



UNIVERSIDAD DE MATANZAS
"CAMILO CIENFUEGOS"
FACULTAD DE INGENIERIAS QUÍMICA – MECANICA.

MONOGRAFÍA

Caracterización estadística de las mezclas de petróleo crudo nacional mejorado suministradas a las Centrales Termoeléctricas de Matanzas y Santa Cruz.

Autores: Ing. Juan Landa García, Ms C.
Ing. Allister A. Honeywell
Ing. Carlos Alberto Núñez Castillo
Ing. Teresita Rodríguez Nogueira, Dr. C.

Noviembre, 2006

Título: Caracterización estadística de las mezclas de petróleo crudo nacional mejorado suministradas a las Centrales Termoeléctricas de Matanzas y Santa Cruz.

Autores: Ing. Juan Landa García
Profesor Auxiliar
Centro de Estudios de Combustión y Energía
Universidad de Matanzas “Camilo Cienfuegos”

Ing. Allister A. Honeywell
Universidad de Matanzas “Camilo Cienfuegos”

Ing. Carlos Alberto Núñez Castillo
Empresa de Mantenimiento de Centrales Eléctricas
Zona Industrial Final, Matanzas, Cuba

Ing. Teresita Rodríguez Nogueira, Dr. C.
Profesor Auxiliar
Centro de Estudios de Combustión y Energía
Universidad de Matanzas “Camilo Cienfuegos”

Resumen.

En este trabajo se muestran los resultados obtenidos al realizar la caracterización estadística de las mezclas de petróleo crudo nacional mejorado utilizadas como combustible en las centrales termoeléctricas Matanzas y Santa Cruz del Norte en los últimos años, las cuales son producidas en la Empresa del Petróleo de Matanzas, utilizando para ello los reportes de análisis existentes en los laboratorios de dichas entidades, lo que ha permitido establecer en que rango varía la composición de un grupo de compuestos químicos que forman parte de estos combustibles, determinando si se da cumplimiento a sus especificaciones de calidad, clasificarlo y precisar criterios para su correcta explotación, obteniéndose además modelos de regresión de la viscosidad cinemática con la densidad y con la densidad API para las mezclas utilizadas como combustible, lo cual no se ha reportado con anterioridad. Se obtiene un modelo de viscosidad cinemática en función de la temperatura para la mezcla PCNm 1400 utilizada como combustible en la CTE Antonio Guiteras.

Palabras claves: combustible, petróleo pesado, caracterización, composición, regresión, propiedades físicas, modelos.

Introducción.

La caracterización de un combustible es una necesidad vital de la explotación eficiente de los sistemas o procesos que lo insumen, ya que permite la toma de medidas para su correcta explotación o diseño. En el caso del petróleo crudo nacional o de las mezclas combustibles que lo contienen, y que oferta CUPET a las termoeléctricas del país, esta caracterización no se ha realizado a profundidad y los datos que se disponen no han sido generalizados, por lo cual en este trabajo se ha perseguido como **objetivo la generalización de los datos existentes con el fin de obtener una caracterización parcial de las mezclas de petróleo crudo**

nacional insumidas por la CTE Matanzas y Santa Cruz del Norte que permita el desarrollo de tareas de ingeniería que se realizan frecuentemente en sus sistemas de almacenamiento, trasiego, preparación para la combustión y combustión, para lo cual se han procesado estadísticamente los reportes de análisis de los combustibles y se han obtenido modelos matemáticos por vía estadística que correlacionan su viscosidad cinemática con la densidad y con la densidad API y de la viscosidad cinemática con la temperatura para la CTE Antonio Guiteras.

Desarrollo.

Materiales y métodos.

Para efectuar la caracterización del combustible se procedió a valorar la información contenida en los reportes de laboratorio (hojas de análisis), los que conservan la información de los controles sistemáticos de las mezclas combustibles producidas en la Empresa del Petróleo de Matanzas y de la materia prima insumida en la CTE Matanzas, seleccionándose aquellos parámetros de control de operación de mayor uso en la explotación y diseño de los sistemas de almacenamiento, trasiego, preparación para la combustión y combustión, y dentro de estos los que aparecían en un número que, a primera vista, fuera suficiente para obtener la confiabilidad estadística de los resultados. Lamentablemente no se pudo realizar un estudio completo de la composición elemental del combustible pues no se realizan análisis de contenido de carbono, hidrógeno, oxígeno y nitrógeno, siendo analizado entre otros elementos el contenido de azufre, agua del combustible, cenizas y metales que lo componen. Posteriormente se seleccionaron los parámetros estadísticos a utilizar según recomiendan [Cué Muñiz y otros,1987 y Spiegel,1979] Rango, Media, Desviación típica, Coeficiente de variación e intervalo de confiabilidad y que aparecen reportados en (Augusto, R. P., 2001), (Benítez, H.A., 2000), (Canavos, G. C., 1988), (Devore, J. y R. Peck, 1994), los cuales se caracterizan brevemente a continuación, y expresan sus ecuaciones para su cálculo como:

La media aritmética o simplemente media, la más importante medida de tendencia central. Ella representa un valor alrededor del cual oscilan los valores de la variable observada, constituyendo el centro de gravedad de la distribución.

La media de una muestra \bar{X} se calcula como:

$$\bar{X} = \frac{\sum_{i=1}^N X_i}{N} \tag{1}$$

La desviación típica o estándar es usada para caracterizar la dispersión absoluta de una variable y se define como la raíz cuadrada con signo positivo de la varianza. Si se refiere a la desviación típica de una muestra de tamaño N (S) esta se determina como:

$$S = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^N (X_i - \bar{X})^2}{N}} \tag{2}$$

El coeficiente de variación (CV) brinda una medida de la dispersión relativa de un conjunto de datos y permite establecer si los datos están o no dispersos, siendo calculado como:

$$CV = \frac{S}{\bar{X}} * 100\% \tag{3}$$

Si $CV \leq 5\%$ los datos están concentrados alrededor de la media.

Si $5\% \leq CV \leq 12\%$ los datos están normalmente distribuidos alrededor de la media.

Si $CV \geq 12\%$ los datos están muy dispersos.

El intervalo de confianza para la media IC no es mas que el intervalo determinado por dos estadígrafos tales que $x_1 < x_2$ y que satisfacen la condición siguiente $p(x_1 \leq x \leq x_2) = 1 - \alpha$.

La constante $1 - \alpha$ es llamada nivel de confianza, los valores x_1 y x_2 son llamados límites de confianza inferior y superior respectivamente. El intervalo de confiabilidad para la media puede calcularse como:

$$IC = \bar{X} \pm t(p, \gamma) * \frac{S}{\sqrt{N-1}} \quad (4)$$

Donde:

t es el percentil de la distribución t de Student [Perry y otros, 1999].

p; es el valor de la probabilidad fijado.

$\gamma = N - 1$; son los grados de libertad.

N; es el tamaño de la muestra.

Para definir si el número de datos de cada parámetro es suficiente se estableció si la muestra procede de una población normal mediante la aplicación de la prueba de bondad de ajuste y la prueba de normalidad, utilizando como herramienta el software Statgraphics, en cuyo caso se calcula el tamaño de la muestra por la conocida fórmula (Canavos, 1988).

$$n = \frac{\left(Z_{1-\frac{\alpha}{2}} \frac{S}{d} \right)^2}{1 + \frac{1}{N} \left(Z_{1-\frac{\alpha}{2}} \frac{S}{d} \right)^2} \quad (5)$$

Donde:

n – Tamaño de la muestra

N – Tamaño de la población

Z – Valor de la variable aleatoria normal con una probabilidad de $1 - \frac{\alpha}{2}$

α – nivel de significación de la prueba. Se seleccionó el valor de 5%.

d – Error máximo permisible para la variable. Se considera la diferencia absoluta entre el valor medio de la muestra (\bar{X}) y el valor medio poblacional (μ), o sea:

$$d = \left| \mu - \bar{X} \right| \quad (6)$$

Como el valor de μ no se conoce se fija el valor de d en correspondencia con la experiencia del investigador.

El método utilizado consiste en establecer si el tamaño de la muestra es suficiente para reproducir un valor de d dado.

En caso que la muestra no proceda de una población normal se calcula el valor de n con el fin de tener una idea de cuan alejado se está de brindar un resultado estadísticamente confiable.

La clasificación de un combustible resulta de utilidad ya que permite predefinir, en algunos casos, el tratamiento a que este debe ser sometido antes de atomizarlo, por ejemplo, si es necesario usar aditivos y en dicho caso que tipo y cantidad, los valores de parámetros de explotación a los cuales debe funcionar el generador de vapor para una adecuada combustión, como temperatura de calentamiento, etc. Al clasificar los petróleos se considera un grupo de parámetros que los caracterizan y le imprimen determinadas peculiaridades durante su explotación como son, entre otros, el contenido de azufre y vanadio y el valor de su viscosidad cinemática.

Los petróleos se clasifican según el contenido de azufre como se indica en la Tabla 1.

Tabla 1. Clasificación de los petróleos de acuerdo a su contenido de azufre.

Contenido de azufre S(%)	(Verde Padrón, 1982)	(Pérez Garay, 1986)
< 0,5	dulce	De bajo contenido
>0,5	Agrio o amargo	
0,5 y 1	-	De contenido medio
1 a 3,5	-	De alto contenido

Según Rodríguez et al (2000) la Norma Ramal 1056 del Ministerio Cubano de la Industria Básica (MINBAS) establece las especificaciones de calidad de los petróleos combustibles que se emplean en hornos y calderas. De acuerdo con su viscosidad cinemática a 50 °C, se clasifican en; petróleo ligero (PCL), aquellos que su viscosidad es menor o igual a 180 cSt; petróleo combustible mediano (PCM), su viscosidad varía de 181 hasta 320 cSt y petróleo combustible pesado (PCP) cuya viscosidad oscila entre el rango de 321 a 650 cSt.

Otra clasificación, recomendada por el Instituto Mexicano del Petróleo, aparece publicada en Acerca del Petróleo (2003) (Ver Tabla 2), toma como punto de partida la densidad y la densidad API del petróleo.

Tabla 2. Clasificación del petróleo crudo de acuerdo con su densidad.

Densidad (° API)	Densidad (g/cm ³)	Clasificación del petróleo crudo
<10.0	>1.0	Extra pesado
10.0-22.3	1.0-0.92	Pesado
22.3-31.1	0.92-0.87	Mediano
31.1-39	0.87-0.83	Ligero
>39	<0.83	Superligero

Nancy Rodríguez González (Rodríguez, 1999) cita a Andrade y a Argentina Drew Chemical Corporation los cuales clasifican los petróleos combustibles de acuerdo a su contenido de vanadio según se reporta en la Tabla 3, señalando los problemas potenciales que un contenido dado de este contaminante puede provocar.

Tabla 3. Clasificación de los petróleos combustibles de acuerdo a su contenido de vanadio y problemas potenciales que estas impurezas provocan.

Contenido de vanadio (mg/l)	Clasificación	Problemas potenciales
<50	Contenido bajo	normalmente no causa problemas
50-100	Contenido moderado	puede ser causante de algunos problemas
100-200	Contenido alto	usualmente causan problemas del lado de fuego, a menos que las condiciones al quemarlo eviten las dificultades potenciales
200-300	Contenido muy alto	necesita normalmente de tratamiento con aditivos

>300	Contenido muy elevado	requiere de grandes dosis de aditivos
------	-----------------------	---------------------------------------

Las especificaciones de calidad de las mezclas de petróleo crudo nacional insumidas en estas centrales termoeléctricas se reportan en la Tabla 4.

Tabla 4. Especificaciones de calidad de las mezclas de petróleo crudo nacional mejorado PCNm 1400 y 1100 del año 2003.

