

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA
FACULTAD DE INGENIERIA DE PETROLEO



**" ANALISIS EN EL LABORATORIO DE LAS PROPIEDADES
FISICO-QUIMICAS DEL PETROLEO A CONDICIONES DE
SUPERFICIE EN EL NOROESTE PERUANO "**

TESIS

PARA OPTAR EL TITULO PROFESIONAL DE:

INGENIERO DE PETROLEO

DANIEL B. CANTO ESPINOZA

LIMA - PERU - 1996

A MIS PADRES ·

Bernardino y Hilda, quienes
me brindaron su comprensión
y apoyo en el transcurso de
mi carrera

AGRADECIMIENTO :

A la Empresa PETROUNI, Servicio y Asesoría, por la culminación de esta tesis.

**ANALISIS EN EL LABORATORIO DE LAS PROPIEDADES FISICO-
QUIMICAS DEL PETROLEO A CONDICIONES DE SUPERFICIE
EN EL NOROESTE PERUANO**

SUMARIO

I.- INTRODUCCION

II.- FUNDAMENTO TEORICO

II.1.- PROPIEDADES FISICO-QUIMICAS

- A.- Gravedad Específica
- B.- Viscosidad OSWALD Y FANN
- C.- B.S.W.
- D.- Número de Neutralización
- E.- Contenido de Sal
- F.- Contenido de Asfaltenos (%)
- G.- Contenido de Azufre (%)
- H.- Destilación Robinson
- I.- Factor de Caracterización (Koup)

III.- AREA DE APLICACION

III.1.-UBICACION GEOGRAFICA

III.2.-DESCRIPCION DE LAS FORMACIONES PRODUCTIVAS

III.3.-ACTIVIDADES REALIZADAS

**IV.- MEDICION DE LAS PROPIEDADES FISICO-QUIMICAS EN EL
LABORATORIO.**

**IV.1.-METODO DE MEDICION DE LAS PROPIEDADES
FISICO-QUIMICAS**

**V.- RESULTADOS Y ANALISIS DE LAS PROPIEDADES FISICO-
QUIMICAS.**

V.1.- PROPIEDADES FISICO-QUIMICAS

V.2.- EVALUACION DE MEZCLAS DE PETROLEO

VI.- EVALUACION ECONOMICA

VI.1.-COMPARACION DE COSTOS

VI.2.-INCIDENCIA DEL PORCENTAJE DE AZUFRE Y API
EN EL PRECIO DEL CRUDO

VII.-CONCLUSIONES

VIII.-RECOMENDACIONES

FIGURAS

TABLAS

BIBLIOGRAFIA

SUMARIO

Durante la realización del presente trabajo de análisis de las propiedades físico-químicas del petróleo crudo del Noroeste Peruano, se presenta en forma secuencial los conceptos y definiciones necesarios de cada propiedad para lograr un claro entendimiento de los resultados obtenidos y comprender mejor las variables involucradas en el manejo de los mismos.

Del mismo modo se detalla como se realiza el análisis de laboratorio de cada uno de las pruebas, las que se han realizado de muestras de los yacimientos X, Y, Z y W pertenecientes al Noreste Peruano, estas pruebas fueron efectuadas en el laboratorio de la Facultad de Petróleo según las normas establecidas en la Industria del Petróleo.

Dichos análisis son independientes del orden de las propiedades, con excepción del B.S.W. cuya prueba se realiza en primer lugar para no alterar su contenido real de agua que es muy importante en la industria.

Asimismo se experimentó en el laboratorio una mezcla de petróleo crudo con diferentes características (HCT y LCT), de tal forma que mediante mezclas de porcentajes de volúmenes de estos crudos, se llegue a ha identificar el tipo de petróleo. Esto nos dará una clara idea en los campos petroleros, que clase de petróleo esta llegando por medio de tuberías a las baterías ó al tanque de fiscalización.

Al final se muestra la comparación de costos entre el laboratorio de la Facultad y otro externo, asi como también la incidencia económica en el precio del crudo debido al contenido de azufre y el valor del grado API. Luego la rentabilidad económica, para diferentes números de pruebas de los análisis físico-químicas del petróleo.

ANALISIS EN EL LABORATORIO DE LAS PROPIEDADES FISICO- QUIMICAS DEL PETROLEO A CONDICIONES DE SUPERFICIE EN EL NOROESTE PERUANO

I.- INTRODUCCION:

Debido a la importancia del conocimiento de las propiedades físico-químicas del petróleo en la industria del petróleo y con la finalidad de obtener datos de las propiedades físico-químicas en el laboratorio se han considerado las siguientes normas:

Extremas precauciones en el muestreo y traslado de las muestras desde el campo hasta el laboratorio.

Se ha tenido presente durante el procedimiento de los análisis físico-químicas lo siguiente:

- * Que los recipientes deben de estar limpios y secos.
- * Que los reactivos deben ser químicamente puros.
- * Las soluciones e indicadores deben de ser preparados en el momento en que se realiza cada prueba.
- * Cada prueba debe tener un adecuado ambiente, para así obtener buenos resultados.
- * Todo el personal que trabaja en el laboratorio debe de contar con los equipos de seguridad.

El análisis de las propiedades físico-químicas del petróleo es muy importante, ya que nos permite:

Determinar la naturaleza de los diferentes tipos de crudo existentes.

Determinar el comportamiento de los mismos bajo cambios de presión y temperatura.

Determinar las fuerzas impulsivas y retentivas permitiendo de este modo maximizar la producción.

Minimizar el daño que se puede ocasionar a los ductos y equipos de las refinarias de existir componentes corrosivos.

Determinar las velocidades de bombeo.

En base a estas propiedades físicas y químicas se tienen un valor en el mercado para cada tipo de crudo Y derivados.

Del mismo modo, además, permite al ingeniero de petróleo lo siguiente:

- a.- Diseñar adecuadamente en cada fase de la industria del petróleo: Equipos, tanques, separadores, líneas de flujo, etc.
- b.- Determinar el método más adecuado de Recuperación Mejorada para incrementar el factor de recuperación (Ejm. disminución de la viscosidad mediante inyección de vapor, combustión Insitu, etc.).
- c.- Planificar el método más adecuado para la estimulación de la formación productiva (Ejm. Acidificación, fracturamiento).

- d.- Determinar el fluido de fracturamiento compatible con el tipo de hidrocarburo existente en el reservorio (Ejm. tipo de crudo HCT ó LCT) y que minimize el daño a la formación.

- e.- Diseñar adecuadamente los equipos de subsuelo, permitiendo de este modo una operación continua que permita obtener una mayor producción y reservas.

II.- FUNDAMENTO TEORICO

El petróleo es una mezcla compleja de compuestos diversos predominantemente de hidrocarburos, conteniendo azufre, nitrógeno, oxígeno, helio como constituyentes menores.

Las propiedades fisico-químicas varían considerablemente y son dependientes de la concentración de los varios tipos de hidrocarburos y constituyentes del mismo.

En el presente trabajo se ha dividido el análisis de las propiedades del petróleo en dos grandes grupos : Propiedades Físicas y Propiedades Químicas.

II.1.-Propiedades Físico-Químicas

Las principales propiedades físico-químicas de interés primario en la industria del petróleo son: Gravedad Específica, Viscosidad, B.S.W., Número de Neutralización, Contenido de Sal, Contenido de Asfaltenos, Contenido de Azufre, Destilación Robinson y Factor de Caracterización, las mismas que a continuación se describen:

A.- Gravedad Específica

Definición.- Se denomina gravedad específica a la relación existente entre la densidad de un fluido y la densidad del agua pura medido a 60°F y a 1 atmósfera de presión; por lo tanto es un coeficiente adimensional.

En la industria del petróleo se utiliza los grados API como medida de la gravedad específica y ésta se mide por medio de un Hidrómetro a una determinada temperatura, luego del cual esta lectura se puede corregir a la temperatura standard que se utiliza (60°F).

La gravedad API es una función de la densidad relativa (gravedad específica) 60/60°F (15.56/15.56°C), representada por:

$$API_{60^{\circ}T} = \frac{141.5}{Sp.Gr_{60^{\circ}F}} - 131.5 \quad \dots\dots(1)$$

Para poder corregir el valor de la gravedad API a la temperatura standard se utiliza el manual TAG, para valores que no existen en la tabla se utiliza la interpolación lineal.

Adicionalmente con la finalidad de determinar la gravedad API a 60°F desde un valor medido a la temperatura observada se puede demostrar lo siguiente:

Sabemos que:

$$API_{T^{\circ}F} = \frac{141.5}{Sp.Gr_{oT}} - 131.5 \quad \dots\dots(2)$$

Restando (1) y (2):

$$API_{60^{\circ}F} = API_{oT} + 141.5 \left(\frac{1}{\gamma_{60^{\circ}F}} - \frac{1}{\gamma_{T^{\circ}F}} \right) \dots\dots(3)$$

De (1):

$$Y_{60^{\circ}F} = \frac{141.5}{131.5 + API_{60^{\circ}F}} \dots\dots\dots(4)$$

Combinando (3) y (4):

$$API_{60^{\circ}F} = API_{oT} + (API_{60^{\circ}F} + 131.5) * (1 - \frac{Y_{60^{\circ}F}}{Y_{oT}}) \dots\dots(5)$$

Además:

$$\frac{1}{Y_{oT}} = \frac{1}{Y_{60^{\circ}F}} * (1 + \alpha (T - 60^{\circ}F)) \dots\dots\dots(6)$$

Donde:

α : Coeficiente de expansión térmica, para efectos prácticos se puede asumir que es constante.

Para temperaturas mayores de 45°F, el valor de α estimado es 0.00045.

De (5) y (6) ,tenemos:

$$API_{60^{\circ}} = \frac{API_{oT} - 131.5 * \alpha (T - 60^{\circ}F)}{1 + \alpha * (T - 60^{\circ}F)}$$

Reemplazando $\alpha = 0.00045$ tenemos :

$$API_{60^{\circ}F} = \frac{API_{oT} - 131.5 * 0.00045 (T - 60^{\circ}F)}{1 + 0.00045 (T - 60^{\circ}F)}$$

$$API_{60^{\circ}F} = \frac{API_{oT} - 0.059175 (T - 60^{\circ}F)}{1 + 0.00045 (T - 60^{\circ}F)}$$

Ecuación que se puede utilizar con muy buena aproximación.

B.- Viscosidad Método OSWALD y FANN

Definición.- La viscosidad de un crudo es una medida de la resistencia interna al flujo ofrecida por un fluido. La viscosidad es la principal fuerza retentiva, tanto a condición de reservorio y superficie.

Uno de los métodos utilizado de análisis es de Oswald, este caso se presenta con todos los gases, liquido de bajo peso molecular (petróleo ligero) y las disoluciones entre estos.

Otro de los métodos utilizados para este análisis, es mediante el viscosímetro Fann; lo cual tratará de demostrar que crudos ligeros ó pesados tengan un determinado comportamiento.

Este equipo viscosímetro Fann, nos dará una relación de la tensión de corte con la velocidad de corte de un fluido determinado (en nuestro caso petróleo).

Seguidamente definiremos algunos conceptos relacionados a ello:

Velocidad de Corte.- Es la velocidad relativa con el cual una capa individual de un fluido se mueve con respecto a las capas vecinas.

Tensión de Corte.- Es la fuerza de resistencia que una capa individual ofrece al deslizamiento de las capas vecinas.

Los fluidos pueden ser clasificado como:

a.1) Newtoniano.- Un fluido se denomina newtoniano cuando la tensión de corte es directamente proporcional a la velocidad de corte (rpm) y por

lo tanto tiene una viscosidad constante. Adicionalmente el método utilizado de análisis es de Oswald, este caso se presenta con todos los gases, líquido de bajo peso molecular (petróleo ligero) y las disoluciones entre estos.

a.2) **No Newtoniano.**- Un fluido se denomina no newtoniano cuando la tensión de corte no es directamente proporcional a la velocidad de corte y pueden presentar otras relaciones que permitan identificar bajo diferentes modelos, tales como: Bingham, Power Law.

Para que un fluido sea considerado newtoniano es necesario que el fluido sea laminar.

Si la velocidad del fluido no es muy elevada, las partículas del fluido tienden a moverse en líneas rectas paralelas a la dirección del flujo; también podemos imaginar que el líquido en movimiento consiste en capas cilíndricas muy finas, concéntricas en la tubería, a este tipo de flujo y a estas capas ó laminas son las que originan el nombre de flujo laminar. Las partículas cercanas a la pared de la tubería se moverán más lentamente que las que están alejadas de ella.

La determinación directa de la viscosidad absoluta es difícil, y para fines prácticos, la industria del petróleo encuentra satisfactorio tomar como medida de la viscosidad, el tiempo necesario para una cantidad determinada de petróleo que fluya por un tubo capilar calibrado. Estas medidas se toman usando diversos instrumentos llamados viscosímetros.

La viscosidad que se halla en el laboratorio es en las unidades de centiestokes (Viscosidad Cinética), a este se multiplica por su densidad a la temperatura realizada nos dá en unidades de centipoise (Viscosidad Dinámica).

La relación existente entre ambos tipos de viscosidad es:

$$\mu_c = \mu_a / \rho$$

$$\mu_a = \mu_c * \rho$$

donde

μ_c = viscosidad cinemática, en stokes (cm² / seg).

μ_a = Viscosidad dinámica (absoluta), en poise (gr /cm * seg).

ρ = Densidad a una determinada temperatura.

En el caso del viscosímetro Fann, el valor de la viscosidad será dada por:

$$\mu = \Theta_{600} / 2$$

Donde: μ = Viscosidad, método Fann en centipoise.
 Θ_{600} = Esfuerzo de corte a la velocidad de corte de 600 rpm.

C.- Contenido De Agua Y Sedimentos (B.S.W.)

Definición.— Se define como B.S.W a la cantidad de agua y sedimentos presente en un determinado volumen de hidrocarburo.

Para una mayor determinación del B.S.W. es necesario tener en cuenta los siguientes criterios:

En crudos que contengan asfaltenos se requiere de un solvente aromático tal como el tolueno.

Para crudos parafínicos se requiere que la muestra sea calentada a alta temperatura. En crudos que presenta emulsión es necesario usar desemulsificantes.

Para crudos que tienen altas viscosidades y/ó finos suspendidos es necesario mayores tiempos de centrifugación que los normales.

Con la finalidad de obtener resultados confiables se debe incidir en lo siguiente:

- * Obtener una muestra representativa de 50 cc. de crudo, esta muestra debe ser agitado en forma vigorosa antes de ser transferida al tubo ó pera.
- * Realizar dos ó tres repeticiones, estos los datos obtenidos indicará la confiabilidad de este valor.
- * El uso de desemulsificante, generalmente es útil para promover la separación del agua de la muestra y prevenir su adherencia en las paredes del tubo de centrifuga.

Si persiste la emulsión en la interfase agua- petróleo después de la centrifugación ó si hay algun signo pobre de separación de agua, debe de encontrarse un tipo de demulsificante adecuado.

D.- Número De Neutralización

Definición.- El Número de Neutralización se define como el peso en mlgr. de KOH requerido para neutralizar un gramo de petróleo y representa la suma de los ácidos minerales ó constituyentes orgánicos con características ácidas presentes de un determinado crudo.

El número de neutralización indica el grado de corrosión que tiene el petróleo.

Todos los petróleos por lo general son ácidos, para valores mayores de 5 mlgr. de KOH/gr ya empieza a corroer todas las instalaciones de producción y refinarias.

