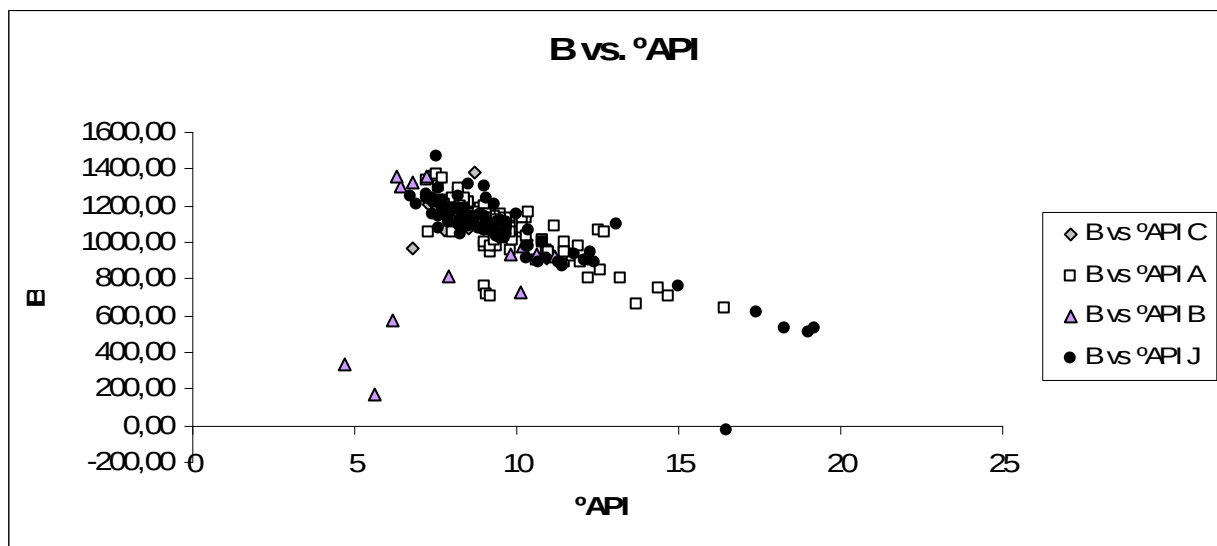
Gráfica # A34. Constante A (Ecuación Andrade) vs. Níquel.



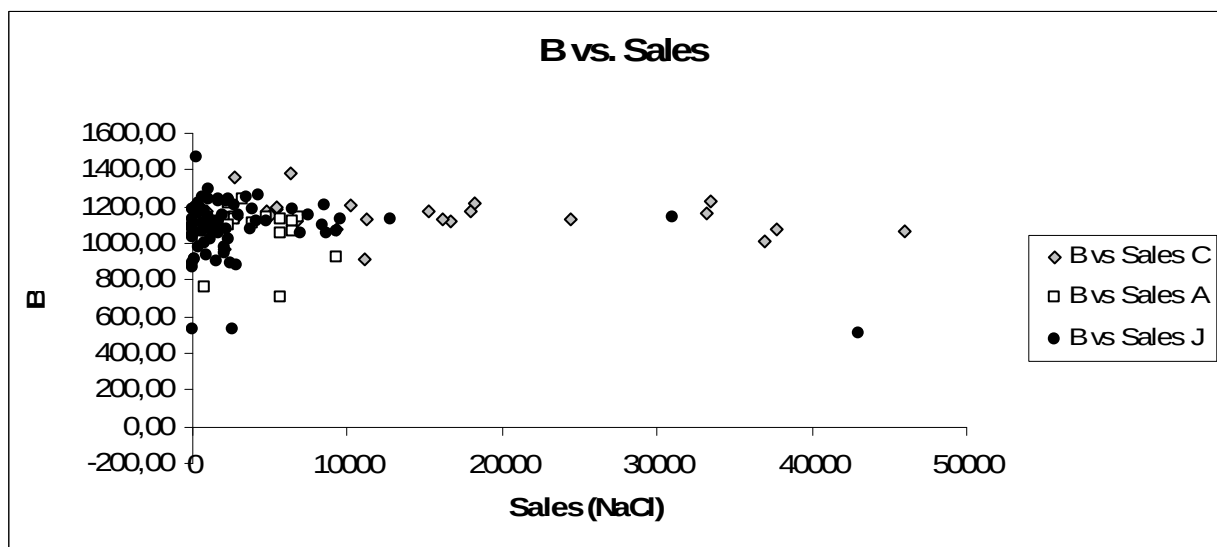
Gráfica # A35. Constante A (Ecuación Andrade) vs. Azufre.