Parámetro	PCNm-1400*	PCNm-1100
Viscosidad a 50 °C (cSt)	Máx. 1400	Máx. 1100
Densidad (gr/cm ³)	Máx. 0,9994	Máx. 0,9994
Densidad API (°API)	Mín. 10,0	Mín. 10,0
Valor calórico (kcal/kg)**	Mín. 9500 VCS	Mín. 9240 VCI
Azufre (%)	Máx. 7	Máx. 6,8
Agua por destilación (%)	Máx. 2	Máx. 2
Sedimentos por extracción (%)	Máx. 0,15	Máx. 0,15
Cenizas (%)	Máx. 0,1	Máx. 0,1
Residuo de Carbono (Conradson) (%)	Máx. 15	Máx. 15
Asfaltenos (%)	Máx. 18	Máx. 18
Vanadio (ppm)	Máx. 150	Máx. 150
Sodio (ppm)	Máx. 280	Máx. 280
Aluminio + Silicio (ppm)	Máx. 80	Máx. 80

*Las siglas PCNm significa mezclas de petróleo crudo nacional mejorado

** Calor específico de combustión

Debe señalarse que estas especificaciones se han modificado actualmente de forma que representen las características de producción de la Empresa.

Caracterización estadística del petróleo crudo mejorado insumido en la CTE Santa Cruz del Norte.

Esta caracterización se desarrolla a partir de los datos de control de producción de la Empresa del Petróleo de Matanzas.

El petróleo crudo mejorado producido para esta entidad se elabora en dos tanques, denominados T35 y T36, por lo que se analizarán los dos conjuntos de producciones obtenidas en estos y después se establecerá si existen diferencias entre las mismas, o sea, si en estos dos tanques se elabora el mismo producto. A continuación se exponen los resultados del análisis de algunos parámetros del petróleo del T35, encontrándose otros parámetros estudiados en la Tabla 5. Los datos del petróleo producido en el tanque T36 se encuentran reportados en la Tabla 6.

Análisis de la producción del tanque T35.

Agua por destilación.

Según los resultados del análisis estadístico de los datos de esta propiedad del petróleo, se obtiene que los mismos varían en el rango de 0,8 a 2 %. El parámetro tiene una media de 1,316 %. Por lo que se infiere que el contenido de agua cumple con las especificaciones de calidad para esta mezcla. Si se analiza el valor del coeficiente de variación, el cual es 22,299 %, se concluye que los datos están muy dispersos, o sea, la media no es representativa de la muestra. El análisis de la normalidad de los datos indica que estos no presentan una distribución normal para un nivel de confianza de 99%, según los resultados obtenidos al aplicar la prueba de bondad del ajuste y la prueba de normalidad, cuyos resultados se recogen en la Tabla 5. El producto cumple con las especificaciones de calidad respecto a este parámetro ya que el valor especificado como máximo es 2 %.

Viscosidad cinemática a 50 °C.

La viscosidad cinemática varía dentro del rango de 504 a 1 087 cSt con una media de 833,656 cSt. El valor del coeficiente de variación es 17,8645 % indicando que hay mucha dispersión de los datos. El análisis de la normalidad de los datos indica que estos presentan una distribución normal para un nivel de confianza de 90% según los resultados obtenidos al aplicar la prueba del ajuste de bondad y la prueba de normalidad, cuyos resultados se recogen en la Tabla 5. El producto cumple con las especificaciones de calidad respecto a este parámetro ya que el valor especificado como máximo es 1100 cSt, no obstante debe tenerse en cuenta que en oportunidades cumple con la condiciones de una mezcla de menor viscosidad.

Densidad a 15 °C

Los valores de la densidad varían en el rango de 0,9787 a 0,9924 g/cm³. La media es 0,9862 g/cm³ y como el coeficiente de variación es 0,31 %, la media es una excelente representación de la muestra. El análisis de la normalidad de los datos indica que estos presentan una distribución normal para un nivel de confianza de 90% (ver Tabla 5). Clasifica como pesado de acuerdo a su densidad (ver Tabla 2). Este parámetro cumple con la especificación de calidad.

Gravedad A.P.I.

Los valores de la gravedad API oscilan entre 11 y 13 °API. La media es 11,8791 °API y es una excelente representación de la muestra ya que el valor del coeficiente de variación es 3,695 %. El análisis de la normalidad de los datos indica que estos presentan una distribución normal para un nivel de confianza de 90% (ver Tabla 5). Este parámetro cumple con la especificación de calidad.

Contenido de Azufre.

Los valores del contenido de azufre se mueven dentro del rango de 6 a 7,82 % con una media de 7,34 %. El valor del coeficiente de variación es 5,581 % indicando que la dispersión de los datos es normal. El análisis de la normalidad de los datos indica que estos presentan una distribución normal para un nivel de confianza de 90% (ver Tabla 5). El contenido de azufre es superior al indicado en las especificaciones de calidad (<7 %), por lo que no cumple con dichas especificaciones respecto a este parámetro como promedio y en la mayor parte de las producciones. Observe que el valor del contenido de azufre rebasa casi en el doble el límite superior de la clasificación recomendada por Pérez Garay, por lo cual se sugiere sea clasificado como de muy alto contenido de azufre.

Contenido de vanadio.

El contenido de vanadio de este combustible varía entre 59,52 y 179,18 ppm, por lo cual clasifica como un petróleo de moderado a alto contenido de vanadio con un valor medio de 114,29 ppm, siendo característica de este parámetro su gran dispersión. Si el valor de este parámetro se compara con el contenido de vanadio del petróleo insumido en la CTE José Martí en la década 89-99 (91 ± 12,99 ppm) se observa que el valor de este parámetro se ha incrementado en los últimos años, favoreciendo la conversión del SO₂ a SO₃, y con esta el incremento de la corrosividad de los gases producto de la combustión. Este parámetro no cumple con la especificación de calidad en un número considerable de casos, aunque como promedio si lo logra.

Los parámetros de la descripción estadística anteriormente analizados de los restantes parámetros del combustible que son controlados por el laboratorio aparecen recogidos en el Tabla 5, donde se observa que el contenido de cenizas promedio (0,0711 %) es superior al contenido de cenizas promedio de la CTE José Martí en la década 89-99 (0,058 %) y que el VCS de la mezcla no cumple con las especificaciones de calidad en una parte de las producciones realizadas y que su valor promedio no cumple con dichas especificaciones (tenga en cuenta que el valor mínimo del VCI tomado como norma es casi igual al VCS medido y que siempre se produce una reducción considerable de este parámetro, lo que indica que no es posible se cumpla con esta exigencia).

Los resultados de la descripción estadística del petróleo producido en el tanque T36 se muestran en la Tabla 6, donde se observa que los resultados guardan cierta similitud. Resalta el hecho que el valor mayor del rango de contenido de vanadio (223,71 ppm) hace que este clasifique como de moderado a muy alto

contenido de vanadio, lo cual indica que hay que estar alerta en esta CTE, ya que como se indica en la Tabla 3 cuando el contenido de Vanadio es mayor que 200 ppm se necesita normalmente de tratamiento con aditivos para evitar la corrosión y ensuciamiento del generador de vapor.

Tabla 5. Resultado de la descripción estadística del petróleo crudo mejorado consumido en la CTE Santa Cruz (T35).

Variable	Intervalo	\bar{X}	S	CV(%)	Normalidad de los datos*	** n es suficiente
Agua por destilación (%)	0,8 - 2	1,316	0,2935	22,3	No tiene	Cumple
Asfaltenos (%)	13,93 – 17,67	15,808	1,0207	6,457	Tiene	Cumple
Azufre (%)	6 – 7,82	7,34	0,4097	5,581	Tiene	Cumple
Carbón Conradson (%)	11,82 – 13,27	12,435	0,3782	3,041	No Tiene	Cumple
Cenizas (%)	0,047 – 0,1	0,0711	0,0138	19,419	No Tiene	Cumple
Densidad a 15 °C (g/cm ³)	0,9787 – 0,9924	0,9862	0,003	0,306	Tiene	Cumple
Gravedad API	11 - 13	11,877	0,4339	3,653	Tiene	Cumple
Sedimentos x extracción (%)	0,02 – 0,083	0,0545	0,0177	32,611	Tiene	Cumple
VCS (kJ/kcal)	8980,67 – 9284,02	9100,2	60,222	0,662	Tiene	Cumple
Vanadio (ppm)	59,52 – 179,18	114,29	31,47	27,534	Tiene	No cumple
Viscosidad a 50 °C (cSt)	504 - 1087	833,65	148,928	17,864	Tiene	Cumple

* El criterio que se considera para definir la normalidad es el de la Bondad del ajuste.

** El criterio que se utiliza para definir que cumple es que el valor de d supuesto sea mayor que el que se obtenga en el cálculo iterativo que se utiliza.

Tabla 6. Resultado de la descripción estadística del petróleo crudo mejorado consumido en la CTE Santa Cruz (T36).

Parámetros	Intervalo	\bar{X}	S	CV(%)	Normalidad de los datos*	**n es suficiente
Agua por destilación (%)	0,8 – 2,2	1,341	0,2975	22,188	No tiene	Cumple
Asfaltenos (%)	13,38 – 17,98	15,79	1,084	6,867	Tiene	Cumple
Azufre (%)	6,26 – 7,87	7,389	0,336	4,552	No tiene	Cumple
Carbón Conradson (%)	11,36 – 13,64	12,266	0,486	3,963	No tiene	Cumple
Cenizas (%)	0,041 – 0,097	0,0684	0,0156	22,83	Tiene	Cumple
Densidad a 15 °C (g/cm ³)	0,98 – 0,9896	0,9861	0,0025	0,25	No tiene	Cumple
Gravedad API	11,4 – 12,8	11,91	0,359	3,013	No tiene	Cumple
Sedimentos x extracción (%)	0,023 – 0,085	0,0555	0,0178	32,033	Tiene	Cumple

VCS(kJ/kcal)	8976,96 – 9297,26	9094,3	53,134	0,584	No tiene	Cumple
Vanadio (ppm)	55,53 – 223,71	114,43	37,863	33,086	Tiene	No cumple
Viscosidad a 50 °C (cSt)	573 - 1028	828,32	118,04	14,251	Tiene	Cumple

*El criterio que se considera para definir la normalidad es el de la Bondad del ajuste.

¿Proviene de la misma población las muestras de petróleo de ambos tanques?

Para dar respuesta a la interrogante anterior se comparan entre sí todos los parámetros de las muestras de petróleo del tanque T35 con los del T36, lo cual se lleva a cabo mediante una prueba de hipótesis aplicando la opción de Analysis of Variance - One Way Anova del menú Compare del paquete estadístico Statgraphics. En esta prueba se comprueba si hay diferencias significativas entre las propiedades del T35 y las del T36. Para esto se plantea como hipótesis que: la media de la variable del T35 es igual a la del T36, siendo esta la hipótesis nula H_0 . La hipótesis alternativa sería que las medias sean diferentes H_1 .

$$H_0: \bar{X}_{35} = \bar{X}_{36}$$

$$H_1: \bar{X}_{35} \neq \bar{X}_{36}$$

- **Análisis de las viscosidades cinemáticas.**

Comparando las viscosidades a 50 °C el software Statgraphics brinda el siguiente reporte:

Multiple Range Tests for viscosidad cinemática by tanques.

Method: 95.0 percent LSD

Tanque	Count	Mean	Homogeneous Groups
2	42	818.352	X
1	42	835.791	X

Contrast	Difference	+/- Limits
1 - 2	17.439	58.0243

There are no statistically significant differences between any pair of means at the 95.0% confidence level.