El número de neutralización es usado como una guía en el control de calidad de lubricantes derivados del petróleo, y algunas veces como medida de la degradación del lubricante en servicio.

E.- Contenido De Sal De Un Crudo

Introducción

El petróleo producido por los pozos petroleros, viene del subsuelo acompañado de gas y agua, la cantidad de estos componentes depende del mecanismo de impulsión presente en el reservorio, las cuales deberán ser separados eficientemente en las baterías para asegurar la buena calidad del crudo a ser transferido a los patios de tanques. Si la operación normal en un campo petrolero, es recibir crudo emulsionado en los patios de tanques, habrá que implementar en estas instalaciones una planta de tratamiento de crudo para disminuir el contenido de agua (portadora de sales), además dependiendo de la calidad del crudo, se podría instalar desaladoras con el fin de obtener una medición correcta y un precio máximo unitario del petróleo.

Como se sabe la medición del petróleo es la contabilización fiscalizada del petróleo a las condiciones estándar de presión y temperatura, como resultado de aforar el volumen contenido en un recipiente llamado tanque o fluyendo a través de una tubería (que pueden ser corroídas por las sales presentes en el crudo). Siendo la medición una operación bastante decisiva en la marcha de una Empresa, el cliente requiere la prueba de calidad.

La cantidad del crudo es afectada por la emulsión y principalmente por los cambios de temperatura y uno de los factores que afecta la calidad es el contenido de sal.

En la presente prueba se explica la Determinación del Contenido de Sal en el crudo, por el Método de Extracción y un aporte , incluyendo además un enfoque teórico sobre la presencia de la sal en el petróleo crudo, Procesos de Desalado del petróleo crudo.

Definición.— En la industria del petróleo se define como la cantidad de libras de cloruro de sodio por cada mil barriles de crudo.

Los petróleos crudos que provienen de los distintos campos petrolíferos son de naturaleza variada hasta en su apariencia externa, en lo general el crudo esta acompañado por pequeños porcentajes de compuestos oxigenados, sulfuros, nitrogenados y compuestos que contienen sales.

La sal presente en los petróleos generalmente se encuentra en solución acuosa, formando una especie de salmuera la que a su vez se dispersa en finas gotitas altamente estabilizadas por los agentes emulsificantes naturales del petróleo. Según esto, la cantidad total de sal de un petróleo crudo es el contenido de sal de una muestra dada, dentro de cuyo volumen la sal en solución con la salmuera permanece dispersa en el volumen total de aceite.

Tipos de Sales

Las sales que se encuentran con mayor frecuencia en el petróleo crudo son: los cloruros, sulfatos y carbonatos de los metales alcalinos y alcalinotérreos. Las principales sales solubles en agua, presentes en el petróleo son Cloruro de Sodio, Cloruro de Calcio y Cloruro de Magnesio.

Usualmente se encuentran disueltas en el agua y es posible que se presenten también en forma de cristales no disueltos, dispersos en el crudo. Esto sólo se presenta en el caso de sulfatos (CaSO_4).

La existencia de sales no disueltas se debe probablemente a lo siguiente:

Vaporización del solvente (agua) en el interior del pozo petrolero y arrastre del mismo por los gases que ascienden a la superficie.

Cristalización por cambio de solubilidad al pasar el sistema: desde el fondo del pozo (solución saturada), hasta la superficie (solución sobresaturada a causa del descenso de la temperatura y presión).

Las sales y demás impurezas sólidas (arena, asfalto, barro de perforación, compuestos organometálicos, arcillas, etc.) son indeseables porque tienden a formar depósitos, incrustaciones y residuos de carbón en los equipos de proceso, tuberías de conducción y tanques de almacenamiento.

Entre las sales, las más perjudiciales son los cloruros de calcio y magnesio que por hidrolizarse fácilmente a las temperaturas de los procesos de destilación, a ácido clorhídrico, constituyen medios potenciales de corrosión muy peligrosos.



HCl: Acido Clorhídrico Corrosivo.

La unidad cuantitativa para medir el contenido de sal en el petróleo es la libra de cloruro, expresada como el equivalente de cloruro de sodio, presente por cada 1 000 barriles de petróleo. Esta cantidad puede variar desde 10 hasta varios cientos de libras por 1 000 barriles de petróleo, que depende del contenido de agua emulsificada y de la concentración de sal en el agua. La salinidad del agua presente en el petróleo varía desde cero hasta la casi saturación, pero se acepta como

promedio de 20 000 a 130 000 partes por millón de equivalente de cloruro de sodio.

En la figura (A), se establece la relación entre la salinidad del agua salada remanente en el aceite comparada a la distribución total de cloruro de sodio en lbs. barril de aceite, para 0,1 de 1% de agua presente en el crudo.

Si un petróleo crudo contiene 10% de agua con una salinidad de 20 000 ppm de equivalente de cloruro de sodio, haciendo uso del gráfico, encontramos que para esta muestra el contenido de sal será de 700 lbs por 1000 barriles de aceite.

A continuación se describe alcances sobre:

- 1.- Agua en el Petróleo Crudo
- 2.- Emulsión de agua en el Petróleo.
- 3.- Ruptura de Emulsiones.
- 4.- Mecanismo del desalado de Crudo.
- 5.- Ventajas del desalado de Crudo.

1.- Agua en el Petróleo Crudo

Por lo general, la mayor parte de las sales en el petróleo vienen disueltas en el agua que lleva consigo. En consecuencia, para eliminarlas, es necesario remover el agua, es decir, la salmuera presente.

Como se sabe, agua y aceite (petróleo) son inmiscibles, no obstante, el agua (la salmuera) puede adherirse al crudo y al hacerlo sigue uno o ambos de los caminos siguientes:

a.- Agua Libre

Esta agua se incorpora al crudo a causa de la agitación a la que está sometido durante el proceso para sacarlo del subsuelo. La mezcla es muy inestable y se mantendrá mientras exista turbulencia; las gotas de agua dispersas se agrupan (coalescen) con facilidad y al aumentar su tamaño caen rápidamente por simple decantación natural.

Dado que las fases no están en íntimo contacto, su separación requiere solamente un poco de reposo, por lo que los tiempos de decantación (o sedimentación), son relativamente cortos.

b.- Agua Emulsionada

Se denomina emulsión a la unión prácticamente permanente y aparentemente homogénea de un par de líquidos normalmente inmiscibles, uno de los cuales está dispersado en el seno del otro en forma de pequeñas gotas.

El "agua emulsionada" presente en el petróleo es también resultado de una fuerte agitación ocurrida dentro del pozo petrolero, pero en este caso las pequeñas gotas de agua dispersa están íntimamente ligadas al crudo debido a la presencia de una tercera sustancia llamada emulsionante que facilita la mezcla y la estabiliza; estas sustancias están presentes en el crudo.

En estas circunstancias, el contacto agua-aceite es sumamente fuerte, por lo que se necesitan métodos especiales para romper (desestabilizar) la emulsión y separar el agua, ya que la decantación natural no es posible ó tarda mucho tiempo. La eliminación del "agua emulsionada" es mucho más fácil y es aquí donde aparecen los mayores inconvenientes en todo proceso de desalado de crudos.

2.- Emulsión de Agua en el Petróleo

a.- Formaciones de Emulsiones.

Para la formación de una emulsión estable, es decir una emulsión que no se romperá sin alguna forma de tratamiento, son necesarias tres condiciones:

Los líquidos deben ser inmiscibles.

Debe de haber suficiente agitación para dispersar un líquido en forma de gotas pequeñas en el otro. Debe de haber presente un agente emulsionante.

b.- Fases de la una Emulsión.

En una emulsión, el líquido que es fraccionado en gotas es conocido como la fase dispersa o fase interna. El líquido que rodea a las gotas es conocido como la fase continua o fase externa.

Una emulsión de petróleo y agua puede tener cualquiera de los dos como fase dispersa, pero en la mayoría de los casos el agua está en forma de gotas dispersadas en el crudo; éstas emulsiones pueden contener desde trazas hasta 90% o más agua y pueden ser muy resistentes o débiles, dependiendo de varios factores los cuales incluyen las propiedades de los dos líquidos, el porcentaje de cada uno y el tipo y cantidad de agente emulsionante presente.

En raras ocasiones las emulsiones producidas en algunos campos son del tipo reverso, esto es, el petróleo es la fase interna, la que es dispersada en el agua.

Mucho más raro es encontrar crudo producto en una emulsión dual, donde la fase dispersa es una gota de una emulsión de petróleo crudo en agua y la fase externa es crudo.

c.- Emulsionantes.

Son fluidos formados principalmente por dos líquidos inmiscibles disperso el uno en el otro en forma de gotas (aproximadamente 0,001 mm de diámetro); para su formación han contribuido la unión de estos líquidos por diversos medios mecánicos, flujos turbulentos, alta presión y agentes emulsificantes que mantiene el líquido disperso en emulsión.

Estas sustancias se encuentran asociadas al petróleo desde su yacimiento de origen. Generalmente se encuentran en la interfase entre el petróleo y las gotas de agua, en la forma de una película alrededor de la gota; favorecen la dispersión del agua en el crudo y la hacen duradera.

La película de agente emulsionante, que rodea la gota de agua tiende a prevenir la coalescencia de las gotas de agua, y aún cuando ocurra la colisión de dos gotas, impide su unión para formar gotas más grandes, que se decantarían fácilmente.

La característica estructural más importante de un emulsionante es que su molécula posee dos porciones bien definidas, cada una de las cuales muestra afinidad exclusiva por el agua (porción hidrosoluble) ó por el aceite (parte oleosoluble). Esta particularidad de atraer simultáneamente al agua y al petróleo, hace que el emulsionante sea soluble en ambos líquidos y que por lo tanto, facilite su mezcla actuando como un puente o ligazón interfacial. De este modo, las gotitas de agua quedan dispersas en el petróleo y se mantienen en suspensión gracias a la película protectora formada por el emulsionante.

Los agentes emulsionantes encontrados comúnmente en el petróleo crudo incluyen asfaltos, sustancias resinosas, ácidos orgánicos solubles en aceite, y otros materiales finamente divididos que son más solubles o dispersables en crudo que en agua. También se encuentran fierro, zinc, y sulfatos de aluminio, carbonato de calcio, sílice y sulfuro de fierro.

3.- Ruptura de Emulsiones

En una emulsión de agua en crudo hay dos fuerzas que actúan en dirección opuesta. La tensión superficial del agua hace que las gotas pequeñas tiendan a juntarse para formar gotas más grandes, las cuales cuando son suficientemente grandes, actúan la fuerza de la gravedad y decantan. La película de agente emulsificante, la cual rodea la gota de agua, tiende a prevenir la coalescencia de las gotas de agua y, aún cuando ocurra la colisión de dos gotas, tiende a permanecer entre las gotas y prevenir su unión en gotas más grandes.

Para romper una emulsión de petróleo deben anularse las propiedades del agente emulsificante de tal manera que, las gotas de agua puedan coalescer.

Las operaciones que se llevan a cabo en Refinación Topping y Cracking, han tenido que encarar desde hace mucho tiempo el problema de la contaminación del petróleo crudo. Principalmente estos problemas se relacionan con: la interrupción del flujo debido a la precipitación de sólidos, al sobrecalentamiento del equipo debido a la escoria que se forma, debido a las sales y a la corrosión acelerada, y a la formación de ácido clorhídrico en el equipo de proceso. Tales problemas inciden especialmente en el tiempo de operación, rendimiento de planta, costo de mantenimiento y reemplazo del equipo. Al lado de lo que se ha señalado, la excesiva contaminación con ciertas sales nos conduce a la posibilidad de contaminación y degradación general de los productos obtenidos.

Estas dificultades se han reducido con el tratamiento adecuado que permite eliminar en el máximo grado el contenido de sal presente en el petróleo antes de su ingreso a la Refinería.

El problema no existe cuando se procesa petróleo libre de sal. Normalmente muy pocos son los petróleos que no contienen sal y de allí que sea necesario conocer su efectos y la manera de resolverlos.

4.- Mecanismos del desalado de Crudo

Dado que la sal se encuentra disuelta en el agua emulsionada del crudo, básicamente el desalado de éste consiste en romper esta emulsión y separar su dos componentes: agua y crudo (desemulsificación).

Este proceso se realiza en las siguientes etapas:

- a) Colisión de las gotas de agua.
- b) Coalescencia o agrupamiento de la gotitas de salmuera desestabilizadas.
- c) Separación o decantación de las gotitas coalescidas de la fase continua (del petróleo), por gravedad.

a.- Colisión

La colisión o floculación se describe como el choque entre gotas, que pueden ser a altas o bajas velocidades a través de mezclas. Aún cuando las colisiones son de alta velocidad éstos no llevan a la coalescencia.

Para que las gotitas de agua coalescan, es necesario que se hayan producido colisiones entre ellas, favoreciendo la rotura de la película de emulsionante. En el caso de petróleos crudos con bajo contenido de agua es necesario agregarle agua de lavado (fresca) y agitarlo; de esta manera al aumentar el número de gotas de agua, aumenta la posibilidad de colisiones.

Un aumento de temperatura, también favorece la posibilidad de colisiones ya que las pequeñas gotas de agua adquieren mayor movimiento (browniano), además el aumento de temperatura reduce la viscosidad del petróleo permitiendo que las colisiones sean más violentas.

La velocidad de floculación es mayor cuando la velocidad de sedimentación es alta. También cuando un campo electrostático es aplicado en la emulsión. Esto incrementa el movimiento de las gotas. Y crean una atracción eléctrica entre ellas.

b.- Coalescencia

Viene después de la floculación, cuando ocurre cada agregado se combina para formar una simple gota. Esto es un proceso irreversible disminuyendo el número de gotas dispersas y la vez a la completa desemulsificación.

Los factores que favorecen la colisión de las gotas de agua también favorecen la coalescencia. En los casos en que la película de emulsionando es muy estable, las gotas de agua no coalescen aunque se produzcan colisiones. Cuando un petróleo presenta esta característica se hace necesario agregarle un agente químico (Desmulsificante) que debilite o rompa la película protectora.

La coalescencia también se puede propiciar utilizando campos electrostáticos (desaladoras electrotóticas) que polarizan las gotas de agua es decir, una parte se carga negativamente y la otra positivamente (el agua es una molécula polar). Luego los extremos de la gota que tienen cargas diferentes se atraen, produciendo la coalescencia de la gotas.

c.- Decantación

La decantación de las gotitas de salmuera coalescidas requiere de un tiempo de reposo adecuado, el que puede reducirse calentando el petróleo ya que así se reduce su viscosidad y las gotas de agua encuentran menor resistencia en su caída.

El aumento de temperatura también favorece una mayor diferencia de densidades entre las gotas de agua y el petróleo, acelerando la decantación; ya que un aumento de temperatura puede hacer disminuir apreciablemente la densidad del petróleo mientras que la densidad del agua permanece casi constante.

La decantación de las gotas coalescidas también se puede favorecer haciendo pasar el petróleo a través de un lecho de agua fresca.

Al decantarse el agua de un crudo al que se le agregó agua de lavado, aunque se decantara solamente el agua agregada, la salinidad del crudo será menor. Esto se debe a que la sal se habrá diluido al repartirse en mayor cantidad de agua; por lo tanto, las gotas de agua remanente tienen menor concentración de sal. Este es otro de los efectos favorables al agregar agua de lavado al proceso.

5.- Ventajas del Desalado de Crudo

5.1. Menor Corrosión

Se disminuye los costos debido a la reparación de equipos y oleoductos afectados por la corrosión. Llega en condiciones óptimas para el proceso de refinamiento.