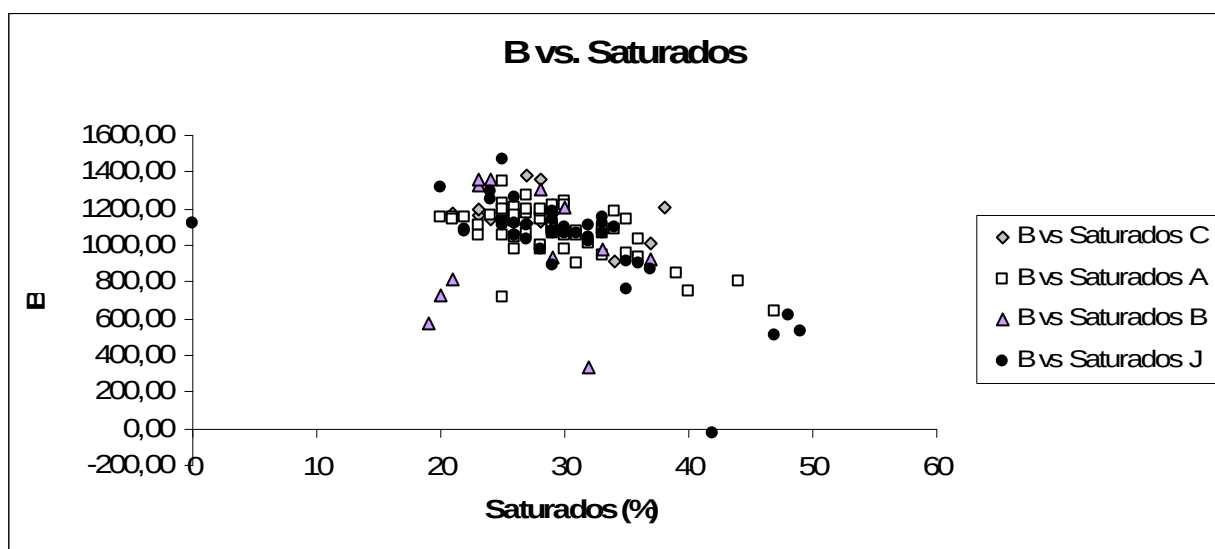
Gráfica # A36. Constante B (Ecuación Andrade) vs. Profundidad.



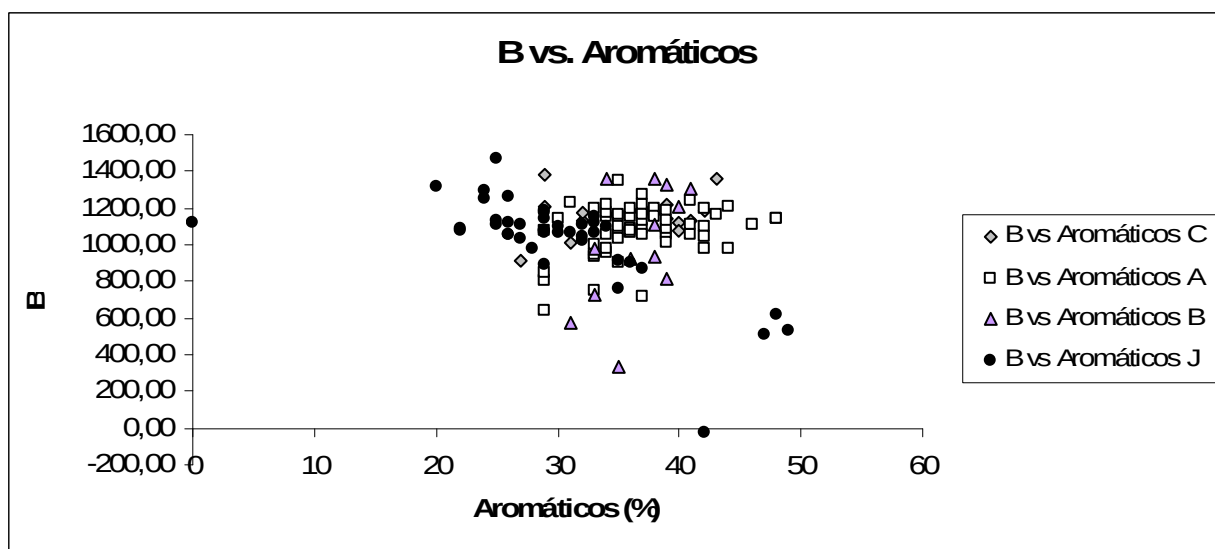
Gráfica # A37. Constante B (Ecuación Andrade) vs. °API.