- **Análisis de las densidades.**

Para la densidad a 15 °C el software entrega el siguiente resultado:

Multiple Range Tests for densidad by tanques.

Method: 95.0 percent LSD

Tanque	Count	Mean	Homogeneous Groups
2	41	0.985973	X
1	41	0.986483	X

Contrast	Difference	+/- Limits
1 - 2	0.000509756	0.00121947

There are no statistically significant differences between any pair of means at the 95.0% confidence level.

- **Análisis de las gravedades API.**

Para la gravedad API el software entrega el siguiente resultado:

Multiple Range Tests for gravedad API by tanques

Method: 95.0 percent LSD

Tanque	Count	Mean	Homogeneous Groups
1	41	11.8659	X
2	41	11.9244	X

Contrast	Difference	+/- Limits
1 - 2	-0.0585366	0.177914

There are no statistically significant differences between any pair of means at the 95.0% confidence level.

Procediendo de igual manera para el resto de las variables se obtuvo que no hay diferencias significativas estadísticamente entre ninguno de estos parámetros llegando a la conclusión de que las producciones de ambos tanques son iguales estadísticamente, o sea, provienen de una misma población, por lo cual se efectúa la caracterización estadística de todos los datos de los tanques 35 y 36, la cual se muestra en la Tabla 7.

Tabla 7. Caracterización estadística de la producción de las mezclas de petróleo crudo nacional suministradas a la CTE Santa Cruz.

Parámetros	Mín	Máx	\bar{X}	S	CV(%)	Normalidad de los datos*	**n es suficiente
Agua por destilación (%)	0,8	2,2	1,329	0,294	22,188	No tiene	Cumple
Asfaltenos (%)	13,38	17,98	15,799	1,084	6,867	Tiene	Cumple
Azufre (%)	6,0	7,87	7,366	0,372	4,552	No tiene	Cumple
Carbono (Conradson) (%)	11,36	13,64	12,266	0,442	3,963	No tiene	Cumple
Cenizas (%)	0,041	0,097	0,0684	0,0147	22,83	Tiene	Cumple
Densidad a 15 °C (g/cm ³)	0,9787	0,9924	0,9862	0,0028	0,25	No tiene	Cumple
Gravedad API	11,0	13,0	11,895	0,401	3,013	No tiene	Cumple
Sedimentos x extracción (%)	0,023	0,085	0,0554	0,0173	32,033	Tiene	Cumple
VCS(kJ/kcal)	8976,96	9297,26	9097,3	56,514	0,584	No tiene	Cumple
Vanadio (ppm)	55,53	223,71	114,37	34,528	33,086	Tiene	No cumple
Sodio (ppm)	45,55	242,05	129,33	45,50	35,2	Tiene	Cumple
Aluminio (ppm)	1,0	19,5	8,189	4,598	56,1	No tiene	No cumple
Silicio (ppm)	0,0	29,5	8,1628	6,564	80,41	No tiene	No cumple
Viscosidad a 50 °C (cSt)	504	1087	831,52	133,31	14,251	Tiene	Cumple

Caracterización estadística del petróleo crudo mejorado insumido en la CTE “José Martí”.

Agua por destilación

Según los resultados de la descripción estadística esta propiedad del petróleo varía en el rango de 0,8 a 2,2 % (ver Tabla 8) y tiene una media de 1,398%, incumpliendo en algunos casos con las especificaciones de calidad, la cual tiene un valor máximo de 2 %. El valor del coeficiente de variación es 23,679%, lo que indica que los datos están muy dispersos. El análisis de la normalidad de los datos indica que estos no presentan una distribución normal para un nivel de confianza de 99 %.

Densidad a 15 °C

La densidad varía dentro del rango de 0,9841 a 0,9987 g/cm³ (ver Tabla 8). La media es 0,9922 g/cm³ y representa la muestra en forma excelente ya que el valor del coeficiente de variación es 0,343 %. El análisis de la normalidad de los datos indica que estos presentan una distribución normal para un nivel de confianza de 99 % .

Gravedad API

La gravedad API varía dentro del rango de 10,1 a 12,2 °API (ver Tabla 8). Su media es 11,038 °API, la cual es una buena representación de la muestra ya que al evaluar el valor del coeficiente de variación, se obtiene que este es 4,395 %. El análisis de la normalidad de los datos indica que estos presentan una distribución normal para un nivel de confianza de 99 % .

Clasifica como un petróleo pesado como se aprecia al comparar con la clasificación reportada en la Tabla 2.

Viscosidad cinemática a 50°C

La viscosidad oscila dentro del rango de 775 a 1855 cSt (ver Tabla 8). Su media es 1262,29 cSt, la cual no es una buena representación de la muestra ya que el coeficiente de variación toma el valor de 18,6766 %. El análisis de la normalidad de los datos indica que estos presentan una distribución normal para un nivel de confianza de 90 % . Estos valores de viscosidad son inferiores a los de los petróleos insumidos en la década 89-99(Landa y Munquele, 2002), pero un grupo importante de ellos (el 34 %) no cumplen con la especificación de calidad de este parámetro para esta CTE ($\nu \leq 1400$ cSt).

Contenido de Azufre.

Los valores del contenido de azufre se mueven dentro del rango de 6,37 a 7,96 % con una media de 7,2678 %. El valor del coeficiente de variación es 5,69 % indicando que la dispersión de los datos es normal. El análisis de la normalidad de los datos indica que estos presentan una distribución normal para un nivel de confianza de 90% (ver Tabla 7). Si se comparan estos resultados con los reportados por Landa y Munequele (2002) se observa que el contenido de azufre de los petróleos insumidos en el período analizado es superior al de la década 89-99 en esta CTE (6,66%) y superior al del año de máximo contenido de azufre, el 98, en que el contenido medio fue de 7,17 %, lo que trae aparejado un incremento en la potencialidad de que se produzca corrosión en la instalación al aumentar la producción y por ende emisiones de SO_x las cuales pasan de 389.29 g/s en la década del 80 (Landa, 2003) a 400,55 gr/s en este periodo (Honeywell, 2003), y por lo tanto, un incremento en el deterioro del medio ambiente e impacto ambiental en general.

Contenido de cenizas (%).

El valor del contenido de cenizas medio en este período es de 0,0769%, valor superior al de este parámetro en la década 89-99 en esta CTE (0,058 %)(Landa y Munequele, 2002, Landa, 2003) y superior al contenido de todas las mezclas enviadas a la CTE Santa Cruz (0,0684 %).

Los parámetros estadísticos del resto de los parámetros estudiados son mostrados en la Tabla 8.

Tabla 8. Resultado de la descripción estadística del petróleo crudo mejorado consumido en la CTE José Martí.

Parámetros	Rango	\bar{X}	S	CV(%)	Normalidad de los datos*	** n es suficiente
Agua por destilación(%)	0,8 – 2,2	1,398	0,33104	23,68	No tiene	Cumple
Asfaltenos (%)	13,11-18,85	15,6465	1,244	7,95	Tiene	Cumple
Azufre (%)	6,37– 7,96	7,2678	0,4134	5,69	No tiene	Cumple
Carbono (Conradson) (%)	11,53– 14,42	12,566	0,4977	3,96	Tiene	Cumple
Cenizas (%)	0,053-0,103	0,0769	0,0134	17,41	Tiene	Cumple
Densidad a 15 °C (g/cm ³)	0,9841– 0,9987	0,9922	0,0034	0,343	Tiene	Cumple
Gravedad API	10,1– 12,2	11,038	0,4851	4,40	Tiene	Cumple
Sales (ppm)	243,1-643,5	445,52	92,7688	20,82	Tiene	Cumple
VCS (kJ/kcal)	9511,62– 10202,6	9692,45	194,46	2,01	No tiene	Cumple
Viscosidad a 50 °C (cSt)	775–1855	1262,29	235,752	18,68	Tiene	Cumple
Viscosidad a 80 °C (cSt)	148 – 313	225,25	35,0805	15,57	Tiene	Cumple

*El criterio que se considera para definir la normalidad es el de la Bondad del ajuste.

Obtención de modelos matemáticos estadísticos de viscosidad cinemática de las mezclas de petróleos cubanos suministrados a la CTE Santa Cruz.

Como las producciones de ambos tanques proceden de la misma población, como ya se demostró, se utilizan los datos del T35 para obtener los modelos de la viscosidad en función de la densidad y de la viscosidad en función de la gravedad API, mientras que para comprobar si son válidos se usan los datos del T36.

Metodología utilizada para obtener los modelos.

En la determinación de los modelos fue aplicado el método que se describe a continuación.

El primer paso fue obtener el modelo lineal entre las propiedades a relacionar del T35 para lo cual se utiliza la opción Regression Simple del menú Relate en el paquete estadístico Statgraphics. Según el resultado, se mejora el ajuste obtenido utilizando el gráfico Plot of Fitted Modelo, eliminando los datos muy dispersos en este. Luego, la función que mejor se ajusta a los datos tamizados se considera como el modelo matemático de la correlación. En el segundo paso se determina el error absoluto y relativo entre los valores experimentales y los que se obtienen a partir del modelo ajustado. Se realiza, también, la descripción estadística del conjunto de errores obtenidos, lo que permite cuantificar en general la discrepancia entre el modelo y los datos. El tercer paso es la comprobación del modelo obtenido. Para esto se eliminan los datos dispersos del tanque T36 de manera similar a lo explicado anteriormente, después se calcula la variable dependiente a determinar (la viscosidad cinemática) a partir del modelo obtenido inicialmente con los parámetros del tanque T35, utilizando los valores de la variable independiente (la densidad) de la muestra a utilizar para la comprobación (tanque T36). Se determina de nuevo el error absoluto y relativo que se presenta para cada valor experimental y al conjunto de errores obtenidos se le hace el análisis de estadística descriptiva para validar la comprobación.

Modelo matemático de la viscosidad cinemática en función de la gravedad API.

El resumen estadístico del análisis de regresión brindada por el Statgraphics para el mejor modelo, el de tipo lineal de la forma “ $y = a + (b \cdot x)$ ”, es el siguiente:

Analysis of Variance

Source	Sum of Squares	Df	Mean Square	F-Ratio	P-Value
Model	629 589,0	1	629 589,0	470,58	0,0000
Residual	42 812,9	32	1 337,9		
Total (Corr.)	672 402,0	33			

Correlation Coefficient = -0,967641

R-squared = 93,6328 percent

R-squared (adjusted for d.f.) = 93,4339 percent

El p-valor de la tabla ANOVA es menor de 0.01 indicando que hay una relación estadísticamente significativa entre la viscosidad cinemática y la gravedad API a un nivel de confianza del 99%. El estadístico R-cuadrado indica que el modelo explica 93,6328% de la variabilidad en la Viscosidad. El coeficiente de correlación R es igual a -0,967641 y esto indica una relación muy fuerte entre las variables.

El modelo matemático obtenido es: $\nu = 4\,653,88 - 322,606 \cdot \text{°API}$

La curva ajustada se presenta en la Figura 1.