5.2. Mayor valor comercial

El crudo desalado aumenta su gravedad A.P.I. y disminuye su contenido de agua y sedimentos, aumentando de esta manera su valor comercial. Por otro lado su venta (exportación) tendría que cumplir ciertas especificaciones mínimas, los cuales no se dan durante la producción.

5.3. Mantenimiento

El mantenimiento en los equipos y sistema de oleoductos, tanques de almacenamiento y Refinerías causados por la presencia de sales se reducen en gran proporción.

5.4. Combustible

Disminuye el uso de combustible necesario, para elevar la temperatura durante el proceso de refinación.

Para calcular el contenido de sal en un crudo se utilizará la siguiente fórmula:

$$\frac{lbNaCl}{Mbl} = \frac{(Vg-Vb) * N * 20482}{vol.muestra}$$

Vg= Vol. gastado de nitrato de plata.

Vb= Vol. del blanco.

N = normalidad de AgNO₃

F.- Contenido De Asfaltenos

Definición.- Los asfaltenos son un producto químico que se forma mayormente durante el proceso de refinación del petróleo. En el petróleo se produce por la oxidación de los hidrocarburos aromáticos policíclicos y el oxígeno, formando así los asfaltenos en una mínima cantidad.

Los asfaltenos no se disuelven en el petróleo, pero están dispersos como coloides. Los asfaltenos puros son sólidos, secos, polvos negros y son no volátiles. También cuando el crudo es separado por destilación, los asfaltenos permanecerán en la fracción más pesada.

El color del petróleo está determinada mayormente por la cantidad de resinas y asfaltenos presentes, aunque el color verdusco que observamos de algunos crudos es probablemente debido a la presencia de moléculas de seis ó más anillos.

La cantidad de asfalteno contenido en el crudo depende de la gravedad específica API, esto ocurre debido a que como las moléculas de asfaltenos son de gran tamaño y de estructura más complicada en relación a los compuestos livianos (gasolina, kerosene, etc), constituyen el aumento de la densidad del crudo. Por lo tanto a mayor API menor porcentaje de asfaltenos tendrá el crudo.

Un crudo de un grado API = 15 produce aproximadamente 60% de asfalto y 40% de destilado de petróleo más ligero; mientras que un crudo de API = 35 produce solamente 10% de asfalto y 90% de mas ligeros; y como se sabe en el asfalto se encuentran los asfaltenos.

G.- Contenido De Azufre

Definición.- El azufre es un elemento químico que se encuentra en el tercer período entre el fósforo y cloro, pertenece al grupo de los no metales, este elemento se encuentra incorporado en diversas moléculas de los hidrocarburos que conforman al petróleo. Se reconoce por la producción de anhídrido sulfuroso cuando se quema en el aire.

La influencia que puede tener el azufre en la calidad del petróleo se manifiesta en las características del crudo y de sus fracciones destiladas tanto en su calidad, olor, color, grado de combustión; así mismo en sus características técnicas como: corrosión, susceptibilidad al plomo tetraetílico, mayor costo de producción, etc.

El azufre en todas sus formas es perjudicial por ser causante de corrosión en todas las instalaciones de producción y refinerías (el azufre se libera formando ácido sulfúrico) producen mal olor en los productos de destilación, también es causa de explosiones deficientes en los motores de combustión interna.

Las fracciones de los crudos de bajo punto de ebullición contienen menos azufre que la de alto punto de ebullición.

El contenido de azufre en algunos crudos es apreciable y al craquearlo se convierten en parte en ácido sulfhídrico.

El azufre y los compuestos azufrados han sido originados en muchos casos por la acción reductora de los hidrocarburos sobre los sulfatos. Las bacterias que pueden existir en todos estos suelos asociados con petróleo crudo a través de grandes periodos de tiempo, han demostrado que tienen la capacidad de convertir sulfatos en sulfuros que como veremos son altamente perjudiciales.

H.- Destilación Robinson

El petróleo crudo que se encuentra en los miles de pozos en la zona petrolífera de Talara es muy variable y de distintas características, tanto en su estado natural de los productos que de él se extrae.

Con la finalidad de diferenciar los crudos producidos, se ha clasificado el petróleo en tres grandes clases:

Primero: Un crudo que tiene solamente hidrocarburos parafínicos, el cual es denominado "Petróleo crudo Parafínico".

Segundo: Un crudo que tenga unicamente hidrocarburo nafténico, el cual es llamado "Petróleo Crudo Nafténico".

Tercero: Un crudo que consiste en ambos hidrocarburos, nafténicos y parafínicos, siendo llamado este último "Petróleo Crudo Mixto".

El mayor volumen del petróleo crudo producido ó extraído en los alrededores de Talara es "Crudo Mixto".

Para efectos prácticos se han realizado la siguiente subdivisión:

Crudo mixto predominantemente Nafténico, es un crudo mixto que tiene un mayor porcentaje de hidrocarburos nafténicos.

Crudo mixto predominantemente Parafínico, es un crudo mixto que tiene un mayor porcentaje de hidrocarburos Parafínicos.

Un Crudo Mixto Predominadamente Parafínico, contiene bastante cera parafínica, cuando ésta se encuentra en el residuo tiende a congelarlo en una masa sólida a temperaturas como es la del ambiente. Por esta sola característica de solidificación se puede diferenciar las dos clases de petróleo crudo que hay en Talara.

Cuando se desea saber que clase de crudo produce un pozo se lleva una muestra del crudo al laboratorio. Allí se hace una destilación para separar la gasolina, el kerosene, el gas oil, y cuatro cortes de lubricantes recogiendo cada corte destilado en un recipiente distinto.

El tercer corte de los cuatro cortes de lubricante se enfria en una refrigeradora hasta que se baja a una temperatura en que esta se solidifica. Esta se llama la "Prueba del congelamiento" ó pour point.

En el petróleo crudo predominantemente parafínico se encuentra, como ya dijimos mucha cera parafínica, especialmente en el tercer corte lubricante. Cuando esta se somete a una prueba de congelamiento se encontrará que se solidifica a una temperatura más alta que la temperatura de 15^oF. Por eso se le a dado un nombre cuyas iniciales son "H.C.T." al petróleo crudo mixto predominantemente parafínico.

Estas iniciales significan en inglés "High Cold Test" y traducido en castellano equivale a "Prueba de frío ó congelamiento Alto".

En el "Petróleo crudo mixto predominantemente nafténico" se encuentra que los hidrocarburos parafínicos estan en minoria y tiene por eso menor cera.

Al someter el tercer corte lubricante a la prueba de frío se encuentra que hay que enfriarlo a temperaturas muy bajas para que se solidifique.

A propósito de esto, se le a dado el nombre representado por las iniciales "L.C.T" (Low Cold Test"), que significa en castellano "Prueba de frío Bajo". Es decir que hay que enfriar el tercer corte lubricante a una temperatura muy baja para solidificarlo.

Por otro lado tenemos que la gasolina destilada del petróleo "H.C.T." tiene MENOS octanaje que la gasolina del "L.C.T."

El kerosene de un crudo "H.C.T" es muy bueno, y al quemarlo en la lámpara dá una buena luz blanca siendo de mejor calidad que el kerosene del "L.C.T."

Los cortes lubricantes de "H.C.T." que contienen mucha cera son inservibles para lubricar motores, porque se solidifican a la temperatura del ambiente. Mientras el aceite lubricante de L.C.T. fluye a bajas temperaturas y es elaborado en las refineries para hacer toda clase de lubricantes desde aquel que sirve para máquinas de coser hasta otros que se emplean en tractores pesados como motores diesel.

En razón de que los productos útiles tienen que ser puros, el crudo que se usa para refinar los productos también tienen que ser puros. Es conveniente pues no mezclar petróleo crudo "H.C.T" con el crudo "L.C.T".

Clasificación del Crudo en "L.C.T" ó "H.C.T"

Para poder determinar si un crudo es L.C.T ó H.C.T, se hace necesario hacer una destilación Robinson de la muestra, tomar la tercera fracción de lubricante y efectuar la prueba el Pour Point.

Pour Point	+50F ó menos	L.C.T.
Pour Point	+150F ó más	H.C.T
Pour Point	entre +50F y +150F	Pueder ser H.C.T ó L.C.T

En este caso hay que someter el crudo a una destilación al vacío ó hallar el factor de caracterización. En este caso se realizó a la vez la destilación en porcentajes de 10%, 20%,50%, 70%,y 80%, para poder obtener el valor del Kuop.

I.- Factor de Caracterización (Koup)

El petróleo es una mezcla de hidrocarburos que incluyen cuatro series significativas de compuestos: Parafínicos, nafténicos, olefinas y aromáticos. Estos compuestos difieren en el contenido ó riqueza en hidrógeno por este orden, teniendo las parafinas el mayor contenido en hidrogeno y los aromáticos el menor.

En los petróleos naturales predominan las dos primeras series, en los productos de cracking formados por descomposición de aceites naturales pueden encontrarse también grandes cantidades de olefinas y aromáticos de azufre, oxígeno y nitrógeno.

Caracterización del Petróleo

Para la correlación general de las propiedades físicas medias de materiales petrolíferos de diferentes tipos, es necesario establecer un medio de expresar cuantitativamente el carácter general del petróleo.

Los hidrocarburos parafínicos de máximo contenido en hidrógeno pueden considerarse como un extremo y las materias aromáticas de contenido mínimo en hidrógeno como el otro.

Para servir como un índice cuantitativo de esta propiedad, que puede denominarse carácter parafínico, se ha establecido el factor de caracterización U.O.P. (Universal Oil Products Company) relacionado empíricamente a seis controles de laboratorio fácilmente acsequibles.

La definición del factor de caracterización Koup proviene de la observación de que, cuando un petróleo crudo de carácter que se supone uniforme, se destila en pequeñas fracciones, la densidad relativa de cada fracción es aproximadamente proporcional a las raíces cúbicas de sus puntos de ebullición absolutos a una atmósfera de presión.

El factor de proporcionalidad puede tomarse entonces como un índice del carácter parafínico del petróleo de esta manera:

$$Koup = \frac{\sqrt[3]{T(^{\circ}R)}}{Sp.Gr \cdot 60^{\circ}F}$$

Donde:

Koup = Factor de caracterización U.O.P.

T(OR) = Temperatura media de ebullición en grados Rankine.

Para determinar la T(OR) se utiliza el siguiente procedimiento:

a.- Se evalúa la pendiente $S = \frac{t_{700C} - t_{100C}}{60}$

b.- Se evalúa la $tmv = \frac{t_{200C} + t_{500C} + t_{800C}}{3}$

c.- Con (a) y (b) se ubica en el figura N°15 y se encuentra la corrección.

d.- Calcular $tv = tmv - (c)$

Los valores de los intervalos del factor de caracterización son los siguientes:

K = 10 Aromáticos puros.

K = 11 Nafténicos puros ó aromáticos ligeramente sustituidos.

K = 12 Hidrocarburos mixtos con ciclo y cadena equivalentes.

K = 13 Parafínicos normales é iso.

III. AREA DE APLICACION

Los análisis de laboratorio que se han realizado corresponden a muestras obtenidas en el Noroeste Peruano, que comprende los yacimientos X, Y, Z y W.

III.1.- Ubicación Geográfica

El Area está ubicado en el Noroeste en la provincia de Talara (fig. 1), departamento de Piura, Región Grau. El área de la Brea y Pariñas se encuentra dentro del marco geológico regional de la Cuenca de la Talara.

Estratigráficamente está constituida por unidades litológicas cuyas edades van del Paleozoico hasta el reciente (fig. 2), el cual presenta los siguientes reservorios: Formación Mogollón, Palegreda, Pariñas Inferior, Arenisca Talara.

III.2.- Descripción de las Formaciones Productivos

Las formaciones productoras principales son: Pariñas Inferior, Palegreda, Mogollón

III.2.1.-Formación Pariñas

La formación Pariñas está definida por la presencia de areniscas tipo granwaca gris claro, de grano fino a medio, de forma subredondeada a subangular, de buena selección, con pirita como mineral accesorio e intercalados con delgadas capas de lutitas grices. Esta formación pertenece a la era Cenozoica, sistema Terciario, serie Eoceno Inferior.

La formación Pariñas Inferior sobreyace concordante gradacionalmente a la formación Palegreda e infranyace en discordancia erosional a la formación lutita talara.

El máximo grosor encontrado en el área es de 400' (figura N03) , siendo variable de pozo a pozo por efecto de la discordancia erosional Pre-Talara.

III.2.2- Formación Mogollón

La formación Mogollón está constituida por arenisca y arenisca conglomerado. Las unidades estratigráficas pertenecientes a este ciclo se caracteriza por tener resistividades de 10 a > 50 ohmios-metro. Son de color gris, verdoso, grano fino, muy apretado con una porosidad de 6 a 8 %.

El máximo grosor de la formación Mogollón en el área es de aproximadamente de 1460' (figura N03).

III.3.- Actividades Realizadas

Durante la realización del presente análisis se llevaron a cabo las siguientes acciones:

Se han mostrado 42 pozos pertenecientes al campo del Noreste Peruano, asimismo del manifold de campo, baterías y crudo de fiscalización.

Los análisis de las propiedades físico-químicas del petróleo producido por el reservorio a condición de superficie fueron realizadas en el laboratorio de la Facultad de Ingeniería de Petróleo. Todos los análisis se realizaron bajo las especificaciones requeridos por la industria del petrolera.

El muestreo de los petróleos crudos se hicieron con mucho cuidado y llevados en recipientes de vidrio ó galones de plásticos gruesos, para que puedan llegar al laboratorio sin que pierdan sus propiedades.

Se interpretó los resultados obtenidos en el laboratorio.

IV.- MEDICION DE LAS PROPIEDADES FISICO-QUIMICAS EN EL LABORATORIO

Los análisis de las muestras se han realizado de acuerdo a las normas standard de la industria petrolera.

IV.1.-Metodo de Medición De Las propiedades Físico-Químicas.

A.- Gravedad Específica

Esta prueba fué realizado según la norma ASTM-D287

Materiales:

- Hidrómetros de diferentes grados API (20-30) (29-40).
- Probetas de 350 cc.
- Centrífuga hasta 1500 rpm.
- Demulsificante tritolite.

Hidrómetro

Es un dispositivo de peso de inmersión variable; cuando el peso del hidrómetro es igual al peso del líquido desplazado, el grado de inmersión es una medida de la densidad.

El hidrómetro realiza el principio de flotación para determinar las densidades relativas de los líquidos.

En la figura N°4 se puede apreciar los materiales utilizados en esta prueba.

Procedimiento

- a.- Se toma una probeta de aproximadamente 350 cc. (generalmente de 2" de diámetro) y se lava con mucho cuidado con el solvente Varsol, se procede secar por 5 minutos en el horno.
- b.- Centrifugar la muestra que llega al laboratorio para extraer todo el agua que contiene dicha muestra.

En caso se determine que exista agua en emulsión se tiene que centrifugar la muestra de petróleo y adicionar seis gotas de demulsificante (tritollite) cada 100 cc. de crudo.

- c.- Se vierte la muestra (solo petróleo), en la probeta dejando libre unos 7 a 8 centímetros de la parte superior de la probeta. Dejar en reposo.
- d.- Se introduce el hidrómetro girando, de manera que flote en el centro y soltando despacio de tal manera que no choque al fondo de la probeta.
- e.- Apuntar la lectura que mide en grados API y su respectiva t_0 .
- f.- Luego esta lectura se corrige a 60°F utilizando la siguiente fórmula demostrada anteriormente:

$$API_{60^{\circ}F} = \frac{API_{t_0} - 0.059175 (t_0 - 60^{\circ})}{1 + 0.00045 (t_0 - 60^{\circ})}$$

Otra manera de hallar la corrección del API a 60°F es utilizando el manual TAG.