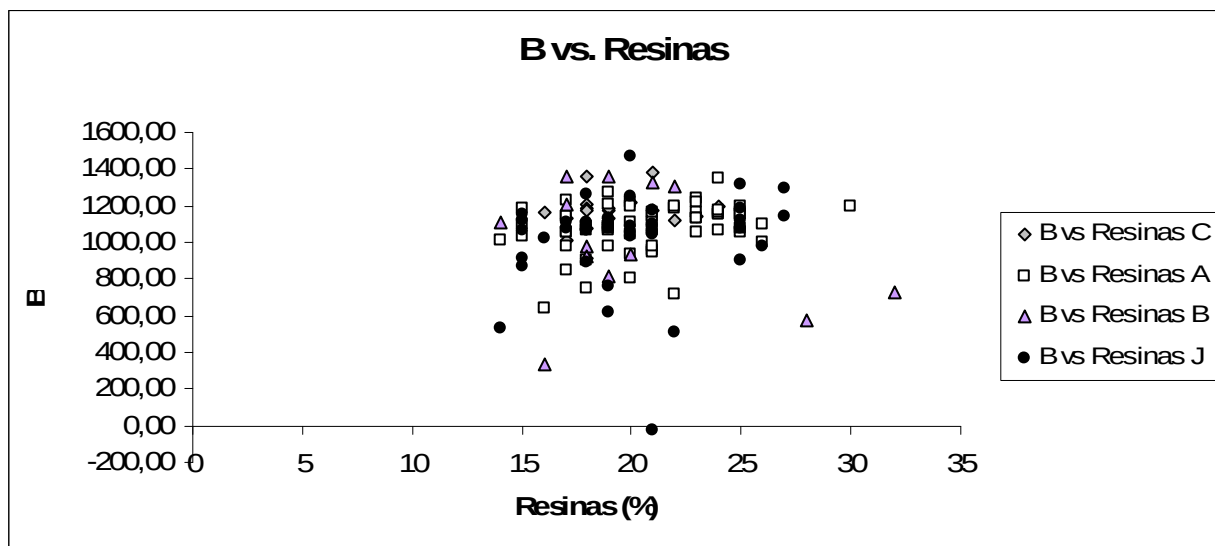
Gráfica # A38. Constante B (Ecuación Andrade) vs. Sales.



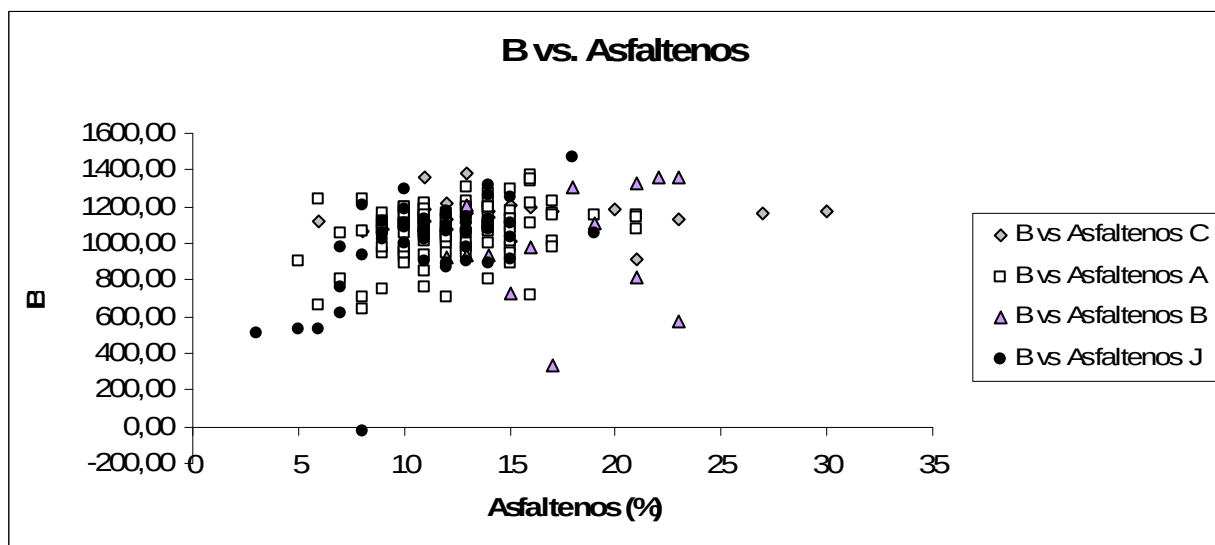
Gráfica # A39. Constante B (Ecuación Andrade) vs. Saturados.