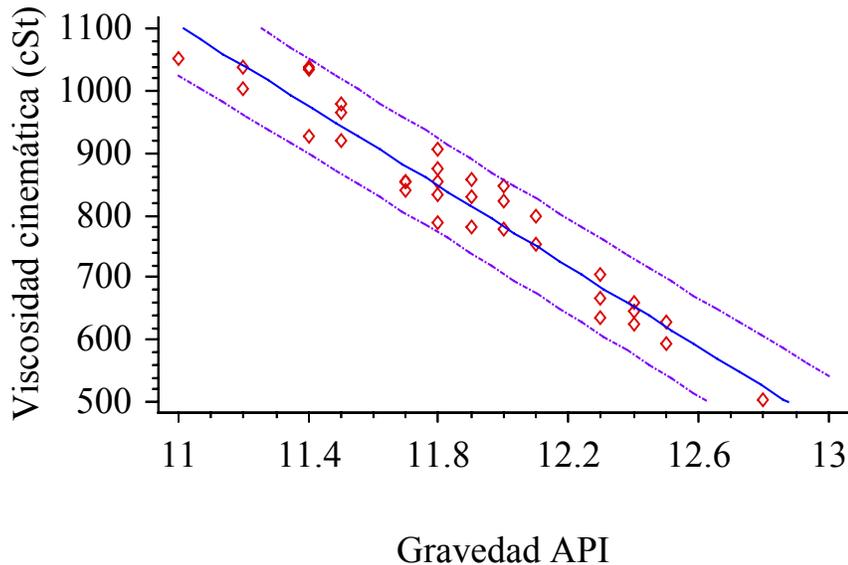


Figura 1. Curva ajustada para la viscosidad cinemática en función de la gravedad API.

Al cuantificar la discrepancia del ajuste del modelo a los datos, se determina que este modelo presenta un error mínimo de 0,356%, mientras que tiene como error máximo 7,83 % con una media de 3,645 %. La validación del modelo matemático con los datos del tanque T36 revela que el modelo ajustado es válido al menos cuando la gravedad oscila en el rango de 11 a 12,8 °API y la viscosidad cinemática entre 504 y 1051 cSt ya que presenta un error medio, mínimo y máximo de 4,547; 0,38 y 6,49 % respectivamente.

Modelo matemático de la viscosidad cinemática en función de la densidad.

El resumen estadístico del análisis de regresión brindado por el Statgraphics para el mejor modelo, el de tipo recíproco, de la forma “ $y = a + (b/x)$ ”, es el siguiente:

Analysis of Variance

Source	Sum of Squares	Df	Mean Square	F-Ratio	P-Value
Model	631 979,0	1	631 979,0	494,14	0,0000
Residual	39 647,5	31	1 278,95		
Total (Corr.)	671 627,0	32			

Correlation Coefficient = -0,970035

R-squared = 94,0968 percent

R-squared (adjusted for d.f.) = 93,9064 percent

Como el valor de probabilidad en la tabla ANOVA es menor de 0.01, hay una relación estadísticamente significativa entre la viscosidad cinemática y la densidad a un nivel de confianza del 99%. El estadístico R-cuadrado indica que el modelo explica el 94,0968% de la variabilidad en la Viscosidad. El coeficiente de correlación es -0,97, indicando una relación muy fuerte entre las variables.

El modelo matemático obtenido es: $\nu = 47\,260,4 - \left(\frac{45\,804,3}{\rho} \right)$

En la Figura 2 se muestra la curva ajustada.

La descripción estadística del conjunto de errores, que se presentan al cuantificar la discrepancia de los valores que se obtienen al evaluar el modelo y compararlos con los datos experimentales arroja un error mínimo de 0,3 % mientras que el error máximo es 7,49 % con un promedio de 3,53 %. La validación con los datos del tanque T36 indica que el modelo es válido para explicar la variación de la viscosidad cinemática con la densidad al menos cuando la densidad varía en el rango de 0,98 a 0,9924 g/cm³ y la viscosidad cinemática de 504 a 1051 cSt, con un error medio de 3,04 % y un error máximo de 6,04 %.

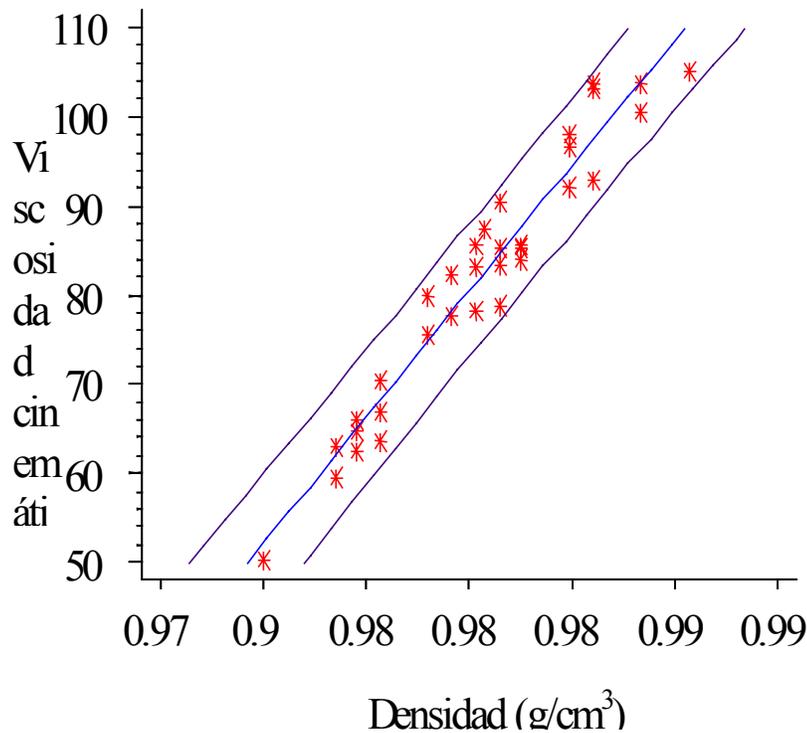


Figura 2. Curva ajustada para el modelo de la viscosidad cinemática a 50°C con la densidad.

Caracterización estadística del petróleo crudo mejorado insumido en la CTE “Antonio Guiteras”.

Análisis del período de septiembre del 2002 a enero 2003.

El análisis que se muestra fue realizado a partir de los análisis decenales de los petróleos insumidos en la CTE A. Guiteras en el período comprendido entre septiembre del 2002 y enero del 2003.

Agua por destilación

Según la descripción estadística de los reportes de análisis del laboratorio de la CTE Antonio Guiteras (ver Tabla 9) esta propiedad del petróleo varía en el rango de 1,0 a 3,7 %, incumpliendo en el 33 % de los casos con las especificaciones de calidad (ver Tabla 9), siendo su valor medio de 1,94 %. El valor del coeficiente de variación es 37,42 %, lo que indica que los datos están muy dispersos. Según la descripción estadística de los reportes de análisis de venta realizados por el laboratorio de la Empresa del Petróleo de Matanzas (ver Tabla 8) el contenido de agua varía entre 1,0 y 2,0 por lo que toda la producción cumple con las especificaciones de calidad (ver Tabla 8.1), lo que indica resultados que contradicen a los análisis de la CTE. Los valores de la asimetría y la curtosis ($< |2|$) de la muestra de análisis de CUPET indican que este parámetro proviene de una población normal

Densidad a 15 °C

Según la descripción estadística de los reportes de análisis del laboratorio de la CTE Antonio Guiteras (ver Tabla 9) la densidad varía dentro del rango de 0,9903 a 0,9951 g/cm³. La media es 0,9933 g/cm³, constituyendo una excelente representación de la muestra ya que el valor del coeficiente de variación es 0,146 %. El valor de la media para los reportes de CUPET es similar (0,9926 g/cm³) (ver Tabla 10 y 11).

Gravedad API.

Según la descripción estadística de los reportes de análisis del laboratorio de la CTE Antonio Guiteras (ver Tabla 9) la gravedad API varía dentro del rango de 10,7 a 11,3 °API. Su media es 10,9538 °API, la cual es una buena representación de la muestra ya que al evaluar el valor del coeficiente de variación, se obtiene que este es de 1,772 %. El valor de la media para los reportes de CUPET es similar (10,96 g/cm³) (ver Tabla 10 y 11).

Clasifica como un petróleo pesado en cuanto a su densidad y gravedad API, como se aprecia al comparar con la clasificación reportada en la Tabla 2.

Viscosidad cinemática a 50°C

Según la descripción estadística de los reportes de análisis del laboratorio de la CTE Antonio Guiteras (ver Tabla 9) la viscosidad varía en el rango de 1176 a 1609 cSt. Su media es 1426,54 cSt, la cual no es una buena representación de la muestra ya que el coeficiente de variación toma el valor de 8,95 %, aún cuando la distribución de este parámetro es normal. Estos valores de viscosidad no cumplen con la especificación de calidad de este parámetro para esta CTE ($\nu \leq 1400$ cSt) en general. Según la descripción estadística de los reportes de análisis de venta realizados por el laboratorio de la Empresa del Petróleo de Matanzas (ver Tabla 10) la viscosidad cinemática a 50 °C varía entre 991,4 y 1400 por lo que toda la producción cumple con las especificaciones de calidad (ver Tabla 11), lo que indica resultados que contradicen a los análisis de la CTE. Los valores de la asimetría y la curtosis ($< |2|$) de la muestra de análisis de CUPET indican que este parámetro proviene de una población normal.

Contenido de Azufre.

Los valores del contenido de azufre se mueven dentro del rango de 7,03 a 7,8 % con una media de 7,44 %, incumpliendo con las especificaciones de calidad. El valor del coeficiente de variación es 3,187 % indicando que los datos están concentrados alrededor de la media y estas representan en forma excelente a la muestra (ver Tabla 9). Si se comparan estos resultados con los reportados por Landa y Munequele (2002) se observa que el contenido de azufre de los petróleos insumidos en el período analizado es superior al de la década 89-99 en la CTE José Martí (6,66%) y superior al del año de máximo contenido de azufre en esta, el 98, en que el contenido medio fue de 7,17 %, lo que trae aparejado un incremento en la corrosión de la instalación al ser superior las emisiones de SO_x. Si se comparan este valor con el contenido de azufre actual de la CTE J. Martí (7,2678 %) y Santa Cruz (7,366 %) se observa que el insumo promedio de la CTE Guiteras es el superior de las tres centrales, por lo que el potencial contaminante de la mezcla insumida por esta es superior en cuanto a las emisiones de óxido de azufre se refiere. Según la descripción estadística de los reportes de análisis de venta realizados por el laboratorio de la Empresa del Petróleo de Matanzas (ver Tabla 10) el contenido de azufre varía entre 6,65 y 7,97 % con un valor medio de 7,4884 % por lo que estos resultados son comparables con los análisis de la CTE y la mayor parte de la producción (93 %) (ver Tabla 11) incumple con las especificaciones de calidad. Los valores de la asimetría y la curtosis ($< |2|$) de la muestra de análisis de CUPET indican que este parámetro proviene de una población normal.

De acuerdo a los valores de contenido de azufre ($S > 3,5$ %), las mezclas de petróleo crudo nacional se clasifican como de muy alto contenido de azufre.

Contenido de cenizas.

El contenido de cenizas varía entre 0,053 y 0,083 %, con un valor medio de 0,07 %, valor intermedio al obtenido en este período en Santa Cruz y la CTE J. Martí.

Contenido de vanadio.

El contenido de vanadio varía entre 89 y 149 ppm, con un valor medio de 111 ppm, por lo que clasifica como un petróleo de contenido moderado y alto de vanadio (ver Tabla 9 y 10).

Los parámetros estadísticos del resto de los parámetros estudiados son mostrados en la Tabla 9.

Tabla 9. Resultado de la descripción estadística del petróleo crudo mejorado consumido en la CTE Antonio Guiteras en el período Septiembre 2002-Enero 2003 según reporte de análisis decenal de la CTE.