Como resultados de los análisis realizados en el laboratorio es conveniente seguir estas principales recomendaciones:

- * El hidrómetro debe ser colocado en lugares donde no exista corrientes de aire, ya que esta puede afectar la lectura.

- * Evitar que el petróleo tenga agua en emulsión antes de medir el API, ya que traería una mala lectura.

B.- Viscosidad a 60°F, 80°F, 104°F, 212°F -

Esta prueba fué realizado según la norma ASTM-D445

Materiales:

- Viscosímetros de 100 y 150 umm de diámetro delos tubos capilares (estas medidas son para crudos).
- Vasos de 100 cc. donde estaran las muestras.
- Termómetro con rango de temperatura de 120°C.

EQUIPO:

- Instrumentos UBBELOHDE clasificado como el aparato de "Nivel suspendido", capilares de pequeños diámetros.
- Bomba de vacío.

En la figuras N05 y N05A, se puede apreciar el equipo y materiales utilizados en esta prueba.

Procedimiento:

- a.- La muestra se succiona con la bomba de vacío hacia el tubo de viscosímetro hasta el nivel del bulbo.
- b.- Se introduce en el baño de aceite del equipo durante 15 minutos a la temperatura en la cual se va a realizar. En este caso se realizará a 60°F, 80°F, 104°F, 212°F.
- c.- Se succiona por el otro tubo capilar del viscosímetro, de modo que la muestra suba hasta la mitad del capilar en la parte superior.

d.- Luego se mide el tiempo que fluye del nivel de referencia superior al nivel inferior. Medir el tiempo por lo menos tres veces.

e.- Este tiempo es multiplicado por la constante del viscosímetro, con la cual se ha trabajado (puede ser del tubo de 100 ó 150 dependiendo de la viscosidad del crudo). El resultado nos dará en centiestokes.

Nota: Para el cálculo de las densidades a una determinada temperatura se hallará de la figura N^o14.

Como resultados de los análisis realizados en el laboratorio es conveniente seguir estas principales recomendaciones:

* Es muy importante vigilar que la temperatura del baño de aceite se mantenga estable, ya que una variación de esta implicará un cambio en el resultado

* Para la selección del viscosímetro en "U" es necesario primero determinar la gravedad a la misma temperatura a la cual se va realizar el análisis de laboratorio de la viscosidad. Una vez determinado se sigue la siguiente regla:

- Para crudos con API mayor de 30 se usarán viscosímetros con tubos capilares de menor diámetro (100 μ , 150 μ).

- Para crudos con API menores de 28 , tubos de 200, 300, 400 μ). Lo anterior permitira el tiempo recomendable de más de 200 seg., para obtener resultados correctos.

Para el método del viscosímetro FANN se realizó de la siguiente manera:

Componentes del viscosímetro FANN

Camisa de aluminio.
Un cilindro flotante.
Copa de aluminio.
Motor de rotación.
Regulador de velocidades.
Selector de rangos de velocidades..
Dial de lectura en lb/100 ft²
Pizo elevadizo con tornillo de ajuste.
Transformador.

En la figura N^o6 se puede apreciar el equipo y accesorios utilizados en esta prueba.

Procedimiento

- a.- Centrifugar aproximadamente 400 cc. de petróleo, siguiendo el procedimiento detallado en la propiedad (A).
- b.- Medir cuidadosamente la temperatura del crudo con su respectivo API (en este caso se tomo a la T_o de 80^oF, para todos los crudos).
- c.- Colocar dicha muestra en la copa de aluminio hasta la marca referencial ubicado en el inferior de la camisa.
- d.- Colocar la copa sobre el piso levadizo y elevarlo de manera que la camisa quede sumergido en el fluido, hasta que el nivel del mismo coincida con la marca exterior de la camisa.

e.- Poner en funcionamiento el viscosímetro seleccionando previamente la velocidad deseada de la siguiente manera:

* Para este trabajo se consideraron: 600, 200 rpm. para altas velocidades (High) y 300, 100 rpm. para bajas velocidades (Low).

* En cada caso tomar lecturas del dial cuando el indicador se halla sin movimiento, estas lecturas de tensión de corte están expresadas en $lb/100ft^2$.

Como resultado del análisis realizado en el laboratorio es conveniente seguir estas recomendaciones:

- Para evitar error de lectura se debe tener la visual paralela a las graduaciones del dial, para así lograr que ambos ojos tomen la misma lectura de modo adecuado.

C.- Contenido de Agua y Sedimentos (B.S.W.)

Esta prueba fué realizado según la norma ASTM-D96

Equipos

- Centrífuga con capacidad de hasta 2500 r.p.m
- Baño maría con capacidad de mantener la temperatura de 200°F
- Tubos (peras de centrifugación de 100 ml).

Reactivos

- Benzol al 90%, tolueno ó Varsol.

En la figura N07 se puede apreciar el equipo y materiales etilizados en esta prueba.

Procedimiento:

a.- Mezclar en los tres tubos (peras) 50 cc. de varsol + 50 cc. de muestra (oil) + 3 ó 4 gotas de tritolite.

Nota:

No excederse del número de gotas del desmulsificante tritolite, de lo contrario veriará la lectura del contenido de agua.

b.- Llevar la mezcla a baño maria a una temperatura de 140°F al rededor de 15 minutos.

c.- Se seca exteriormente el tubo que queda por los vapores del baño y llevamos a la centrífuga a 1500 r.p.m. de 10 a 15 minutos.

d.- Después de tres lecturas consecutivas que den resultados equivalentes, los volúmenes de agua y sedimentos de los tubos se aceptan como % de sedimentos y agua.

Luego de este procedimiento se calculará con la siguiente fórmula:

$$\%B.S.W = \frac{\text{Vol.leido} * 100}{50 \text{ cc.muestra}}$$

D.- Numero De Neutralización

Esta prueba fué realizado segun la norma ASTM-D974

Equipo

- Bureta neumática para la titulación de 0-5 cc.
- Vasos pirex de 250 cc.

Reactivos

- Hidróxido de potasio (KOH) a 0.01N
- Tolueno
- Alcohol Isopropílico

Indicador

- Naftalbenceina (10 gr. a 1 lt. de solución)

En la figura N08 se puede apreciar los materiales, reactivos utilizados en esta prueba.

Procedimiento:

- a.- Pesar la muestra del petróleo. Este peso dependerá del color de la muestra sin embargo se puede tomar como primera referencia lo siguiente:

Para un crudo con API mayor de 35 se pesará aproximadamente 1 gr. de muestra.

- Para un crudo de bajo API se pesará aprox. de 0.25 gr.
- Si el petróleo tiene un color muy oscuro, se pesará la muestra de tal manera que al mezclar con la solución permita observar el cambio de coloración.

b.- Agregar a (1), la solución mezcla de 50 cc. tolueno + 50 cc. de alcohol isopropilico + 0.5 cc. de agua destilada.

c.- Agitar y agregar dos gotas del indicador.

d.- Titulamos lentamente con KOH 0.01N, hasta que cambie de color naranja a verde. Apunte la lectura gastada.

e.- Hacer un blanco

- En un vaso de 250 cc. agregar la solución y las dos gotas del indicador.

- Titulamos con KOH 0.01N. Apuntar la lectura del blanco.

La finalidad para hallar el volumen blanco es que el solvente de titulación en su mayoría contienen impurezas de ácidos debiles, los cuales se neutralizan con los componentes fuertemente básicos. Para corregir el número de base fuerte para la muestra, es necesario determinar el número de ácido blanco sobre el solvente y restando aún el número de base fuerte de la muestra con los que nos dará el verdadero valor del número base fuerte de un ácido.

Fórmula ·

$$\frac{mg.KOH}{gr} = \frac{(Vol.gastado - Vol.blanco) * N * 56.1}{Peso Muestra}$$

Donde: N = Normalidad del KOH.

Como resultados de los análisis realizados en el laboratorio es conveniente seguir estas principales recomendaciones:

* Evitar respirar el vapor del tolueno, alcohol isopropilico y el contacto prolongado con la piel, lo cual puede ocasionar daño a la piel y provocar enfermedades. En lo posible utilizar guantes, respiradores y lentes protectores.

* Se debe tener una adecuada ventilación y mantenerlo cerrado los reactivos, ya que son inflamables.

E.-Determinación de Contenido de Sal en el Petróleo Crudo

Esta prueba fué realizado según la norma ASTM-D526

Resumen del Método:

Este método se basa en la extracción de la sal presente en el crudo mediante un solvente (benceno).

La muestra de petróleo es disuelta en una mezcla de solvente (agua destilada + benceno), colocada en ebullición en una estufa y decantar para extraer el agua lo cual se titula para determinar el contenido de sal.

Materiales

- Vaso pirex de 300 cc. ó 400 cc.
- Pera decantadora de vidrio.

Reactivos

- Nitrato de plata 0.05N. Para obtener este reactivo se debe realizar lo siguiente:

* Disolver 8.5 gr. de $\text{Ag}(\text{NO}_3)$ químicamente puro en un litro de agua destilada.

* Una muestra ya preparada se debe estandarizar con ClNa (disolver 2.9225 gr. de ClNa , diluir en un litro y tomar 40 cc.)

- Cromato de potasio.
- Benceno grado reactivo.

En la figura N^o9 se puede apreciar los materiales y reactivos utilizados en esta prueba.

Procedimiento:

- a.- colocar 50 cc. de muestra de petróleo en un vaso y agregar 50 cc. de agua destilada + 100 cc. de benceno.
- b.- Poner en ebullición a (80°C) durante cinco minutos, luego retirar el vaso por dos minutos y nuevamente poner en ebullición sucesivamente hasta que se evapore el benceno luego después extraer el agua y agregar de nuevo a este 50 cc. de agua destilada y dejarlo nuevamente en ebullición.
- c.- El agua extraída por medio de la decantación de la pera, titularlo con $\text{Ag}(\text{NO}_3)$ 0.05N, usando 4 gotas de Cromato de potasio como indicador hasta que de un color rojizo.
- d.- Hacer la determinación del blanco con 50 cc. de agua destilada, 4 gotas del indicador y titularlo con AgNO_3 . Luego descontar del volumen gastado, para así obtener un volumen real.

Como resultados de los análisis realizados en el laboratorio es conveniente seguir estas principales recomendaciones:

* Utilizar el ensayo IP-77 el cual constituye un método de rutina adecuado a este, aunque debe emplearse una modificación del mismo cuando existen cantidades muy pequeñas de sal en el crudo; en ambos casos los cloruros solubles en agua se extraen con agua destilada y se titulan con solución de nitrato de plata.

* Los reactivos utilizados deben ser con grado químicamente puro.

* El indicador $K_2 Cr O_3$ deben tener cierta pureza, para no alterar los resultados y la exactitud de la determinación de contenido de sal de un crudo.

* Es necesario tomar precauciones para la utilización del benceno por lo siguiente:

Es venenoso, dañino ó fatal si se absorbe.

Es extremadamente inflamable.

Es un vapor dañino y puede ser absorbido por la piel.

Debe mantenerse alejado del calor, chispas y fuego abierto.

Debe mantenerse en un recipiente cerrado.

Se debe realizar con una ventilación adecuada.

Evitar respirar el vapor.

Evitar el contacto con la piel y ojos, en lo posible utilizar guantes, respiradores y anteojos.

F.- Contenido de Asfaltenos (%)

Este método fue realizado según la norma ASTM-D3279

Resumen del método:

El petróleo es pesado (aproximadamente un gramo) y disuelto con n-heptano, la mezcla es llevada a la estufa, luego filtrado y llevado a la mufla a una temperatura de . Como resultado queda en el crisol un residuo que es el asfalteno y se procede a pesar.

Este método está bajo la jurisdicción del comité ASTM-D4 en materiales de caminos y pavimentos.

Materiales

- Vasos de 250 cc.
- Copas de porcelanas
- Papel filtro
- Recipiente de vidrio con sulfato de calcio (para evitar la humedad)
- Balanza electrónica
- Bomba de vacío.

Reactivo:

- N-heptano.

En la figura N°10 se puede apreciar los materiales y reactivos utilizados en esta prueba.

Procedimiento:

- a.- Pesar aprox. 1 gramo de muestra (oil) en un vaso de 250 cc.
- b.- Agregar a (1) 70 a 80 cc. del reactivo N-heptano
- c.- Llevar en una estufa con resistencia sólida y controlar que no pase de 80°C por lo menos 15 minutos, para la evaporización del n-heptano.
- d.- Pesar la copa de porcelana con el papel filtro (W1).
- e.- Inmediatamente filtrar con la bomba de vacío.
- f.- Secar en la mufla a la temperatura de 90°C y llevar al recipiente de vidrio (donde absorbe la humedad) alrededor de tres a cuatro horas aproximadamente.
- g.- Pesar nuevamente (W2).

FORMULA :

$$\%ASFALTENOS = \frac{(W_2 - W_1) * 100}{W}$$

Donde : W = Peso de la muestra.

Como resultados de los análisis realizados en el laboratorio es conveniente seguir estas principales recomendaciones:

* La función del n-heptano es de estimular la separación de asfaltenos de la muestra contribuyendo a la disolución de la muestra.

* El n-heptano tiene un punto de ebullición de 200°F, el cual significa que podrá ser manejado con cuidado, manteniendo ventilado el ambiente a la hora de realizar dicha prueba.

* La solución (muestra + n-heptano) es evaporada por seguridad a 70°C porque sabemos que el n-heptano es altamente inflamable y puede ocurrir cualquier accidente.

G.- Contenido de Azufre

Esta prueba fué realizado según la norma ASTM-D129

Resumen del método:

El método que se va utilizar es de la "Bomba Calorimétrica Parr", la cual cubre la determinación del azufre en el petróleo y productos de él.

La muestra es oxidada por combustión en la bomba Parr, el azufre se encuentra presente en la bomba como sulfato, luego se le adiciona cloruro de bario con lo cual el azufre reaccione y se convierte en sulfato de bario (SO_4Ba).

Equipo y Materiales

- Bomba Calorimétrica PARR.
- Empaquetadura de metal y alambre de plomo aislante.
- Copa metálica.
- Encendedor de alambre.
- Circuito de ignición.
- Hilo de Nicrom.
- Termómetro de 0 - 350C

Reactivos:

- Solución de Cloruro de Bario
- Acido clorihidrico concentrado (G.E. =1.19).
- Agua destilada.
- Oxigeno : Libre de material combustible y materiales sulfurosos a una P = 40 atm.

En la figura N°11 y N°12 se puede apreciar el equipo, materiales y reactivos utilizados en esta prueba.

Procedimiento:

- a.- Pesar el crisol seco, con el papel filtro (W1).
- b.- Cortar una pieza de hilo de Nicrón de 100 mm. de largo. Enrollar las secciones finales (cerca de 20 mm.)
- c.- Colocar el alambre dentro de la copa metálica con muestra, pero que no choque al fondo de la copa.
- d.- Cerramos bien la bomba Parr verticalmente, para que la muestra no se derrame.
- e.- Inyectamos oxígeno a 30 atmósferas lentamente (para prevenir una explosión del petróleo en la copa, hasta que la presión sea alcanzada a 30 atm.)