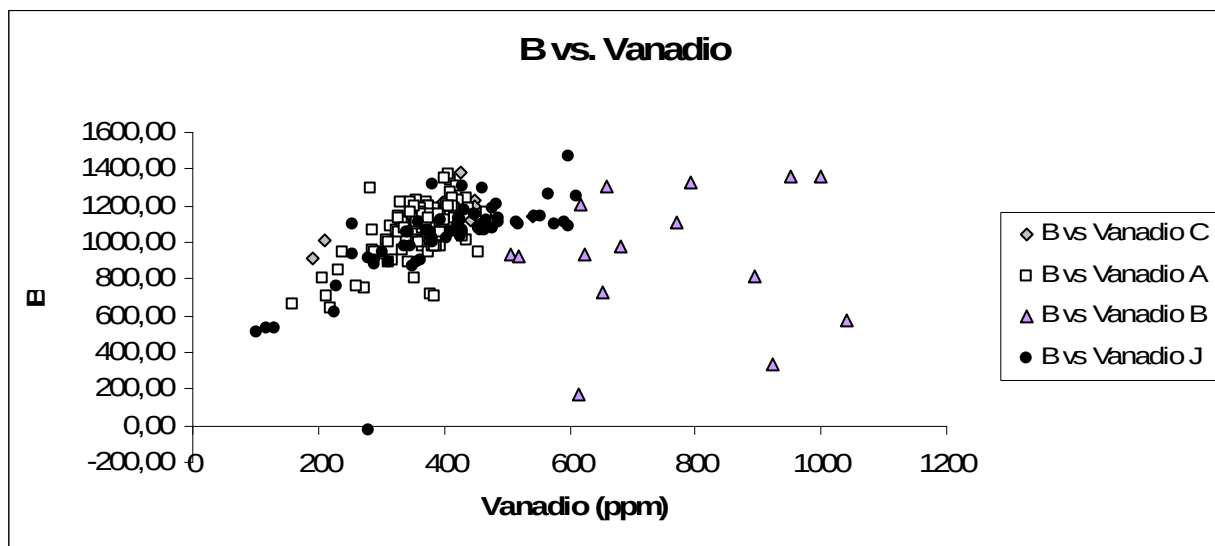
Gráfica # A40. Constante B (Ecuación Andrade) vs. Aromáticos.



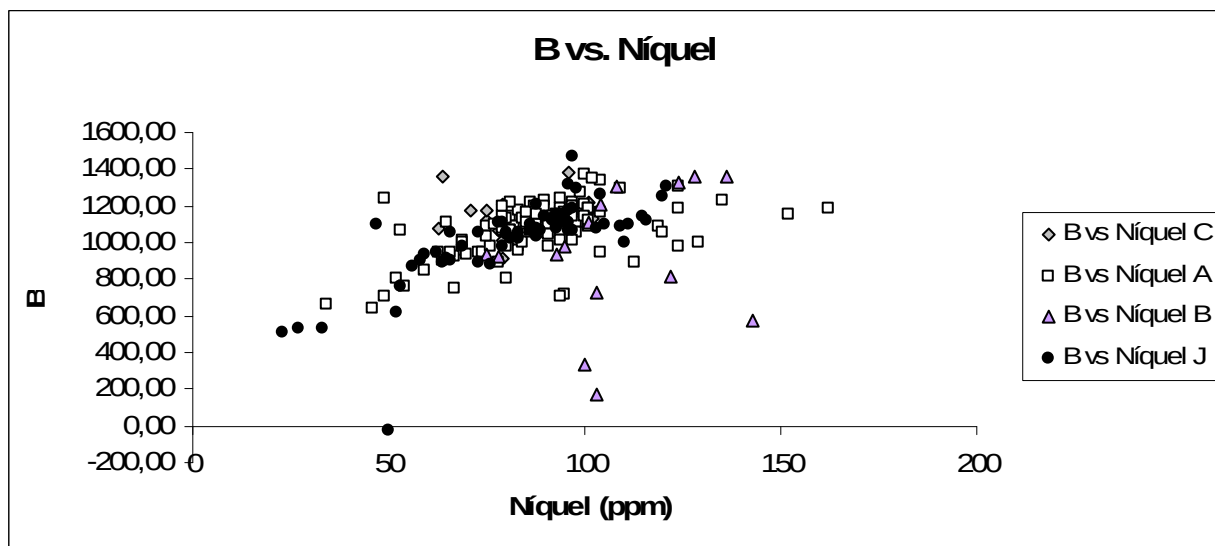
Gráfica # A41. Constante B (Ecuación Andrade) vs. Resinas.