Parámetros	Rango	\bar{X}	S	CV(%)	IC
Agua por destilación (%)	1 – 3,7	1,94	0,726	37,42	1,94±0,4567
Asfaltenos (%)	14,95 – 15,57	15,26	0,438	2,87	15,26±0,2758
Azufre (%)	7,03 – 7,8	7,44	0,237	3,187	7,44±0,149
Carbono (%)	76,84 – 81,06	79,378	1,259	1,586	79,378±0,7919
Hidrógeno (%)	9,57 – 10,8	10,012	0,3498	3,493	10,012±0,220
Carbón Conradson (%)	11,63 – 13,61	12,667	0,5153	4,068	12,667±0,324
Cenizas (%)	0,053 – 0,083	0,07	0,010	14,463	0,07±0,0064
Densidad a 15 °C (g/cm ³)	0,9903 – 0,9951	0,9933	0,00145	0,146	0,9933±0,0009 2
Gravedad API	10,7 – 11,3	10,9538	0,1941	1,772	10,9538±0,122
Vanadio (ppm)	89 - 149	111	16,98	15,30	111±10,682
VCS (kcal/kg)	9549 - 9741	9656,85	55,328	0,573	9656,85±34,80
VCI (kcal/kg)	8998 - 9193	9103,23	52,085	0,572	9103,23±32,76
Viscosidad a 50 °C (cSt)	1176 - 1609	1426,54	128,75	9,025	1426,54±80,99
Viscosidad a 80 °C (cSt)	168 - 356	222,69	46,40	20,838	222,69±29,19
TC (°C)	141 - 158	153,08	5,1427	3,36	153,08±3,2348

Tabla 10. Parámetros del petróleo crudo mejorado consumido en la CTE Antonio Guiteras en el período Septiembre 2002-Enero 2003 según reporte de análisis decenal de la CTE.

Fecha	VCS (cal/g)	VCI (cal/g)	Gesp (g/cc)	API (°API)	C (%)	H (%)	C/H	S (%)	Agua (%)	Asf (%)	Cen (%)	Va (ppm)	CC (%)	Visc50° C (cSt)	Visc80°C (cSt)
10-20/01	9668	9088	0.9916	11.2	78	10.4	7.5	7.6	-	-	0.079	95	12.63	1335	172
01-10/01	9647	9072	0.9937	10.9	77.88	10.32	7.55	7.8	-	-	0.077	102	12.12	1372	208
20-30/12	9549	8998	0.9937	10.9	78.35	9.86	7.95	7.79	-	-	0.053	-	11.63	1446	204
10-21/12	9698	9093	0.9937	10.9	76.84	10.8	7.11	7.66	3.7	-	0.063	112	12.46	1500	216
01-20/12	9606	9058	0.9944	10.8	79.13	9.88	8.01	7.58	2.4	-	0.078	115	12.91	1472	200
20-30/11	9711	9158	0.9944	10.8	79.93	10.06	7.95	7.41	1.6	-	0.071	149	13.71	1461	235
10-20/11	9734	9193	0.9951	10.7	81.06	9.91	8.18	7.03	1	-	0.061	119	12.44	1609	246
01-20/11	9664	9113	0.9944	10.8	79.72	9.98	7.99	7.3	2	14.95	0.056	111	12.79	1518	231
20-30/10	9741	9181	0.9937	10.9	79.87	10.19	7.84	7.34	1.6	-	0.081	99	12.88	1367	214
10-20/10	9609	9077	0.993	11	80.2	9.65	8.31	7.35	1.8	-	0.077	108	12.59	1473	206
01-20/10	9665	9116	0.9937	10.9	79.74	9.96	8.01	7.4	1.9	-	0.07	99	12.32	1592	239
20-30/9	9625	9099	0.9909	11.3	80.72	9.57	8.43	7.25	2	-	0.061	89	13.16	1176	168
10-20/9	9622	9096	0.9903	11.3	80.48	9.58	8.40	7.15	1.4	15.57	0.083	134	13.04	1224	356

Tabla 11 Parámetros del petróleo crudo mejorado consumido en la CTE Antonio Guiteras en el período Septiembre 2002-Enero 2003 según reporte de análisis de venta del laboratorio de la Empresa del Petróleo de Matanzas.

Fecha	H ₂ O (%)	S (%)	Cenizas (%)	Dens 15°C (g/cm ³)	API (°API)	Sedim (%)	CC (%)	Visc50° C (cSt)
15/09/2002	1.4	7.54	0.085	0.9903	11.3			1154
23/09/2002	1.4	7.25	0.058	0.9945	10.7	0.049	12.91	1400
26/09/2002	1.6	7.36	0.085	0.9924	11	0.064	11.78	1272.1
29/09/2002	1	7.51	0.053	0.9938	10.8	0.081	12.87	1336.9
03/10/2002	1	7.46	0.073	0.9924	11	0.072	12.36	1278.8
10/10/2002	1	7.62	0.075	0.9924	11	0.073	12.13	1225
15/10/2002	1.4	7.25	1.073	0.9917	11.1	0.05	12.77	1333.9
17/10/2002	1.6	7.38	0.079	0.991	11.2	0.035	12.64	1079
28/10/2002	1.2	7.61	0.085	0.9938	10.8	0.064	11.78	1300
29/10/2002		7.66	0.042			0.072	12.44	
31/10/2002	1.2	7.19	0.051	0.9938	10.8	0.081	12.2	1246
05/11/2002	1.4	6.97	0.069	0.9931	10.9	0.086	12.12	1305.3
15/11/2002	1.8	6.65	0.069	0.9945	10.7	0.088	11.67	1304
20/11/2002	1.6	7.79	0.061	0.9931	10.9	0.064	12.76	1311
21/11/2002	1.8	7.97	0.079	0.9952	10.6	0.048	12.66	1331
26/11/2002	1.4	7.83	0.034	0.9938	10.8	0.079	12.88	1283
29/11/2002	1.4	7.82	0.085	0.9903	11.3	0.078	12.93	1106
05/12/2002	1.6	7.83	0.086	0.9924	11	0.076	12.22	1247
13/12/2002	1.8	7.86	0.076	0.9945	10.7	0.048	12.7	1212
26/12/2002	1.8	7.42	0.094	0.9917	11.1	0.061	12.42	1173
01/01/2003	1.6	7.59	0.096	0.991	11.2	1.049	12.3	1140
04/01/2003	1.6	7.59	0.071	0.9924	11	0.88	12.4	1114
10/01/2003	1.8	7.37	0.062	0.9917	11.1	0.079	12.61	1146
12/01/2003	2	7.47	0.076	0.9896	11.4	0.089	12.36	991.4
16-17/01/2003	2	7.47	0.094	0.9889	11.5	0.083	12.09	1008
24/01/2003	1.6	7.29	0.084	0.9945	10.5	0.072	13.02	1380

Tabla 12. Resultado de la descripción estadística del petróleo crudo mejorado consumido en la CTE Antonio Guiteras en el período Septiembre 2002-Enero 2003 según reporte de análisis de venta del laboratorio de la Empresa del Petróleo de Matanzas.

Parametro estadístico	H ₂ O (%)	S (%)	Cenizas (%)	Dens 15°C (g/cm ³)	API (°API)	Sedim ext (%)	xCC (%)	Visc 50 °C (cSt)
Media	1.512	7.4884	0.112	0.9926	10.96	0.1408	12.441	1227
Desviación estándar	0.295	0.2992	0.201	0.0017	0.25	0.2495	0.3817	108.83
Varianza de la muestra	0.087	0.0895	0.04	3E-06	0.062	0.0622	0.1457	11845
Curtosis	-0.698	1.2904	24.64	-0.304	-0.24	10.115	-0.6519	-0.645
Coefficiente de asimetría	-0.255	-0.807	4.948	-0.509	0.285	3.3341	-0.3928	-0.651
Rango	1	1.32	1.039	0.0063	1	1.014	1.35	408.6
Mínimo	1	6.65	0.034	0.9889	10.5	0.035	11.67	991.4
Máximo	2	7.97	1.073	0.9952	11.5	1.049	13.02	1400

Cuenta	25	25	25	24	24	25	25	25
CV	19.5	3.9961	178.6	0.167	2.28	177.15	3.0685	8.87
	1.512 ±	7.4884 ±	0.112 ±	0.9926 ±	10.96 ±	0.1408 ±	12.441 ±	1227 ±
IC	0.116	0.1173	0.079	0.0007	0.1	0.0978	0.1496	42.662

Obtención de modelos matemáticos estadísticos de viscosidad cinemática de las mezclas de petróleos cubanos suministrados a la CTE Antonio Guiteras de septiembre del 2002 a enero del 2003.

Modelo matemático de la viscosidad cinemática en función de la gravedad API.

El resumen estadístico del análisis de regresión brindado por el Statgraphics para el mejor modelo, el de tipo raíz cuadrada de Y, de la forma “ $Y = (a + b \cdot X)^2$ ”, es el siguiente:

 Dependent variable: v

Independent variable: API

Parameter	Standard Estimate	T Error	Statistic	P-Value
Intercept	145,554	4,68458	31,0708	0,0000
Slope	-9,8475	0,418407	-23,5357	0,0000

Analysis of Variance

Source	Sum of Squares	Df	Mean Square	F-Ratio	P-Value
Model	527,922	1	527,922	553,93	0,0000
Residual	12,3897	13	0,953051		
Total (Corr.)	540,312	14			

Correlation Coefficient = -0,988468

R-squared = 97,7069 percent

R-squared (adjusted for d.f.) = 97,5306 percent

Como el valor de probabilidad en la tabla ANOVA es menor de 0.01, hay una relación estadísticamente significativa entre la viscosidad cinemática y la densidad API a un nivel de confianza del 99%. El estadístico R-cuadrado indica que el modelo explica el 97,71 % de la variabilidad en la Viscosidad. El coeficiente de correlación es -0,988, indicando una relación muy fuerte entre las variables.

El modelo matemático obtenido es: $v = (145,554 - 9,8475 \cdot \text{API})^2$

En la Figura 3 se muestra la curva ajustada.

La descripción estadística del conjunto de errores, que se presentan al cuantificar la discrepancia de los valores que se obtienen al evaluar el modelo y compararlos con los datos experimentales arroja un error mínimo de 0,3 % mientras que el error máximo es 10,07 % con un promedio de 4,39 %.

Figura 3. Curva ajustada para la viscosidad cinemática en función de la gravedad API.

Modelo matemático de la viscosidad cinemática en función de la densidad.

El resumen estadístico del análisis de regresión brindado por el Statgraphics para el mejor modelo, el de tipo raíz cuadrada de Y, de la forma “ $Y = (a + b \cdot X)^2$ ” es:

 Dependent variable: Vcin
 Independent variable: Densidad

Parameter	Estimate	Standard Error	T Statistic	P-Value
Intercept	-1374,63	65,4934	-20,9889	0,0000
Slope	1421,86	66,0392	21,5305	0,0000

 Analysis of Variance

Source	Sum of Squares	Df	Mean Square	F-Ratio	P-Value
Model	525,573	1	525,573	463,56	0,0000
Residual	14,739	13	1,13377		
Total (Corr.)	540,312	14			

Correlation Coefficient = 0,986266
 R-squared = 97,2721 percent
 R-squared (adjusted for d.f.) = 97,0623 percent

Como el valor de probabilidad en la tabla ANOVA es menor de 0.01, hay una relación estadísticamente significativa entre la viscosidad cinemática y la densidad API a un nivel de confianza del 99%. El estadístico R-cuadrado indica que el modelo explica el 97,71 % de la variabilidad en la Viscosidad. El coeficiente de correlación es -0,988, indicando una relación muy fuerte entre las variables.

El modelo matemático ajustado es:

$$Vcin = (-1374,63 + 1421,86 \cdot \text{Densidad})^2$$

En la Figura 4 se muestra la curva ajustada.

La descripción estadística del conjunto de errores, que se presentan al cuantificar la discrepancia de los valores que se obtienen al evaluar el modelo y compararlos con los datos experimentales arroja un error mínimo de 0,3 % mientras que el error máximo es 11,73 % con un promedio de 4,87 %.