NOTA: Por ningún motivo superar la presión de 30 atm., ya que se puede producir una explosión.

La bomba no debe ser agitada ó inclinada, puede producir una explosión.

- f.- Sumergir la bomba en un baño de agua destilada fría, conectar los terminales del circuito eléctrico abierto. Cerrar el circuito para que arda la muestra.

Prevención:

No ir cerca a la bomba hasta por lo menos 30 seg. después de que arda.

- g.- Una vez encendido apuntar la lectura de la T₀ de inicio.

- h.- Luego verá que empieza a subir lentamente la T_Q (se esta realizando la combustión), terminará esto cuando permanece constante la temperatura.
- i.- Abrir la bomba y examinar los contenidos.
- j.- Colección de sulfuro:
- Limpiar con agua destilada el interior de la bomba; la copa metálica y la superficie interna de la bomba cubrirla con chorro de agua destilada y recolectar el lavado en un vaso de 300 cc.
- k.- Añadir 5 ml. de HCl y agitar el vaso del precipitado.
- l.- Poner en calentamiento a 60°C y agregar poco a poco 10cc. de BaCl₂. Agitamos la solución durante la adición por lo menos hasta un volumen adecuado.
- ll.- Esperar que baje la T_Q a 35°C para poder filtrar el líquido que se encuentra flotando en la superficie del agua.
- m.- Lavar el precipitado con BaCl₂ ó agua destilada.
- n.- Llevar al horno, secarlo en el recipiente de vidrio. Pesarlo con el papel filtro y el precipitado (Sulfato de Bario). W1

Fórmula:

$$Z = \frac{(W_2 - W_1)}{W}$$

Z PM (sulfato de bario)

X PM (azufre)

$X * 100\% = \%$ Contenido de Azufre

Donde:

PM = Peso molecular

W = Peso de la muestra

Como resultados de los análisis realizados en el laboratorio es conveniente seguir estas principales recomendaciones:

* El cloruro de bario $BaCl_2$, sirve para que reaccione con el azufre.

* El ácido clorhídrico HCl: acidifica (decanta el sulfato de bario).

* Tener bastante cuidado en recoger la solución de sulfuro de la bomba con agua destilada y el cloruro de bario.

* Este método no es aplicable para muestras que contienen residuos, como otros que contienen sulfato de bario, los cuales son insolubles en HCl diluido y que podrá interferir en la etapa de precipitación.

H.- Destilación Robinson

Equipo

- Manta Térmica de 450°C de resistencia.
- Termómetro hasta 500°C.
- Balón de destilación de 500 cc.
- Un Condensador.
- Siete probetas de 100 cc. y 50 cc.

En la figura N°13 se puede apreciar el equipo y materiales utilizados en esta prueba.

Procedimiento:

- a.- Hallar el API de la muestra y su gravedad específica.
- b.- Pesar solo el balón de destilación.
- c.- Pesar (b) más la gravedad específica multiplicado por 400 cc. de petróleo.
- d.- Colocar (c) en la manta térmica con su respectivo termómetro digital.
- e.- Instalar (d) con el condensador (ver figura).
- f.- Conectar la corriente y esperar la temperatura del P.I.E. (punto inicial de ebullición).
- g.- Seguir destilando. Los productos obtenidos hasta los 300°F serán considerados como gasolina y serán recogidos en la probeta de 100 cc. Hallar su gravedad de esta fracción.

- h.- Seguir destilando. La fracción obtenido entre 300°F y 572°F considerarlo como Kerosene, recoger esta fracción en dos ó tres probetas de 100 cc. y medir su gravedad específica.
- i.- Los productos obtenidos entre 572°F y 600°F serán considerados como gas-oil, recoger este en una probeta de 50 cc. y si hay suficiente muestra medir su gravedad.
- j.- Desde los 600 cc. para adelante considerar a todos los destilados como lubricantes y recogerlos en probetas de 50 cc. Estos destilados seran recogidos en cuatro cortes iguales cada uno representativo del 20% de crudo reducido existente en el balón después de haber alcanzado los 600°F. La manera de calcular es como sigue:
- Restar de 400 cc. los ml. destilados hasta los 600°F y dividir esta diferencia entre 5.
 - Seguir destilando a una velocidad de 8 a 10 ml. por minuto hasta alcanzar la tercera fracción y llevar a la congeladora para el pour point.
 - De aqui para adelante recogemos la cuarta fracción y la quinta es el residuo que queda en el balón.

Como resultado de los analisis realizados en el laboratorio es conveniente estas principales recomendaciones:

* Cuidar que mientras destilen los lubricantes, la temperatura no baje para evitar mayor craqueo que nos darían resultados erróneos al probar el pour point.

* El ambiente debe estar cerrado en el momento que se empieza a realizar la prueba para que no se produzca pérdida de calor.

* El petróleo no debe contener nada de contenido de agua. Centrifugar antes de pesar la muestra. Si contiene agua se produciría un accidente ; es decir cuando llegue el punto de ebullición del agua, este va a tratar de salir, pero como se encuentra en el fondo hay una expulsión de petróleo con agua con gran presión, lo cual se expande en el ambiente.

I.- Factor de Caracterización (Kuop)

Para determinar el factor de caracterización (Kuop) se realiza el el mismo procedimiento de la parte (A), con la diferencia que se toman porcentajes de volúmenes de destilación de 10, 20, 30, 50, 70, 80%, con sus respectivas temperaturas

Con la finalidad de ilustrar el procedimiento presentamos el siguiente análisis:

Lecturas T.B.P. de crudo recolectado de la Bateria 401

P.I.E: 121°C

<u>%</u>	<u>VOL(cc)</u>	<u>°C</u>
10	40	190
20	80	240
30	120	277
50	200	334
70	280	352
80	320	359

De la fórmula de la pendiente:

$$S = \frac{t_{70°C} - t_{10°C}}{60} = \frac{352 - 190}{60} = 2.7$$

$$tmv = \frac{t_{20^{\circ}C} + t_{50^{\circ}C} + t_{80^{\circ}C}}{3} = \frac{240 + 334 + 359}{3} = 311^{\circ}C$$

tmv = temperatura volumetrica media.

Corrección de esta tmv (figura 15):

$$tv = 311^{\circ}C - 8.5^{\circ}C = 302.5^{\circ}C = 1036.5^{\circ}R$$

De la fórmula de Koup:

$$Koup = \frac{\sqrt[3]{T(^{\circ}R)}}{Sp. Gr. 60^{\circ}F}$$

$$Koup = \frac{\sqrt[3]{2036.5}}{0.8944} = 11.2$$

Es un crudo Nafténico.

V.- RESULTADOS Y ANALISIS DE LAS PROPIEDADES FISICO-QUIMICAS

En este capítulo presentamos los resultados de los análisis realizados a 46 muestras que corresponden a nivel pozo, manifold, batería y crudo de fiscalización.

V.1- Propiedades Físico-Químicas

En la tabla N^o1 se presentan los resultados obtenidos en el laboratorio de las siguientes propiedades:

- Gravedad API
- Agua y Sedimentos (BSW).
- Viscosidad @ 60^oF, 80^oF, 104^oF, 212^oF.
- Número de Neutralización.
- Contenido de Sal.
- Contenido de Asfaltenos.
- Contenido de Azufre.

Los valores promedios de las propiedades físico-químicas por yacimiento se muestran en la tabla N^o 2.

Del análisis de la tabla N^o2 se pueden indicar lo siguiente:

El crudo existente en el yacimiento "X" se puede calificar como ligero (referencialmente) por el valor API, baja viscosidad, menor contenido de Azufre.

El crudo existente en el yacimiento "Y" se puede calificar relativamente ligero, con viscosidades mayores al del yacimiento "X".

El crudo en el yacimiento "Z" se puede calificar como pesado por el grado API, con viscosidades con altas y bajo contenido de azufre y asfaltenos.

El crudo en el yacimiento "W" se caracteriza por contener gran cantidad de agua que llega, entre 20 y 40%, se puede calificar como crudo pesado, con altas viscosidades mayores que el yacimiento Z, contenido de azufre asfáltico relativamente alto.

Las propiedades físico-químicas del yacimiento "W" no guarda relación con los yacimientos "X", "Y" y "Z", debido a que en este yacimiento la formación productora es Mogollón.

Los valores promedios de la viscosidad por el método Fann se muestra en la tabla N°3.

Del análisis de esta tabla se muestra en las siguientes figuras :

En la figura N° 16 el crudo en el yacimiento "X" tiene un comportamiento como fluido newtoniano, con los valores de grado API mayores de 35.

En la figura N° 17 el crudo en el yacimiento "Y" en la mayoría de sus pozos muestra un comportamiento no newtoniano, con valores de API menores de 33.5

En la figura N° 18 el crudo en el yacimiento "Z" muestra un comportamiento no-newtoniano en todos sus pozos.

En estas figuras se podrá entender que , debido a que un crudo de mayor API, ofrecerá mayor resistencia al flujo, no necesitando un marcado esfuerzo para iniciar su movimiento.

Los crudos con valores de grado API entre 35 y 33.5 nos mostraron un comportamiento entre newtoniano y no newtoniano, lo que indicará que no hay un modelo de flujo predominante.

Del análisis de la figura N^o 19 correspondiente al yacimiento "X", para diferente grado API se tiene igual viscosidad por el método Fann, pero diferentes valores por el método Oswald, se observa una recta con una mínima inclinación de esta relación de viscosidades.

Del análisis de las figuras N^o 20 y 21, correspondiente al yacimiento "Y" y "Z" respectivamente, se observa que los valores son ajustadas como una recta inclinada pronunciada, por la misma que las viscosidades son diferentes para cada API diferente.

Del mismo modo en la tabla N^o 4 se presenta los resultados obtenidos en el laboratorio de las siguientes análisis:

- Destilación Robinson
- Factor de Caracterización (Koup).

Del análisis de la tabla N^o4 se pueden observar lo siguiente:

De las muestras de 6 pozos del yacimiento "Z" son crudos Nafténicos (LCT), con un factor de caracterización promedio de 11.37 y con una temperatura media promedio (tmv) de 1089^oR.

De las muestras de 16 pozos analizadas del yacimiento "Y", 11 son crudos Nafténicos (LCT) con tmv que varían de 972 a 1020^oR y con Koup promedio de 11.5; asimismo 5 pozos son crudos parafínicos con Koup promedios de 11.85.

De las muestras de 11 pozos analizados del yacimiento "X", 6 son petróleos parafínicos, 3 pozos son crudos mixto predominantemente parafínico y 2 crudos son nafténicos. La temperatura volumétrica media para los crudos parafínicos varían de 1028 a 1053^oR, con un Koup promedio de 11.96.

V.2- Evaluación de Mezclas de Petr6leo

Con la finalidad de observar la variaci6n de las siguientes propiedades: API, Pour point, temperatura volum6trica media (tmv), característica del crudo encontrado, se procedió a realizar el siguiente experimento en el laboratorio:

La mezcla de un crudo de 24.3 API (LCT) y un crudo de 35.2 API (HCT) con variaci6n desde 0% de un componente hasta 100%.

Los resultados se muestran en la tabla N65 y en las figuras N6 22, 23, 24, 25.

El an6lisis de la tabla N64 y figuras anteriores nos indica lo siguiente:

En la figura N6 22 muestra una relaci6n lineal entre el grado API y la mezcla en porcentaje de volumen. Asi mismo podemos decir que en una mezcla de crudo HCT y LCT predomina su composici6n qu6mica el petr6leo con característica HCT.

En la figura N6 23 muestra un aumento del punto inicial de ebullici6n (P.I.E) por una disminuci6n del API. Asi mismo se observa que en esta disminuci6n a partir del 10% en volumen del crudo HCT, la variaci6n es m6nima dque se aproxima a 1.56F.

En la figura N6 24 observamos un aumento del punto inicial de ebullici6n por una disminuci6n del pour point hasta la mezcla del 10%; luego la variaci6n es pequeña del P.I.E. el cual pertenece al crudo LCT.

En la figura N6 25 muestra una disminuci6n del pour point y del factor de caracterizaci6n (Koup) para los diferentes porcentajes de mezcla de crudo HCT.

VI.- EVALUACION ECONOMICA

Para el presente tesis realizaremos:

En primer lugar, una comparación de los costos unitarios por tipo de prueba en el laboratorio de la Facultad de Ingeniería de Petróleo y otro externo.

En segundo lugar, como la determinación adecuada del % de azufre y API inciden en el precio de crudo. Asimismo la variación de precios en el mercado Mundial.

VI.I.- Comparación de Costos

En las tablas del N^o 6 al 17 muestran detalladamente como se han obtenido los costos por cada prueba de las propiedades fisico-químicas, en ello se mencionan los gastos por: Materiales, energía eléctrica, mano de obra, valoración de los equipos y otros servicios.

En la tabla N^o 18 se presenta una comparación de los costos por muestra realizadas en el laboratorio de la Facultad y en otros laboratorios.

De los mismos se puede concluir que el costo del análisis de las diez pruebas físicas es de \$ 250 (incluido Viscosidad a 60^oF y 80^oF) y de las propiedades químicas es de \$ 71. Asimismo en otros laboratorios el análisis de las propiedades físicas es de \$ 355 y propiedades químicas de \$ 105.

Los costos en el laboratorio de la facultad de Petróleo resulta por lo tanto 30% menos.

VI.2.-Incidencia del % de Azufre y API en el Precio del Crudo

En el mercado mundial el precio del barril de crudo esta dado por muchas variables, sin embargo las propiedades físicas que inciden en el mismo son el % de azufre y API.

Para tener una idea de las variaciones de precios del petróleo crudo Mundial que presenta cotizaciones periódicas, se mostrará en el siguiente cuadro (hoja adjunta).

Para ilustrar esto se ha escogido algunos petróleos del cuadro con distintas características físicas, como veremos a continuación:

En la figura N^o 26 se puede apreciar la variación del precio del crudo a través del tiempo, para un mismo valor del API y con diferente valores de % de azufre.

Se puede apreciar que a mayor % de azufre el precio es menor y aproximadamente para 1% de azufre el precio es un dolar menor.

En la figura N^o 27 se puede apreciar la variación del precio con el API a un mismo valor de % de azufre. Se puede observar que a mayor valor de API el precio es mayor y es cercano de 0.5 dolar por cada API adicional.