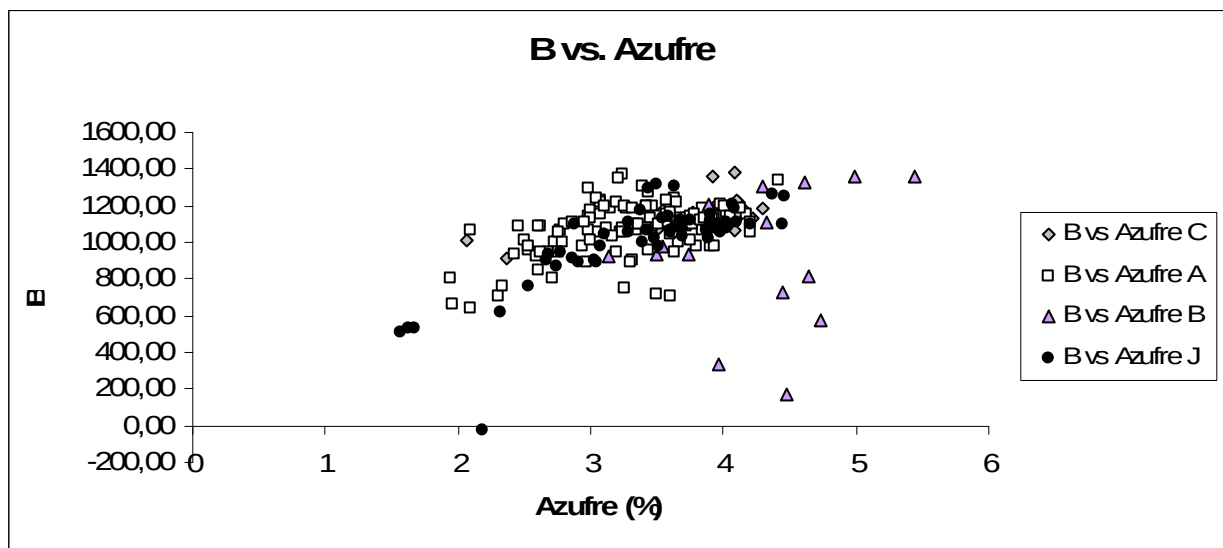
Gráfica # A42. Constante B (Ecuación Andrade) vs. Asfaltenos.



Gráfica # A43. Constante B (Ecuación Andrade) vs. Vanadio.



Gráfica # A44. Constante B (Ecuación Andrade) vs. Níquel.



Gráfica # A45. Constante B (Ecuación Andrade) vs. Azufre.

APÉNDICE III. Ecuación de Andrade.

Ecuación de Andrade:

$$\eta = A e^{(B/T)}$$

$$\eta_1 = A e^{(B/T_1)}$$

$$\eta_2 = A e^{(B/T_2)}$$

$$\eta_1 / \eta_2 = e^{(B/T_1 - B/T_2)}$$

$$\ln \eta_1 - \ln \eta_2 = B/T_1 - B/T_2 = (1/T_1 - 1/T_2) = B (T_2 - T_1 / T_1 \cdot T_2)$$

$$\ln \eta_1 - \ln \eta_2 = B (T_2 - T_1 / T_1 \cdot T_2)$$

$$B = \frac{(\ln \eta_1 - \ln \eta_2) (T_1 \cdot T_2)}{T_2 - T_1}$$

$$\eta_1 = A e^{(B/T_1)}$$

$$A = \eta_1 / e^{(B/T_1)} = \eta_1 e^{-(B/T_1)}$$

$$A = \eta_1 e^{-(B/T_1)} = \eta_2 e^{-(B/T_2)}$$

Donde:

η es la viscosidad, A es una constante y B es la energía de activación del flujo