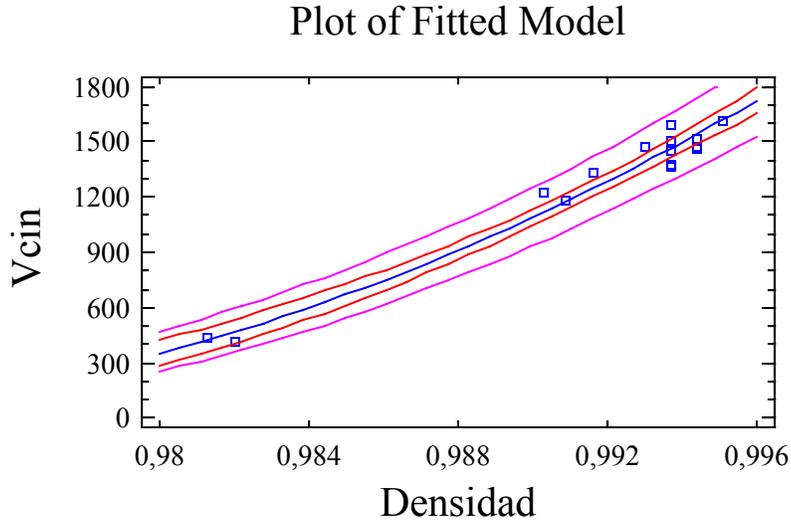


Figura 4. Curva ajustada para la viscosidad cinemática en función de la densidad.

Análisis del período de Marzo de 2003 a Noviembre del 2004 en la CTE Antonio Guiteras.

En este período la caracterización estadística de la mezcla de petróleo crudo nacional se basó en el cálculo de la media aritmética, la desviación típica, el intervalo de confiabilidad y el coeficiente de variación, utilizando como herramienta el software Excel y las ecuaciones usadas tradicionalmente (Landa, 2002; Landa 2003), mostrándose los resultados obtenidos en la Tabla 13 y la Figura 5.

En la Tabla 13 se muestran valores de los reportes de análisis certificados por el Laboratorio de la CTE Antonio Guiteras de las mezclas insumidas entre Marzo de 2003 y Noviembre del 2004. El análisis de los valores reportados para las diferentes magnitudes estudiadas se expone a continuación:

Calor específico de combustión inferior (VCI).

El valor del calores específico de combustión superior promedio de este combustible es de 9619 kcal/kg y su coeficiente de variación es menor de 0.65 % indicando que sus valore se encuentran concentrados alrededor del valor medio, por lo que en cuanto a este parámetro el combustible es poco variable. El valor del calor específico de combustión inferior se muestra también en la Tabla 12. Este parámetro cumple con las especificaciones del contrato($9763 > VCI(\text{kcal/kg}) > 9500$) (ALSTON, 2000)

Densidad API (API).

Se incluye entre los crudos pesados según (Landa, 2002) pues su densidad API media es de 11,8 ° API en el período y todos sus valores se encuentran en este rango. Su coeficiente de variación es de 1,98 %, por lo que sus valores están concentrados alrededor de la media como en el caso del calor específico de combustión.

Gravedad específica (Gesp).

En el período la gravedad específica media es de 0,9936 y su coeficiente de variación es de 0,33 %, estando estos valores agrupados alrededor de la media.

Viscosidad cinemática (V50).

A 50°C los valores de viscosidad cinemática medios son 1270 cSt para el período, con un coeficiente de variación de 3,48 %, inferior al 5 %, por lo que los valores están centrados alrededor de la media. El valor mínimo de este parámetro es de 1208 cSt y el máximo 1346 cSt, por lo que cumple con las especificaciones de calidad respecto a este parámetro ($\nu < 1400$ cSt). Su comportamiento con el tiempo es mostrado en la Figura 5.

Asfáltenos(Asf).

Al analizar los asfáltenos se observa que el contenido de los mismos es de 16,58 % con un coeficiente de variación de 7,21 %; por lo que poseen un comportamiento normal.

Hidrógeno(H).

El contenido de hidrógeno medio presente en las mezclas de crudo mejorado es de 9,68 % con un coeficiente de variación de 3,97 %, estando sus valores centrados alrededor de la media.

Carbono(C).

Se puede observar que el carbono existente es de 80,29 % y su coeficiente de variación es 1,92 %, menor al 5 %, indicando que los valores de este elemento se encuentran concentrados alrededor del valor medio.

Agua.

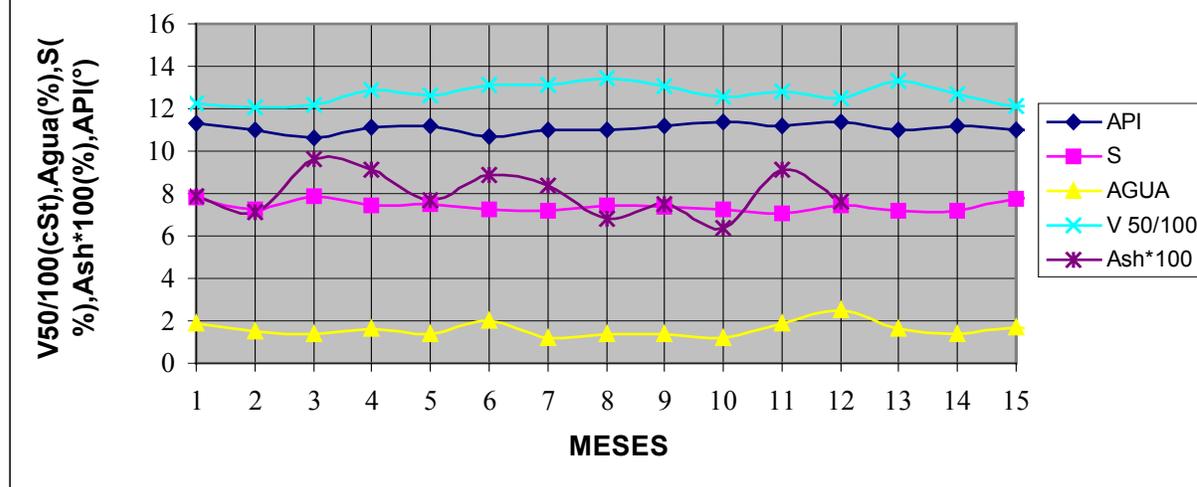
El combustible cumple por lo común con las especificaciones de calidad (Agua<2 %), ya que tiene un contenido de agua menor que 2 % (ver Tabla 13), excepto en una muestra en que tiene 2,5 % de agua .En la Figura 5 se muestra el comportamiento del contenido de agua para el petróleo crudo en el período estudiado. Según los valores del coeficiente de variación, el cual es 21,30 %, se establece que los valores del contenido de agua en estos combustibles tienen una distribución muy anormal.

Tabla 13. Reportes de análisis de las mezclas de petróleo crudo mejorado utilizado como combustible en la CTE Antonio Guiteras en el período 2003-2004

Tabla 13 a.		Año 2003								
Caract.	Unid	Mar	May	Junio	Julio	Agos	Sept	Oct	Nov	Dic
VCS	cal/g	9665	9538	9510	9698	9692	9623	9692	9649	9655
VCI	cal/g	9114	9033	9011	9045	9027	9060	9064	9118	9122
Gesp	g/cc	0.991	0.993	1.003	1	0.992	1	0.993	0.993	0.992
API	API	11.3	11	10.6	11.1	11.2	10.7	11	11	11.2
S	%	7.8	7.23	7.89	7.46	7.5	7.25	7.18	7.45	7.39
Agua	%	1.9	1.5	1.4	1.6	1.4	2	1.2	1.4	1.4
V 50	cSt	1227	1208	1217	1289	1261	1314	1314	1346	1306
V 80	cSt	187	195	241	183	197	220	214	199	199
TC	°C	149	152	157	147	151	158	152	152	152
CC	%	12.59	11.35	12.83	12.3	12.1	12.2	12.79	12.13	12.48
Asf	%	16.42	14.6	17.11	18	16.26	19.2	15.61	16.38	15.4
Ash	%	0.079	0.071	0.096	0.09	0.077	0.09	0.084	0.068	0.075
Va	ppm	78	80	83	85	80	113	93	93	99
H2	%	10	9.19	9.09	10	9.9	10.7	9.8	9.69	9.72
C	%	79.3	81.8	80.62	79.9	80.14	79.1	80.82	80.46	80.49
C/H		7.93	8.82	8.87	7.99	8	7.38	8.24	8.3	8.28

Tabla 13 b		Año 2004							Parámetros estadísticos				
Caract.	Enero	Feb	Mar	Abril	May	Oct	Nov	Prom S	CV	Máx	Mín	IC	
VCS	9682	9587	9530	9564	9568	9630	9615	9619	62.4	0.65	9698	9510	32.68
VCI	9148	9059	8999	9049	9058	9093	9090	9068	42.5	0.47	9148	8999	22.26
Gesp	0.99	0.992	0.993	0.993	0.992	0.993	0.993	0.994	0	0.33	1	0.99	0
API	11.4	11.2	11.4	11	11.2	11	11	11.08	0.22	1.98	11.4	10.6	0.12
S	7.25	7.09	7.44	7.2	7.2	7.78	7.75	7.43	0.25	3.42	7.89	7.09	0.13
Agua	1.2	1.9	2.5	1.6	1.4	1.7	1.4	1.59	0.34	21.3	2.5	1.2	0.18
V 50	1255	1282	1253	1333	1268	1213	1232	1270	44.1	3.48	1346	1208	23.12
V 80	210	231	218	210	191	212	214	207.6	15.8	7.63	241	183	8.3
TC	154	154	154	153	152	157	152	152.9	2.85	1.86	158	147	1.49
CC	13.05	12.4	12.02	12.22	12.31	13.25	12.79	12.42	0.46	3.71	13.25	11.35	0.24
Asf	16.44	16.83	15.28	16.55	15.97	16.42	17.11	16.58	1.19	7.21	19.17	14.6	0.63
Ash	0.064	0.091	0.076					0.079	0.01	13.19	0.1	0.06	0.01
Va	109	114	115	90.38				95.17	14.4	15.15	115	80	7.55
H2	9.76	9.56	9.55	9.35	9.29	9.76	9.57	9.68	0.38	3.97	10.7	9.09	0.2
C	80.79	80.45	79.51	80.85	81.11	79.76	80.28	80.29	0.73	0.92	81.8	79.05	0.38
C/H	8.28	8.41	8.32	8.65	8.77	8.17	8.39	8.22	0.4	4.81	8.87	7.38	0.21

Figura 5. Comportamiento de parámetros de las mezclas de crudo nacional insumidas en la CTE A. Guiteras entre Marzo 2003 y Noviembre 2004



Azufre (S).

El comportamiento del contenido de azufre del período estudiado se muestra en la Figura 5. Según Verde Padrón (Landa, 2003) a inicios de la década del 80 el crudo nacional tenía un contenido de azufre superior al 4,5 %, pero este no precisaba el límite superior de este parámetro. Se observa que los valores del contenido de azufre de las mezclas de crudo mejorado quemadas en la CTE Antonio Guiteras son mucho mayores al valor reportado por Verde y mayor que el de las mezclas utilizadas en la CTE José Martí en la década 1989–1999 (Landa y Munequele, 2002) , siendo el valor medio del período de 7,43 %, con un valor mínimo y máximo muestral de 7,09 y 7,89 % respectivamente (ver Tabla 13), por lo que clasifica como un combustible de muy alto contenido de azufre e incumple con las especificaciones de calidad en cuanto a este parámetro ($S < 7\%$) y con las normas de proyecto (ALSTON, 2000) , en la cual se indica que debe variar entre 6 y 7 %. Se observa un bajo valor del coeficiente de variación (3,42 %), por lo que los datos están agrupados.