PRECIOS DEL PETRÓLEO GRUPO MUNDIAL – JULIO 1,996

Arabian/Percian Gulf

	API Grade	Sulfur Wt.	12/31/92	12/31/93	12/31/94	12/31/95
Saudi Arabia						
- Arab Light	34	1.7	\$16.15	\$14.21	\$15.56	17.57
- Arab Berri	39	1.0	17.70	14.68	15.95	17.69
- Arab Medium	31	2.3	15.31	13.62	15.34	17.13
- Arab Heavy	27	2.8	14.40	12.05	14.81	16.17
Dubai						
- Fatah	32	1.7	16.15	14.28	15.58	17.51
Irán						
- Iranian Light	34	1.4	16.70	14.18	15.39	17.39
- Iran Heavy	31	1.6	15.40	13.48	15.18	17.02
Iraq						
- Kirkuk	36	2.0	N.A.	14.47	15.80	18.14
- Basrah Lt.	34	1.9	N.A.	13.97	14.58	17.10
Kuwait						
- Kuwait	31	2.5	15.21	12.79	14.23	15.31
Neutral Zone						
- Khafji	28	2.8	13.80	11.82	14.86	16.07
- Hout	33	1.9	16.5	13.65	14.38	16.01
Oman						
- Oman Bled	34	1.2	16.65	13.52	16.26	18.25
Ontor						
- Dukban	40	1.2	17.35	15.01	16.25	17.97
- Marine	36	1.5	17.20	15.40	15.90	18.14
Syria						
- Souedic	25	3.0	13.13	N.A.	N.A.	N.A.
United Arab Emirates						
- Murban	39	0.8	18.10	15.57	16.56	18.15
- Lower Zakum	40	0.9	17.95	15.85	16.86	18.56
- Umm Shaif	37	1.4	17.70	14.57	15.58	19.01

Africa

Algerian/Tunisia						
- Saharan Blend	44	0.1	18.86	15.98	16.53	19.26
- Zarzaitaine	42	0.1	18.73	15.82	16.69	19.00
Angola						
- Cabinda	31.7	0.17	16.92	N.A.	N.A.	N.A.
- Cameroon						
- Kole	34	0.3	17.48	14.37	15.98	17.97
Congo						
- Djeno/Export Grade	27.8	0.23	15.53	N.A.	N.A.	N.A.
Gabon						
- Mandji	30	1.2	17.89	13.42	14.59	17.42
Libya						
- Zueitinn	41	0.2	18.30	15.48	16.31	18.87
- Brega	40	0.2	18.30	15.52	16.63	18.48

	API Grade	Sulfur Wt.	12/31/92	12/31/93	12/31/94	12/31/95
- Es Sider	37	0.5	17.74	15.26	16.44	18.72
- Sarir	36	0.2	16.85	14.61	16.11	18.48
- Amna	36	0.2	16.74	14.22	16.16	18.19
- Sirtica Blend	41	0.4	18.03	15.19	16.26	18.74
<u>Nigeria</u>						
- Brass Blend	42	0.1	18.89	16.33	15.72	18.73
- Qua Ibo	37	0.1	18.69	20.39	22.16	25.45
- Bonny Light	37	0.1	18.69	15.80	15.99	18.60
- Escravos	36	0.1	18.66	16.03	16.28	18.93
- Pennington	36	0.1	18.87	17.07	15.66	19.39
- Forcados	31	0.2	18.22	16.07	16.28	19.11
- Bonny Medium	26	0.1	18.40	15.40	16.08	18.58
<u>Otros</u>						
<u>Egypt</u>						
- Suez Blend	33	1.4	15.21	13.74	15.08	16.98
- Belavim	26	1.6	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.
- Ras Gharib	22	3.7	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.
<u>Russia(Formerly Ussr)</u>						
- Urals	32	1.0	16.62	N.A.	15.69	17.81
<u>North América</u>						
<u>United Estados</u>						
- Ans	27	1.1	\$1719	\$13.53	16.19	18.39
- Wti	44	0.22	19.37	14.74	16.97	19.52
- Wts	33	1.4	18.02	13.01	15.84	17.99
- Wyoming Sweet	38	0.69	14.10	16.31	17.50	19.35
<u>North Sea</u>						
<u>Norway</u>						
- Ekofisk Fob Teeside	42	0.1	18.33	16.14	16.51	19.28
- Stalfjord	31	0.27	18.36			
- U.K.						
- Forties	36	0.3	18.17	15.69	16.48	19.06
- Florta Blend	36	1.2	17.23	14.48	16.24	18.18
- Brent Blend	38	0.3	18.13	15.88	16.5	19.06
<u>Latin América</u>						
<u>Colombia</u>						
- Cano Limon	29.5	0.45	17.00	11.87	13.86	17.17
- Ecuador						
- Oriente	29.5	0.9	17.00	12.42	14.81	16.76
- México						
- Isthmus	33	1.3	17.10	13.30	15.79	17.82
- Maya	22	3.4	12.48	9.99	13.72	15.47
<u>Venezuela</u>						
- Boscan	10	5.4	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.
- Laguna	11.2	2.8	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.
- Morichal/Jobo	12	2.3	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.
- Pilón	13	1.9	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.
- Bcf/Bachaquero	17	2.4	N.A.	10.51	13.88	15.68
- Leona	24	1.8	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.
-	24	1.6	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.
<u>Bdf/Bachaquero(24)</u>						
- T-J-Med.(26)	26	1.5	N.A.	N.A.	15.49	16.92
- T-J-102	3125	1.6	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.

	API Grade	Sulfur Wt.	12/31/92	12/31/93	12/31/94	12/31/95
- T-Y Light	31	1.2	18.57	N.A.	N.A.	N.A.
- Bachaquero 13	13	2.3	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.
- Lago Medio	32	1.3	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.
- Anaco	41	0.3	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.
Far East						
Brunei						
- Champion	32	0.1	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.
- Seria Light	37	0.1	N.A.	16.59	17.76	20.48
India						
- Bombay High	34	0.4	N.A.	15.26	16.66	19.33
Indonesia						
- Minas	34	0.1	19.55	15.39	16.73	19.49
- Arun	54	0.1	19.58	17.29	17.67	20.22
Condensate						
- Attaka	44	0.1	19.50	18.32	18.71	21.28
- Sumatra Medium	34	0.1	N.A.	15.39	16.73	19.49
- Badak	43	0.1	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.
- Bekapai	41	0.1	N.A.	17.46	18.16	20.75
- Ardjuna	37	0.1	19.54	17.54	18.20	20.86
- Bunyu	32	0.1	N.A.	17.26	18.28	20.98
- Sembakung	34	0.1	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.
- Salawai	38	0.1	N.A.	15.95	17.39	20.11
- Walio	33	0.1	N.A.	14.49	16.34	19.05
- Duri	20	0.1	17.08	12.93	15.29	18.26
- Cinta	28	0.1	18.88	13.39	15.35	18.20
- Handil	31	0.1	19.56	15.41	17.00	19.81
- Arimbi	33	0.1	N.A.	15.99	17.20	19.90
- Jatibarang	29	0.1	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.
- Udang	38	0.1	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.
Malasva						
Lahuan	33	0.1	19.83	18.16	18.93	21.59
- Miri	32	0.1	19.54	17.24	18.23	20.93
- Tapis Blend	44	0.1	19.83	19.14	19.33	21.91
- Bintulu		0.1	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.
People S Rep Of						
China						
- Daqing	33	0.1	19.41	13.46	15.34	18.12
- Shengli	18	0.2	19.60	11.53	14.15	16.90

Para tener una idea de los precios de los crudos analizados, en comparación del cuadro, mencionaré algunos Lotes con su grado API y el precio en nuestro país.

LOTE	API	% Peso S	U\$/bbl-Mayo 96
IV	33.2	0.080	18.8044
IX	32.2	0.052	18.8019
People (30B)	37.1	0.075	20.7981
	41.8	0.046	20.7981

VII.-CONCLUSIONES

Con respecto a la tabla N^o 1, se puede concluir lo siguiente:

- 1.- Que en el yac."X", hay 10 pozos produciendo de la formación Pariñas Inferior, con un promedio de 34.8 API; 6 pozos produciendo de las formaciones Par.Inferior y Palegredas con grado API de 35. Del mismo modo se puede apreciar que el contenido de azufre y asfaltenos son de 0.046 y 0.22 en % en peso respectivamente. Estos resultados son debidos a la Fm. Par.Inferior que es la principal productora en este yacimiento, ya que esta FM. se caracteriza obtener crudo liviano.
- 2.- Que en el yac."Y", hay 7 pozos produciendo de la FM.Par.Inferior, con un promedio de 32.1 API, 8 pozos produciendo de las formaciones Par.Inf. y Palegreda, con un grado aprox. API de 33.8; 1 pozo de las FM. Mogollón y Par.Inf. con 31.5 API. Igualmente como el anterior tiene un contenido de azufre y asfaltenos bajo de aprox. 0.05 y 0.25 % en peso respectivamente. También estos resultados mayormente se debe a que la FM. Par.Inf. es la principal productora.
- 3.- Que en el yac."Z", donde las formaciones productoras son Par.Inf. y Palegreda, el grado API varia entre 24.2-29.6, menos que los anteriores yac., igualmente su viscosidad a 212^oF esta entre 2.45-3.77cp y contenido de azufre 0.058-0.1 relativamente altos. Estos resultados se debe mayormente a que la FM. que predomina en volumen es la FM. Palegreda, ya que esta produce crudo más viscoso que la FM. Par.Inf.
- 4.- Que en eel yac."W", la FM. Mogollón, donde su grado API es relativamente menor que el anterior yac., que varia entre 22.8-25.4 API, viscosidades altas entre 3.96-5.37cp a 212^oF, contenido de azufre de 0.48-0.53 % en peso. Una de las razones por el cual presenta estos resultados es que esta FM. se encuentra a mayor profundidad que las demás formaciones, lo cual es más viscoso.

Con respecto a las comparaciones de precios podemos decir:

los precios alcanzados en el mercado Mundial al año 95 en comparación de nuestro país al año 96 del mes de Mayo, son de aprox. de \$ 1.82 mayor que en Egipto; \$ 0.81 mayor que en América del Norte; \$ 0.98 mayor que en América Latina. Esta diferencia es debido fundamentalmente por lo alto contenido de azufre que presenta estos países, lo cual disminuye el precio por barril de petróleo.

Con respecto a los análisis de las propiedades físico-químicas se puede decir lo siguiente:

- 1.- Es necesario la determinación precisa de la gravedad específica del petróleo y derivados, para la conversión de volúmen medido a la temperatura standar de 60°F.
- 2.- El peso específico de los crudos se determina con gran exactitud para ciertos fines como tasaciones, control de yacimientos y refineries, cálculos de tonelaje en cargamientos a buques, contabilidad y en algunas ocasiones para pagos de regalías y derechos de aduanas.
- 3.- La viscosidad depende de la temperatura, la densidad y la composición del líquido.
- 4.- En algunos tipos de crudo es difícil determinar el % de agua por el método de centrifugación; entonces se hace por el método de destilación por arrastre con el solvente tolueno a una temperatura adecuada de 80°C.
- 5.- Es conveniente utiliza el solvente varsol en vez de tolueno, ya que el primero es menos costoso, no contiene agua, no es inflamabe, ni tóxico.
- 6.- El número de neutralización es usado como una guía en el control de calidad de lubricante derivados del petróleo.
- 7.- El método analítico utilizado para la determinación del contenido de sal comparativamente nos dá similar resultado que los obtenidos con los Salinómetros.

- 8.- El porcentaje de asfaltenos en el noroeste es menor de 0.75
- 9.- A través de la temperatura inicial y temperatura final se puede calcular el poder calorífico del petróleo.
- 10.- Como se sabe el contenido de sal es importante, ya que son promotoras de incrustaciones y corrosiones en los equipos de refinación, esto hace que se incrementa los costos de transporte y procesamiento de petróleo crudo.

VIII.-RECOMENDACIONES

Continuar con la toma de información de las propiedades físico-químicas del petróleo producido en los pozos del Noreste Peruano, de tal manera que permita continuar realizando una explotación eficiente.

Promocionar el laboratorio de la Facultad de Petróleo para el análisis de las propiedades físico-químicas comparativamente.

Es conveniente no mezclar la producción de crudo HCT y LCT, con la finalidad de obtener productos adecuados.

Como las sales son indeseables, el supervisor debe ver la manera de reducirla o eliminarla con el sistema de tratamiento más adecuado y económico, sea con la instalación de plantas desaladoras que nos permiten tener un petróleo limpio y de mayor valor comercial, evitando además la corrosión por el bajo contenido de sal en el crudo.

Se debe seguir construyendo correlaciones para el petróleo crudo del Noroeste Peruano, con el fin de minimizar errores al utilizar correlaciones de otros reservorios del mundo. Asimismo construir en base a los datos obtenidos en el laboratorio ecuaciones matemáticas de todas las propiedades físicas del petróleo, en función del grado API a condiciones de superficie.

FIGURAS

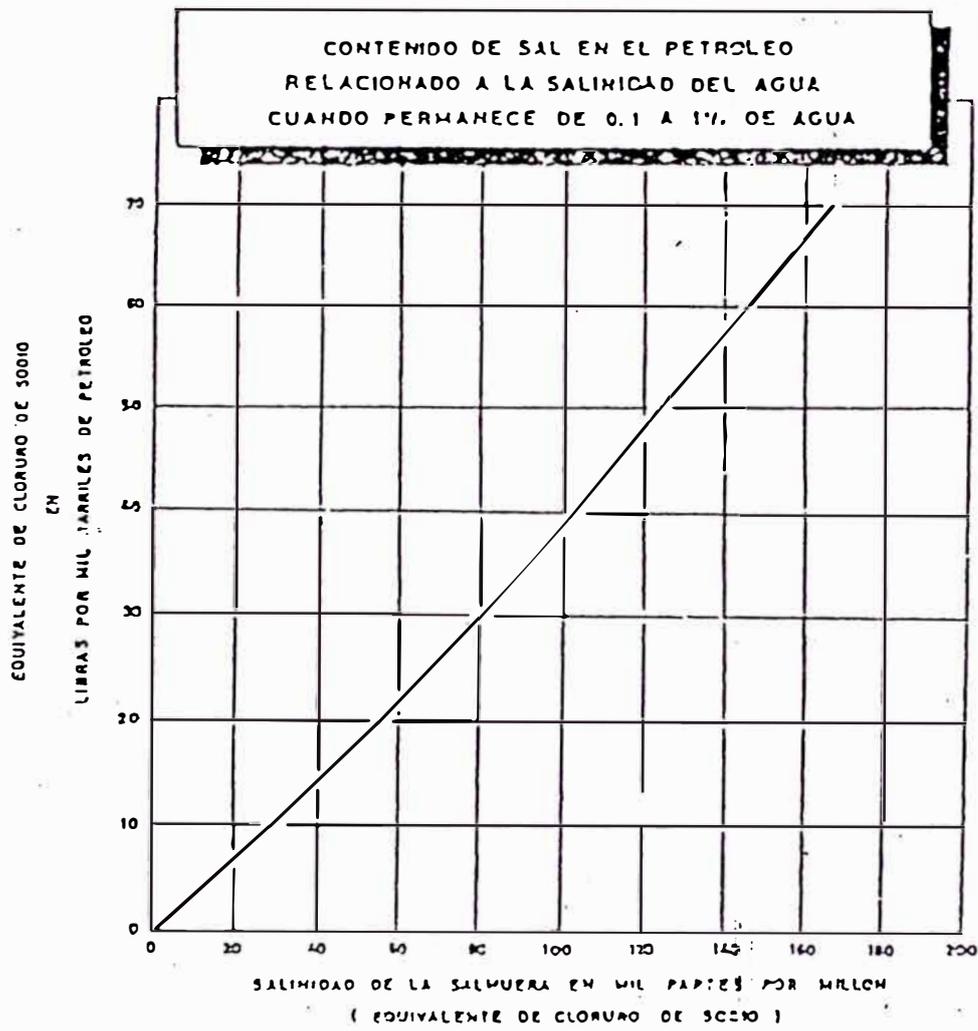


Fig. (A)

Figura 1

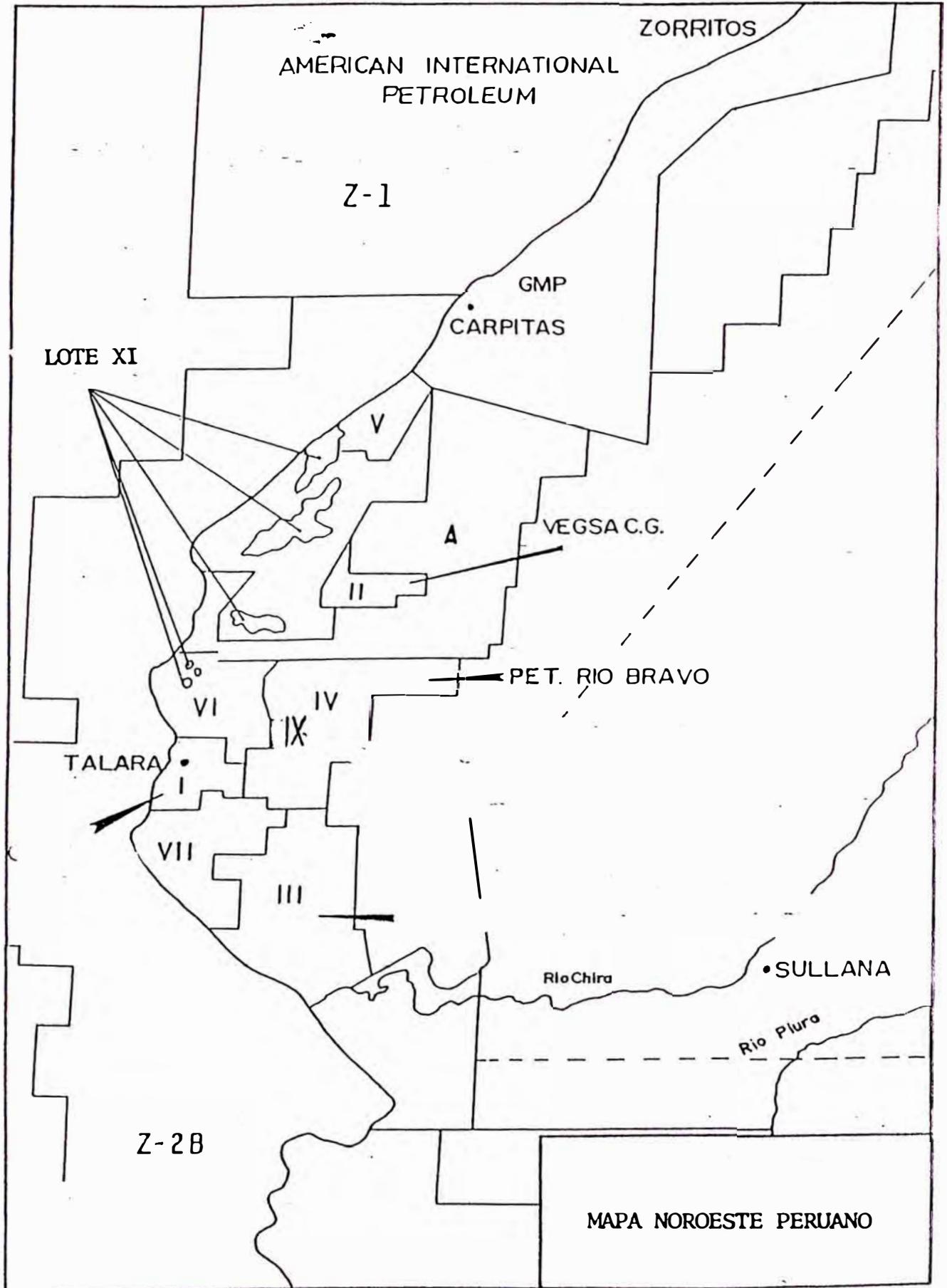


Figura 2

COLUMNA ESTRATIGRAFICA
Talara-Perú

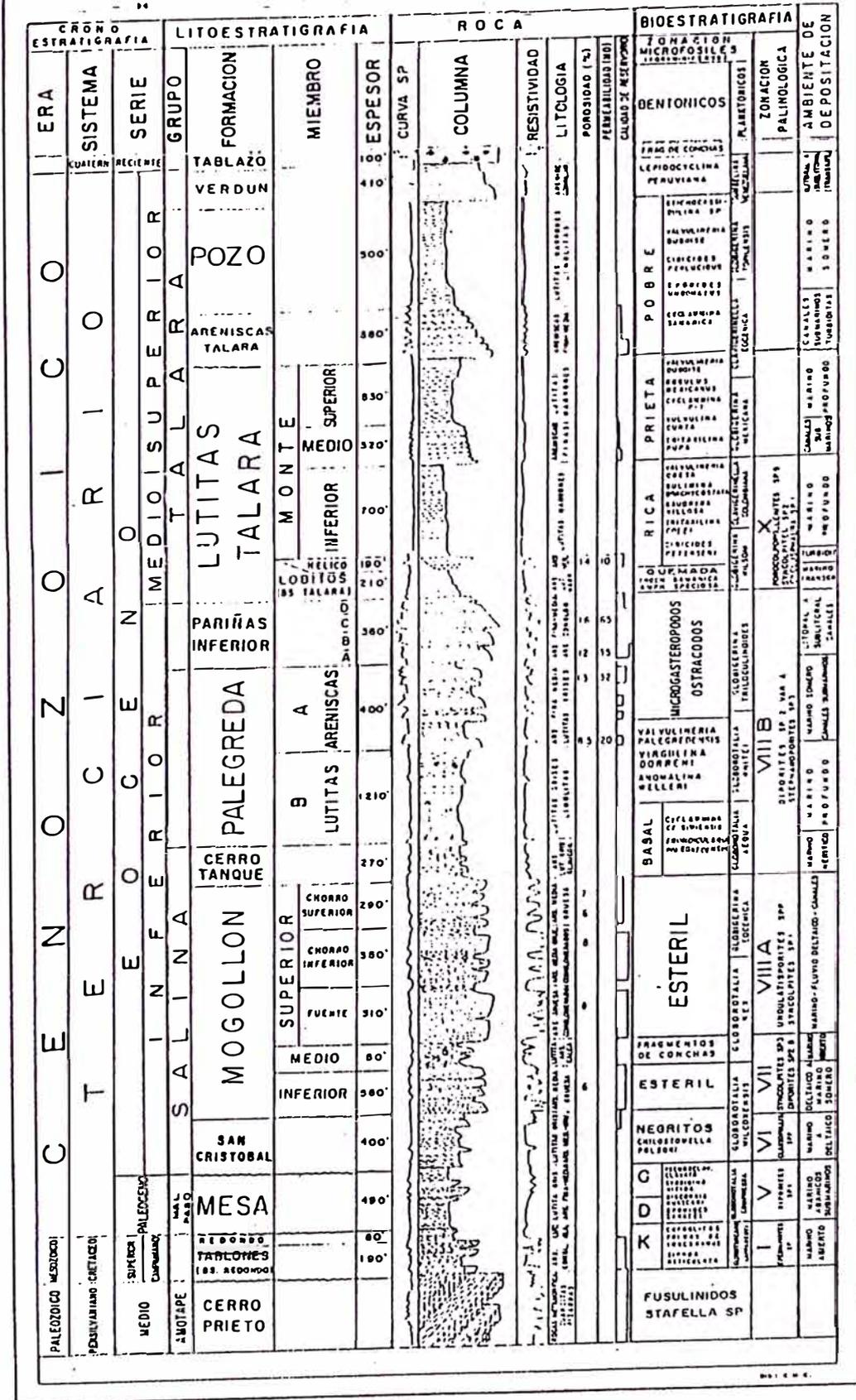


Figura 3

COLUMNA ESTRATIGRAFICA GENERALIZADA
DE LA CUENCA TALARA

C U E N C A T A L A R A																					
ERA	SISTEMA	SERIE	PISO	GRUPO	FORMACION	ZONAS FAUNISTICAS	ESPESOR	100' — % ARENA — 0	LITOLOGIA	FORMACION	ESPESOR										
C E N O Z O I C O	T E R C I A R I O	E O C E N O	SUPERIOR	BARTONIANO	LAGUNITOS	TABLAZO	FRAG. DE CONCHAS	200'		TABLAZO	100'										
						CONE HILL	PLEUROPHOPSIS	3,600'													
						MIRADOR		3,000'													
						CHIRA	STICHOCASSIDULINA THALMANNI	2,500'													
					TALARA	VERDUN	LEPIDOCYCLINA PERUVIANA	2,030'		VERDUN	440'										
						POZO	CYCLAMINA SAMANICA	1,000'		POZO	856'										
						ARENISCA TALARA		950'		ARENISCAS TALARA	510'										
						LUTITAS TALARA	MONTE	VALVULINA CURTA TRITRAXILINA PUPA	4,800'		LUTITAS TALARA	MONTE									
					HELICO LOBITOS		VALVULINA OBESSA GAUDRYINA VILLOSA	PRIETA		1960'											
					TERESA		HOPKINSINA TALARANA AMPHISTEGINA SPECIOSA DISCOCYCLINA PERUVIANA	RIKA QUENADA													
					Y PERSIANO	INFERIOR	LUTECIANG	SUPERIOR	SALINA	CHACRA	QUINQUELOCULINA OF NAURICENSIS VIRGULINA DIVERSA VALVULINERIA COMPRESSA VIRGULINA RESTINENSIS	1,500'									
										PARIÑAS SUPERIOR		1,500'									
										PARIÑAS INFERIOR				PARIÑAS INFERIOR	400'						
										PALEGREDA	FRONCULARIA PALEGREDENSIS GLOBOROTALIA CRASSATA Ver. AEQUA	2,800'		PALEGREDA	1805'						
										CERRO TANQUE	DISCORBIS BERRYI MONIONELLA SOLDADOENSIS	2,200'		CERRO TANQUE	390'						
										MOGOLLON	CHILLOSTONELLA POLSONI "NEGRITOS"			MOGOLLON	1460'						
										SAN CRISTOBAL	NEOBULIMINA CANADIENSIS	1,900'		SAN CRISTOBAL	490'						
										SALINA BASAL		175'									
										MAL PASO	PALEOCENO	DANIANO MEDIO	SUPERIOR	SALINA	BALCONES	HAPLOPHRAGNOIDES ATAHUALLPAI GAUDRYINA BENTONENSIS	3,500'				
															MESA	PSEUDOCYCLAVULINA CLAVATA GLOBOROTALIA COMPRESSA	1,500'		MESA	461'	
					PETACAS ANCHA	RZEHAKINA EPIGONA RUGOGLOBIGERINA RUGOSA GUMBELINA GLOBULOSA	2,400'														
					MONTE GRANDE	BIPHOGENERINOIDES PARVA	800'														
					REDONDO	SIPHOGENERINOIDES BREMLETTI SIPHOGENERINOIDES CRETACEA	1,000'		REDONDO						114'						
					SANDINO MUERTO PANANNA		3,000'		TABLONES						186'						
AMOTAPE	MESTROX	ALB.	SUPERIOR	SALINA			950'														
							500'														
MESOZOICO	CRETACEO	SUPERIOR	PALEOCENO	MAL PASO																	
PAL.	PENSILVAN.			AMOTAPE		AVICULOPECTEN GASTRIOCERAS CHONETES	+8,000'			GRUPO AMOTAPE	> 130'										

Fig. 4.- Gravedad Específica



Materiales usados para la Gravedad Específica.



Derecha: Posición errado del hidrómetro, está pegado a la pared de la probeta.

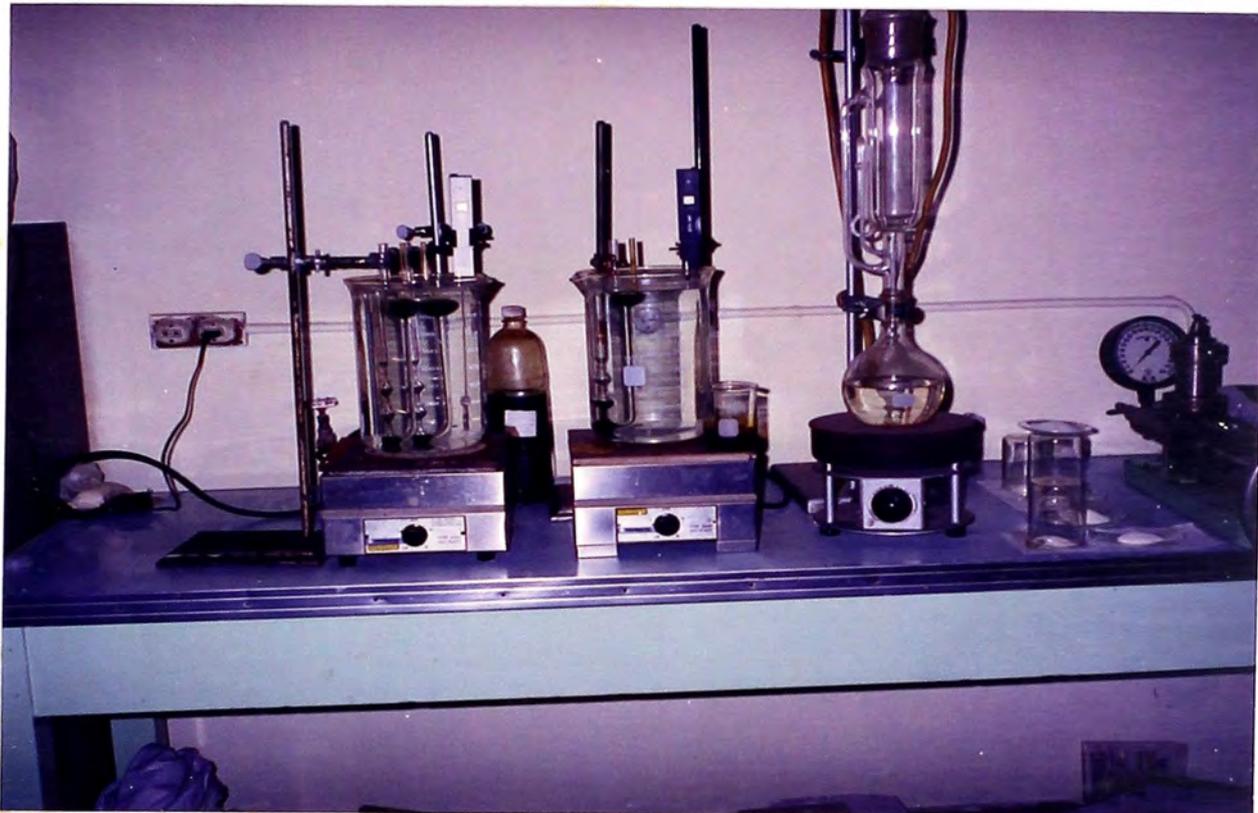
Izquierda: Posición correcta del hidrómetro, está al centro.

Fig. 5.- Viscosidad Método Oswald



Equipo para viscosidades a 104°F y 212°F de temperatura.