Vanadio (Va).

El contenido de vanadio medio de las mezclas de crudo mejorado es de 95,17 ppm, siendo el valor del coeficiente de variación de 15,15 %, superior al 12 %, indicando alta dispersión en este parámetro, siendo su valor mínimo de 78 ppm y el máximo de 115 ppm, por lo clasifica como de moderado a alto contenido de vanadio (50-100ppm ,contenido moderado ;100-200ppm , contenido alto) (Landa y Munequele, 2002; Landa 2003)

Cenizas (Ash).

El contenido de cenizas promedio del crudo mejorado es de 0,079 %, superior al usado en la CTE J. Martí en la década 89-99 (0,058 %) (Landa, 2003), propiciando el ensuciamiento de las superficies de los tubos, perjudicando así la transferencia de calor, lo que obliga a parar la unidad para proceder a su limpieza con mayor frecuencia (Camerón, 1999). El coeficiente de variación de estas mezclas es de 13,19 %, valor superior al 12 %, infiriéndose por ende que sus valores presentan una distribución anormal y alta variabilidad. Estas mezclas presentan un contenido de ceniza superior al Maya ligero (0,074%) y al Maya pesado (0,05%) (Sandoval, 1998).

Carbón Conradson (CC).

Su valor medio es de 12,42 %. El valor de su coeficiente de variación (3,71 %) indica que sus valores están centrados alrededor de la media.

Temperatura de calentamiento (TC).

Se observa que la temperatura de calentamiento promedio del petróleo crudo mejorado es de 153 °C en el período, con una escasa dispersión de sus valores. Observe que esta temperatura es muy elevada, lo que viene dado por la alta viscosidad de este combustible y la necesidad de lograr una alta eficiencia en su atomización y combustión.

Análisis del período de entre enero del 2005 y abril 2006.

En Tabla 14 se muestran valores de los reportes de análisis certificados por el Laboratorio de la CTE Antonio Guiteras de las mezclas insumidas entre Enero de 2005 y Abril del 2006. El análisis de los valores reportados para las diferentes magnitudes estudiadas se expone a continuación:

Calor específico de combustión (VCS y VCI).

El valor del calor específico de combustión superior promedio de este combustible es de 9564,2 kcal/kg. El valor del calor específico de combustión inferior es 8467,6429 kcal/kg como se muestra también en la Tabla 14. Este parámetro no cumple con las especificaciones del contrato ($9763 > VCI(kcal/kg) > 9500$) (ALSTON Contrato, 2000).

Densidad API (API).

Se incluye entre los crudos pesado (de 10 a 20 °API) pues su densidad API media es de 11,09 ° API en el período y todos sus valores se encuentran en este rango (Tabla 14). Su coeficiente de variación es de 2,60 %, por lo que sus valores están concentrados alrededor de la media.

Gravedad específica (Gesp).

En el período la gravedad específica media es de 0,9919 y su coeficiente de variación es de 0,26 %, estando estos valores agrupados alrededor de la media.

Viscosidad cinemática (V50)

A 50°C los valores de viscosidad cinemática medios son 1206,13 cSt para el período, con un coeficiente de variación de 8,18 %, superior al 5 %, por lo que los valores no están centrados alrededor de la media. El valor mínimo de este parámetro es de 1060 cSt y el máximo 1400 cSt (Tabla 14), por lo que cumple con las especificaciones de calidad respecto a este parámetro ($v < 1400$ cSt). Su comportamiento con el tiempo es mostrado en la Figura 6.

Asfáltenos(Asf).

Al analizar los asfáltenos se observa que el contenido de los mismos es de 15,68 % con un coeficiente de variación de 5,43 %; por lo que poseen un comportamiento normal.

Hidrógeno(H).

El contenido de hidrógeno medio presente en las mezclas de crudo mejorado es de 9,38 % con un coeficiente de variación de 2,18 %, estando sus valores centrados alrededor de la media.

Carbono(C).

Se puede observar que el carbono existente es de 80,65 % y su coeficiente de variación es 0,58 %, menor al 5 %, indicando que los valores de este elemento se encuentran concentrados alrededor del valor medio.

Agua.

El combustible cumple por lo común con las especificaciones de calidad (Agua<2 %), ya que tiene un contenido de agua menor que 2 % (Tabla 14). En la figura 6 se muestra el comportamiento del contenido de agua para el petróleo crudo en el período estudiado. Según los valores del coeficiente de variación, el cual es 11,69 %, se establece que los valores del contenido de agua en estos combustibles tienen una distribución muy anormal.

Azufre (S).

El comportamiento del contenido de azufre del período estudiado se muestra en la Figura 6. Según (Landa, 2004) en la década del 90 las mezclas de crudo nacional mejorado tenían un contenido de azufre superior al 6 % superior al 4,5% establecido por (Verde, 1982) para el crudo nacional. Se observa que los valores del contenido de azufre de las mezclas de crudo mejorado quemadas en la CTE Antonio Guiteras son mucho mayores al valor reportado por (Verde, 1982) y mayor que el de las mezclas utilizadas en la CTE José

Martí en la década 1989–1999 (Landa, 2002), siendo el valor medio del período de 7,58 %, con un valor mínimo y máximo muestral de 7,91 y 6,65 % respectivamente (Tabla 15), por lo que clasifica como un combustible de muy alto contenido de azufre e incumple con las especificaciones de calidad en cuanto a este parámetro ($S < 7\%$) y con las normas de proyecto (ALSTON Contrato, 2000), en la cual se indica que debe variar entre 6 y 7 %. Se observa un bajo valor del coeficiente de variación (4,48 %), por lo que los datos están agrupados.

Vanadio (Va).

El contenido de vanadio medio de las mezclas de crudo mejorado es de 111,5 ppm, a pesar de los pocos análisis que se hicieron en este periodo, siendo el valor del coeficiente de variación de 17,12 %, superior al 12 %, indicando alta dispersión en este parámetro, siendo su valor mínimo de 98 ppm y el máximo de 125 ppm, por lo clasifica como de moderado a alto contenido de vanadio.

Cenizas (Ash).

El contenido de cenizas promedio del crudo mejorado es de 0,087 %, superior al usado en la CTE J. Martí en la década 89-99 (0,058 %),(Landa y Munequele, 2002), propiciando el ensuciamiento de las superficies de los tubos, perjudicando así la transferencia de calor, lo que obliga a parar la unidad para proceder a su limpieza con mayor frecuencia (Cameron, 1999). El coeficiente de variación de estas mezclas es de 13,62 %, valor superior al 12 %, infiriéndose por ende que sus valores presentan una distribución anormal y alta variabilidad. Estas mezclas presentan un contenido de ceniza superior al Maya ligero (0,074%) y al Maya pesado (0,05%) (Sandoval, 1998).

Carbón Conradson (CC).

Su valor medio es de 12,30 %. El valor de su coeficiente de variación (4,54 %) indica que sus valores están centrados alrededor de la media.

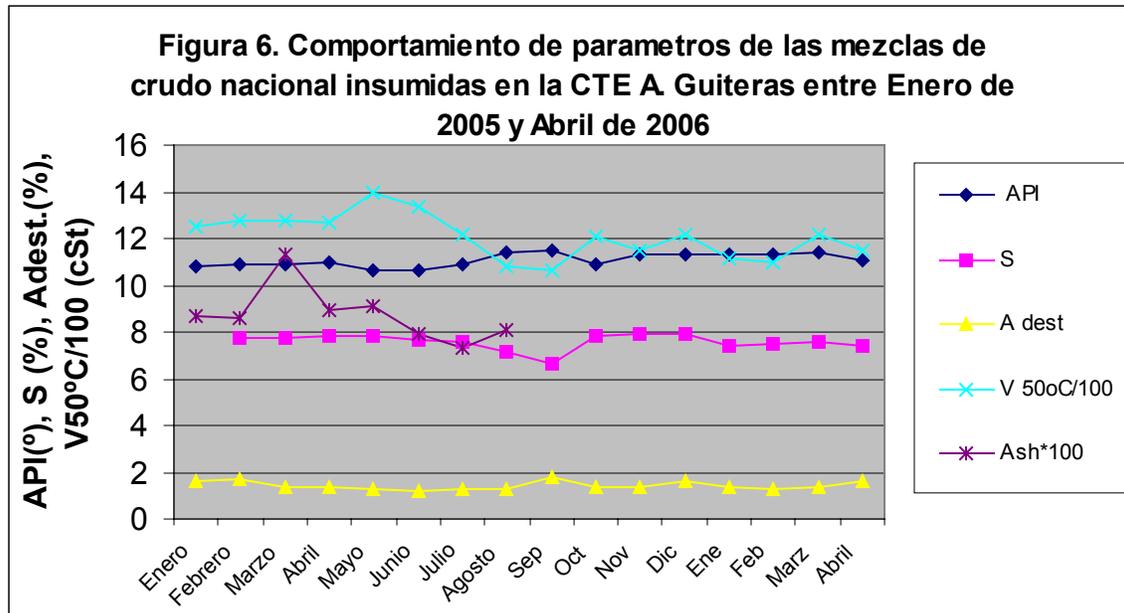


Tabla 14. Análisis de las mezclas de petróleo crudo mejorado utilizado como combustible en la CTE Antonio Guiteras en el período 2005 – 2006.

Tabla 14. a	Año 2005										
Análisis	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Sept	Oct	Nov
VCS (kcal/kg)		9523	9529	9575	9560	9563	9588	9585	9590	9576	9581
VCI(kcal/kg)		913	9025	9059		9056	9061	9073	9067	9027	9031
Densidad (kg/m ³)	0,9944	0,9933	0,994	0,993	0,9958	0,996	0,9937	0,9902	0,9895	0,9937	0,9909
API (°API)	10,8	10,9	10,9	11	10,6	10,6	10,9	11,4	11,5	10,9	11,3
S (%)		7,75	7,75	7,85	7,79	7,68	7,57	7,11	6,65	7,85	7,91
Agua (%)	1,6	1,7	1,4	1,4	1,3	1,2	1,3	1,3	1,8	1,4	1,4
V 50 °C (cSt)	1253	1276	1276	1272	1400	1339	1221	1081	1060	1208	1151
V 80 °C (cSt)	239	218	230	214	229	248	218	180	152	192	195
T C (°C)	153	157	155	151	156	155	154	148	143	150	150
C C (%)	13,21	12,77	13,07	12,72			11,39	13,07	11,42	12,19	12,3
Asf (%)	14,25	16,4	16,41	16,38	17,55	15,64	15,7	14,41	15,15	16,29	16,3
Cen (Ash) (%)							0,087	0,086	0,113	0,089	0,091
Va (ppm)							125				
H (%)		9,25	9,17	9,39		9,25	9,39	9,33	9,49	10	9,56
C (%)		80,3	80,68	80,36		80,87	80,74	81,76	81,06	79,75	80,26
C/H		8,68	8,79	8,56		8,74	8,6	8,76	8,54	7,97	8,39
Tabla 14. b	Año 2006					Parámetros estadísticos					
Análisis	Dic	Ene	Feb	Marz	Abril	Promed	Max	Min	S	CV(%)	

VCS (kcal/kg)	9539	9575	9565	9577	9537	9564,2	9590	9523	22,06225	0,23068
VCI(kcal/kg)	9027	9062	9056	9062	9028	8467,6429	9073	913	2174,4446	25,6795
Densidad (kg/m ³)	0,9909	0,9874	0,9909	0,9875	0,9923	0,9919067	0,9958	0,9874	0,0026012	0,26225
API (°API)	11,3	11,3	11,3	11,4	11,1	11,093333	11,5	10,6	0,2890049	2,60521
S (%)	7,88	7,38	7,53	7,6	7,4	7,58	7,91	6,65	0,339937	4,48466
Agua (%)	1,6	1,4	1,3	1,4	1,6	1,4333333	1,8	1,2	0,1676163	11,6942
V 50 °C (cSt)	1221	1113	1101	1221	1145	1206,1333	1400	1060	98,664559	8,18024
V 80 °C (cSt)	180	181	103	189	187	194,4	248	103	35,528258	18,2759
T C (°C)	149	143	122	148	150	148,73333	157	122	8,5311753	5,73589
C C (%)	11,83	12,71	12,3	11,89	12,26	12,301538	13,07	11,39	0,5594915	4,54814
Asf (%)	14,97	14,82	14,77	15,15	15,33	15,684667	17,55	14,41	0,8521139	5,43278
Cen (Ash) (%)	0,079	0,073	0,081			0,087375	0,113	0,073	0,0119036	13,6236
Va (ppm)			98			111,5	125	98	19,091883	17,1228
H (%)	9,31	9,34	9,28	9,38	9,24	9,3842857	10	9,17	0,2048157	2,18254
C (%)	80,21	80,88	80,89	80,62	80,75	80,652143	81,76	79,75	0,4756563	0,58976
C/H	8,61	8,66	8,71	8,59	8,74	8,5957143	8,79	7,97	0,2092372	2,4342

Temperatura de calentamiento (TC).

Se observa que la temperatura de calentamiento promedio del petróleo crudo mejorado es de 148,73 °C en el período, con una escasa dispersión de sus valores. Observe que esta temperatura es muy elevada, lo que viene dado por la alta viscosidad de este combustible y la necesidad de lograr una alta eficiencia en su atomización y combustión.

La caracterización estadística realizada a las muestras de mezclas de petróleo crudo nacional mejoradas que se utilizan en la CTE Antonio Guiteras en el período analizado como combustible, catalogan como petróleos muy pesados y altamente sulfurados, con una viscosidad media inferior a los 1400 cSt y un contenido de azufre medio de 7.58 % para el período estudiado, presentando muy poca dispersión en cuanto a los parámetros estudiados. Estas características del petróleo hacen que influya notablemente en el ensuciamiento de las superficies de intercambio.

Modelos de regresión de viscosidad cinemática con la temperatura de las mezclas de crudo mejoradas utilizadas como combustible en la CTE Antonio Guiteras en el período Marzo 2003 a Abril del 2006.

Para correlacionar estos parámetros se utilizó como herramienta de cálculo el Software Statgraphics Versión 5.0 y los valores de los reportes de análisis del combustible (ver Tabla 13) tomando como valores de partida los del período comprendido entre Marzo del 2003 y Noviembre del 2004, los modelos fueron validados utilizando los datos del período entre Enero del 2005 y Abril del 2006 (Tabla 14) .

Para definir el modelo general de ajuste se recurrió a las correlaciones reportadas en la literatura como la de Walter (Vizcón, 2003) ($\log \log(\nu + 0,8) = a + b \log t$), estudiándose la influencia de la constante definida (0,8) sobre el ajuste del modelo, el comportamiento exponencial $\mu = a \cdot e^{b \cdot T}$ y se propusieron otros posibles modelos de comportamiento, como el de Andrade (Fox, 1995), valorándose su cumplimiento. En los resultados reportados debe señalarse que no se eliminó ningún dato de los reportados por el laboratorio, por lo que los modelos representan a toda la población.

Los mejores modelos obtenidos con los datos del laboratorio de la CTE A. Guiteras se reportan en la Tabla 15, donde se observa que los modelos de tipo Walter, exponencial y de Andrade tienen una calidad de ajuste en sus variables linealizadas muy buena, siendo sus valores comparables, pero los modelos de tipo exponencial y de Andrade (modelo 3 y 4) estadísticamente son ligeramente superiores y además el error máximo de ajuste a los datos que le dieron origen es menor representando mejor el comportamiento de los datos. Como los modelos de Walter son más complejos y presentan un error mayor que los de tipo exponencial y de Andrade, aunque es este pequeño, se recomienda usar estos últimos.

Al validar estos modelos con los datos del periodo enero del 2005 a abril del 2006 se obtiene que el error máximo de ajuste del modelo a estos datos es de 16,53 % y el error medio es de 11.39 %, lo que indica que la calidad del modelo es suficientemente buena. La calidad del modelo no es mejor debido a que se toman como dato todo aquellos petróleos que tienen valores de viscosidad cinemática mayores que 1100 y menores que 1400 cSt.

Observe que en los modelos 3 y 4, se substituyó ν por μ y, sin embargo, correlacionan satisfactoriamente, lo cual se debe a que la densidad tiene una pequeña variación con la temperatura y esta no influye marcadamente sobre el valor de ν . Este comportamiento ha sido encontrado para el crudo nacional y otras mezclas de crudo (Landa, 2003).

Estos modelos son válidos en el rango de temperaturas de 50 a 80 °C, aunque, como se sabe, estos valores son utilizados en la práctica para establecer por extrapolación la temperatura a que deben ser calentados los combustibles para su correcta combustión, por lo que estos modelos pudieran ser utilizados para estimar, por extrapolación, en forma gruesa, los valores de viscosidad o la temperatura de calentamiento promedio, lo que se reafirma por el hecho de que el comportamiento de la variación de la viscosidad con la temperatura en un rango mucho más amplio viene dado por estos tipos de modelos.

Resultaría conveniente para fines de diseño obtener ecuaciones de viscosidad cinemática en función de la temperatura en el rango de 30 a 160 °C, con variación de la temperatura acorde con lo establecido en las normas de uso del viscosímetro.

Tabla 15. Modelos de variación de la viscosidad cinemática con la temperatura para las mezclas insumidas en la CTE A. Guiteras en los años 2003-2004.

No	MODELO	R ² (%)	R ² adj (%)	F	P value	Error Máximo (%)
1	$\log \log (v - 1) = 1.55307 - 0.624651 * \log T$	99.5094	99.4931	6085.49	0.0000	14.1451
2	$\log \log (v - 0.8) = 1.55249 - 0.624309 * \log T$	99.5099	99.4936	6091.56	0.0000	14.1538
3	$v = 26066.34 * e^{-0.0604458 * T}$	99.6066	99.5935	7595.98	0.0000	14.1064
4	$v = 10.07896 * e^{241.783 * 1/T}$	99.6066	99.5935	7595.98	0.0000	14.1063

Conclusiones.

1. Se han caracterizado estadísticamente las mezclas de petróleo crudo nacional insumidas en la CTE Santa Cruz y Matanzas, las cuales tienen como característica común un contenido de azufre medio muy alto y superior a 7 % y un contenido de vanadio medio superior a 110 ppm lo cual da lugar a la formación de sustancias corrosivas y dañinas a la salud que provocan un serio impacto ambiental.
2. Estos combustibles clasifican como pesados de acuerdo a sus valores de densidad y viscosidad cinemática, de moderado a muy alto contenido de vanadio ya que su contenido de vanadio varía entre 55,53 y 223,71 ppm y como muy agrios de acuerdo a su alto contenido de azufre.
3. Se han obtenido modelos matemáticos que expresan la correlación existente entre la viscosidad cinemática con la densidad y la densidad API con error menor del 8 % tanto para el ajuste de los datos al modelo como para probar su validez para la CTE Santa Cruz y con un error máximo de 11,73 para la CTE Matanzas en el período de septiembre 2002 a enero 2003.
4. Las caracterizaciones estadísticas realizadas de las mezclas de petróleo crudo mejorado de la CTE Antonio Gúiteras en el período de marzo de 2003 a abril 2006 muestran que:
 - dichas mezclas se pueden catalogar como petróleos muy pesados y altamente sulfurados
 - su viscosidad media es inferior a los 1400 cSt, por lo que resolvió el problema de calidad que presentaba este parámetro entre septiembre de 2002 y enero de 2003
 - posee un contenido de azufre medio superior a 7 % por lo que incumple con este parámetro de calidad, clasificando como muy agrios
 - su contenido de vanadio varía apreciablemente en el período, clasificando entre moderado y de muy alto contenido de vanadio
 - El mejor modelo que correlaciona la viscosidad cinemática con la temperatura es $v = 10.07896 * e^{241.783 * 1/T}$
5. Se corrobora que los modelos del tipo exponencial y de Andrade ($V = a \cdot e^{b \cdot t}$ y $v = a * e^{b/T}$) son los más adecuados para expresar el comportamiento de la viscosidad cinemática con la temperatura en mezclas y petróleos muy viscosos, por su mayor exactitud y sencillez.

Recomendaciones.

1. Obtener ecuaciones de viscosidad cinemática en función de la temperatura en el rango de 30 a 160 °C.
2. Realizar un análisis de la emisión de los gases contaminantes de las calderas instaladas en la CTE Santa Cruz y Antonio Gúiteras ya que potencialmente pueden contaminar el medio ambiente al insumir combustibles de muy alto contenido de azufre.
3. Obtener modelos que expresen el comportamiento de la viscosidad cinemática a 50 °C como función de la densidad para la CTE Antonio Gúiteras en todo el período estudiado.

BIBLIOGRAFIA.

- (ALSTON Power Boiler y ENERGOIMPORT, 2000). Contrato EI-30-4297G-408-00-R-2704. para la conversión a la quema de crudo de la Central Termoeléctrica Antonio Gúiteras de Matanzas. Habana. Cuba.
- (Cameron, J.H., K. Goerg-Wood, 1999). "Role of thermophoresis in the deposition of fumes particles resulting from the combustion of high inorganic containing fuels with reference to kraft black liquor", Fuel Processing Technology, 60, 49-68.
- (González, L. M., 2000) Cálculo energético de oleoductos. Trabajo de Diploma. Universidad de Matanzas. Cuba.

- (Filippe Tembe, V. E., 2001) Caracterización de las mezclas de petróleo producidas por la Empresa del Petróleo de Matanzas. Trabajo de Diploma . Universidad de Matanzas. Cuba.
- (Fox, Robert W.; Alan T. McDonald, 1995). Introducción a la mecánica de los fluidos. Editorial Mc Graw Hill. México.
- (Honeywell, A. A., 2003). Caracterización de mezclas de petróleo crudo nacional mejorado y su uso en la evaluación del sistema de preparación de combustible y generación de vapor en la CTE José Martí. Trabajo de diploma. Universidad de Matanzas. Cuba.
- (Landa García, Juan, 2003). Elementos para el perfeccionamiento de la explotación del petróleo crudo nacional. Tesis de Maestría en Termoenergética Industrial. Universidad de Matanzas. Cuba.
- (Landa García, Juan y Allister Alexander Honeywell, 2003). Caracterización estadística de las mezclas de petróleo crudo utilizadas como combustible en la CTE Santa Cruz. COMAT 2003.
- (Landa García, Juan y Atanasio Eduardo Munequele, 2002). Caracterización estadística de las mezclas de petróleo crudo utilizadas como combustible en la CTE José Martí. Publicado en las memorías de ECODES 2002.
- (Sandoval, Alan A., consultado 2003) Los crudos mejicanos, sus características. En línea. <http://www.iie.org.mx/publica/bolmj98/sumj98.htm>.
- (Verde Padrón, 1982). Tecnología moderna del petróleo en Cuba. Ciudad de la Habana.
- (Vizcón Toledo, Roberto, 2003).“Conferencias de Generadores de vapor”. Maestría en Termoenergética Industrial. Universidad de Matanzas. Cuba.