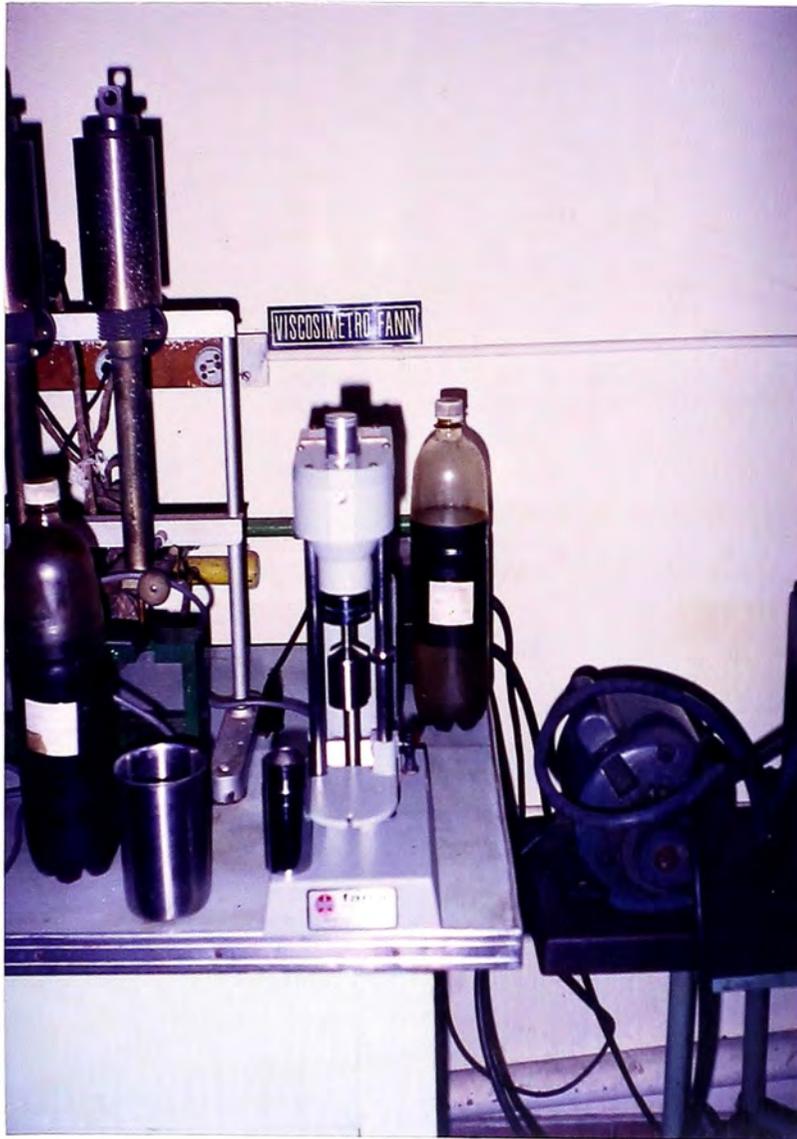
Fig. 5A.- Viscosidad a Bajas Temperaturas



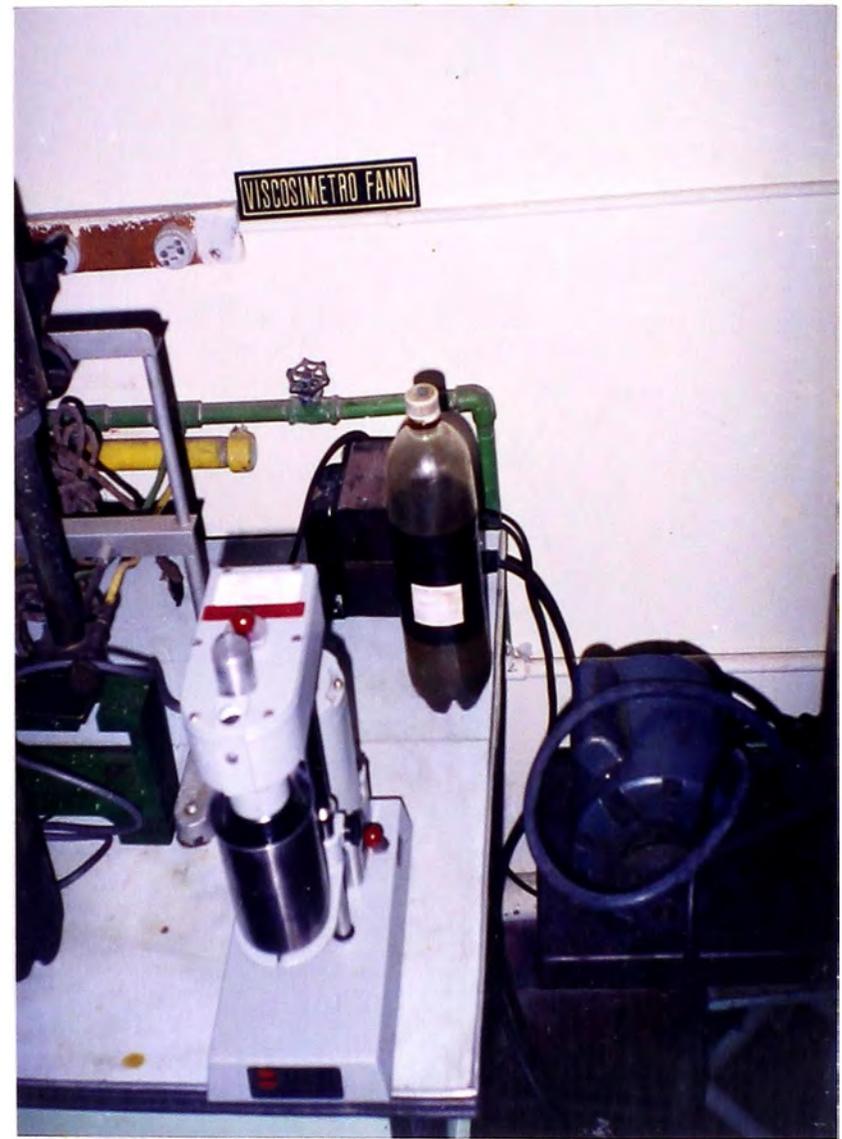
Equipo y materiales para viscosidades a 80°F, 60°F.



Fig. 6.- Viscosidad Método Fann



Equipo y materiales del viscosímetro Fann.



Viscosímetro instalado para diferentes r.p.m.

Fig. 7.- Contenido de Agua y Sedimentos (B.S.W)



Centrifugación de la muestra con Varsol.



Derecha : Muestra agua y sedimentos.
izquierda: Muestra agua y agua en emulsión con petróleo

Fig. 8.- Número de Neutralización



Izquierda: Vaso con muestra de petróleo.

Derecha: Vaso con petróleo, tolueno, 2-propanol y indicador.

Centro : Viraje a color verde.

Fig. 9.- Contenido de Sal



Vaso co muestra de petróleo y agua destilada

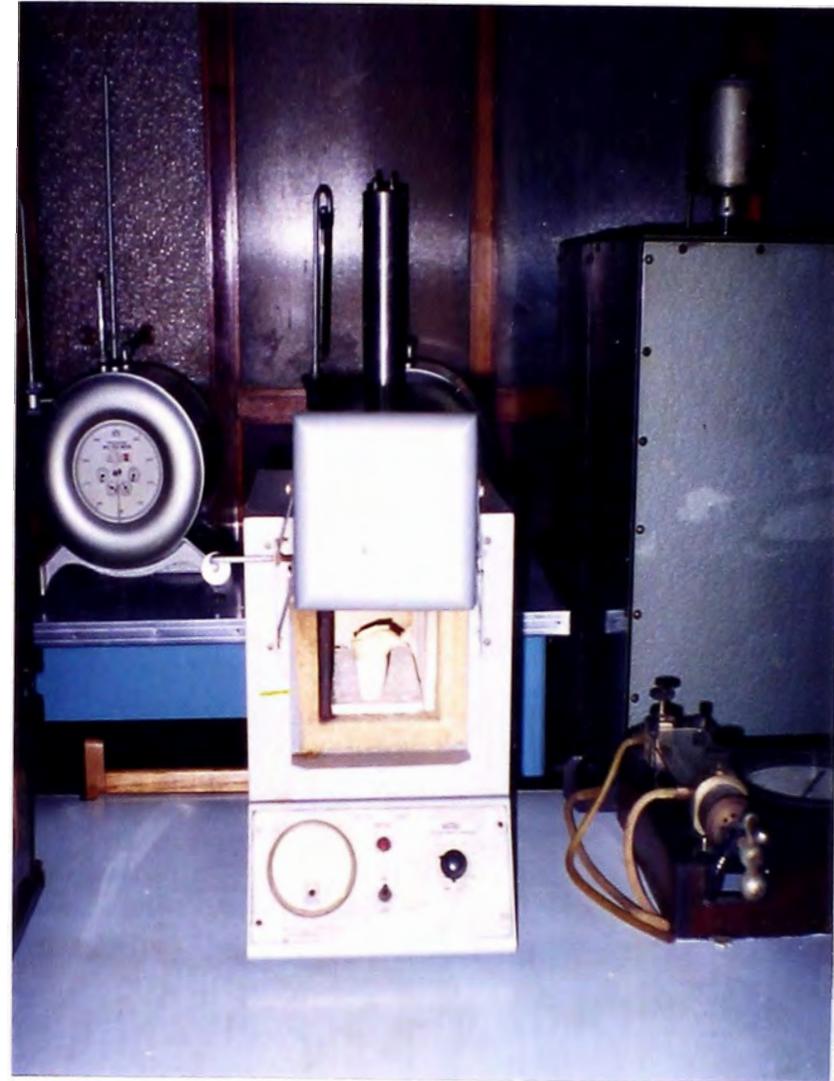


Derecha: Solución de nitrato de plata.
Centro: solución decantada de agua y K_2CrO_4 .
Derecha: Viraje a color rojizo.

Fig. 10.- Contenido de Asfaltenos



Vaso con muestra de petróleo y reactivo n-heptano



Copa de porcelana, filtro con asfalteno secado a baja $^{\circ}$ t.

Fig. 11.- Contenido de Azufre



Equipo y materiales usados para este método.

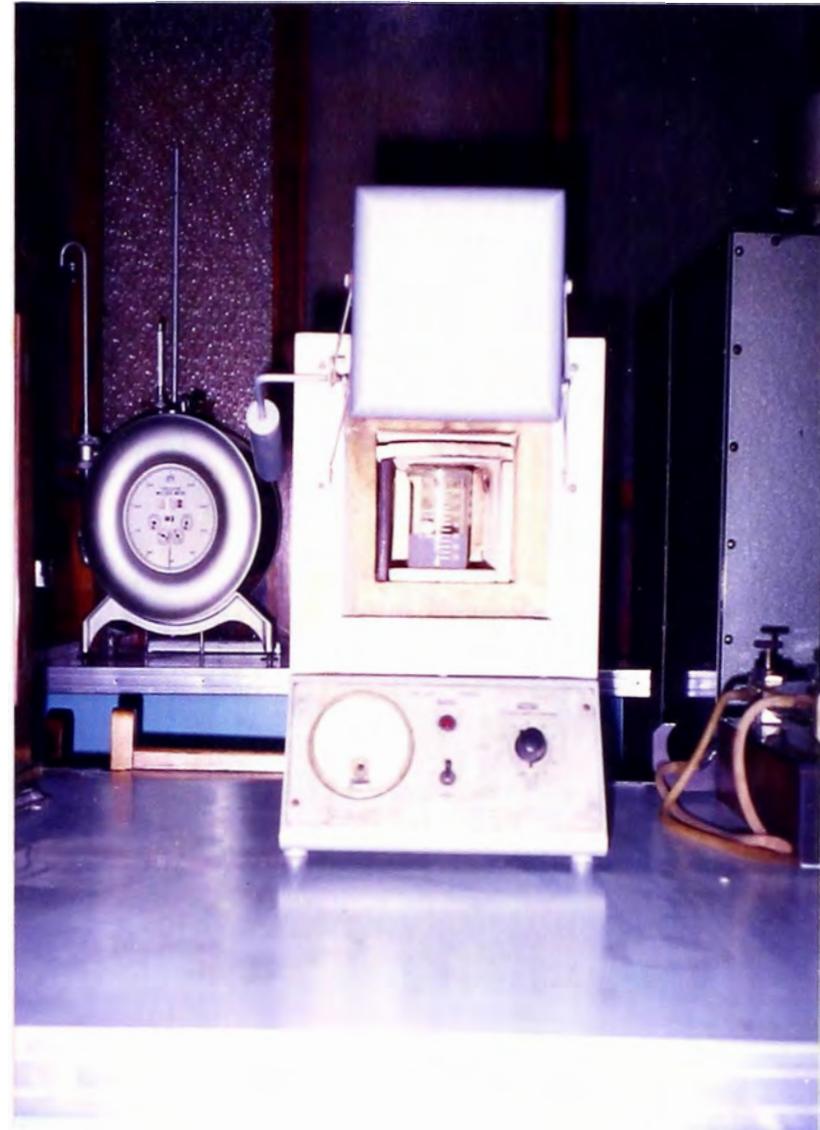


Equipo instalado de la Bomba Parr.

Fig. 12.- Contenido de Azufre

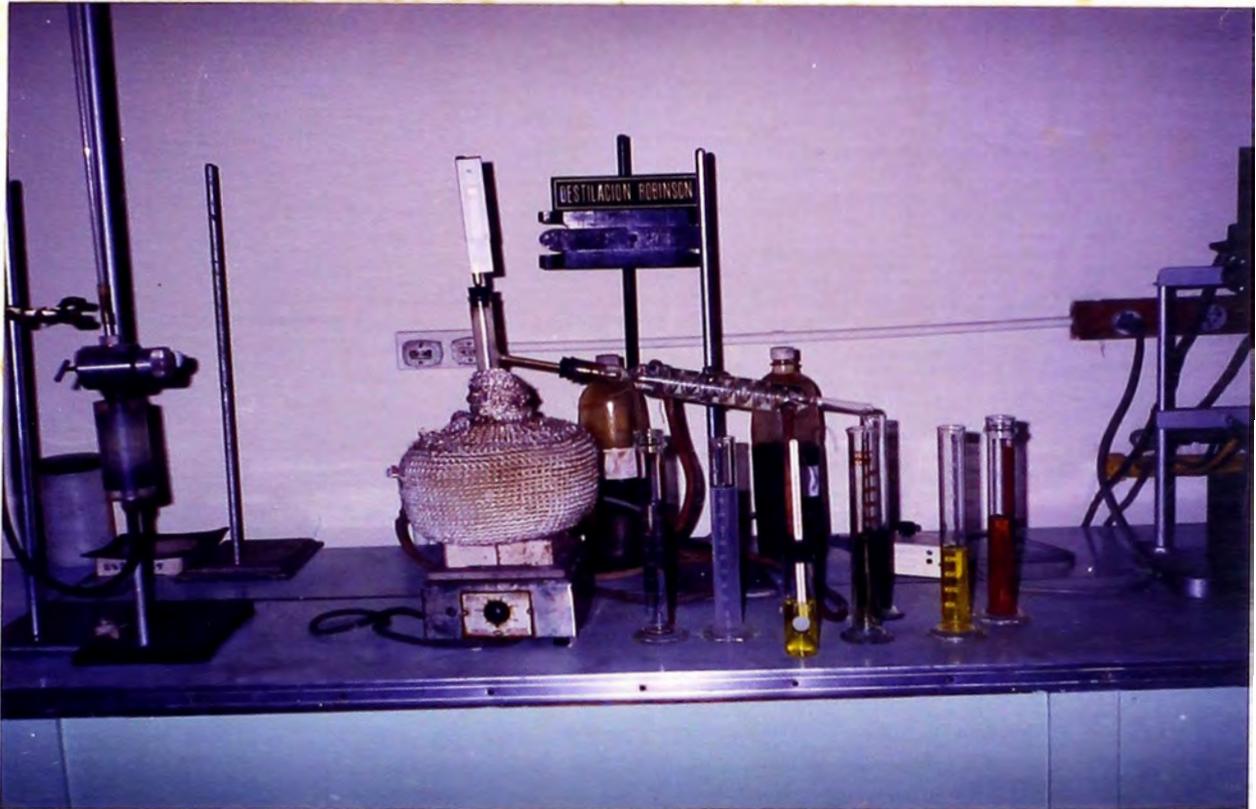


Peso del sulfato de bario, filtrado y seco.

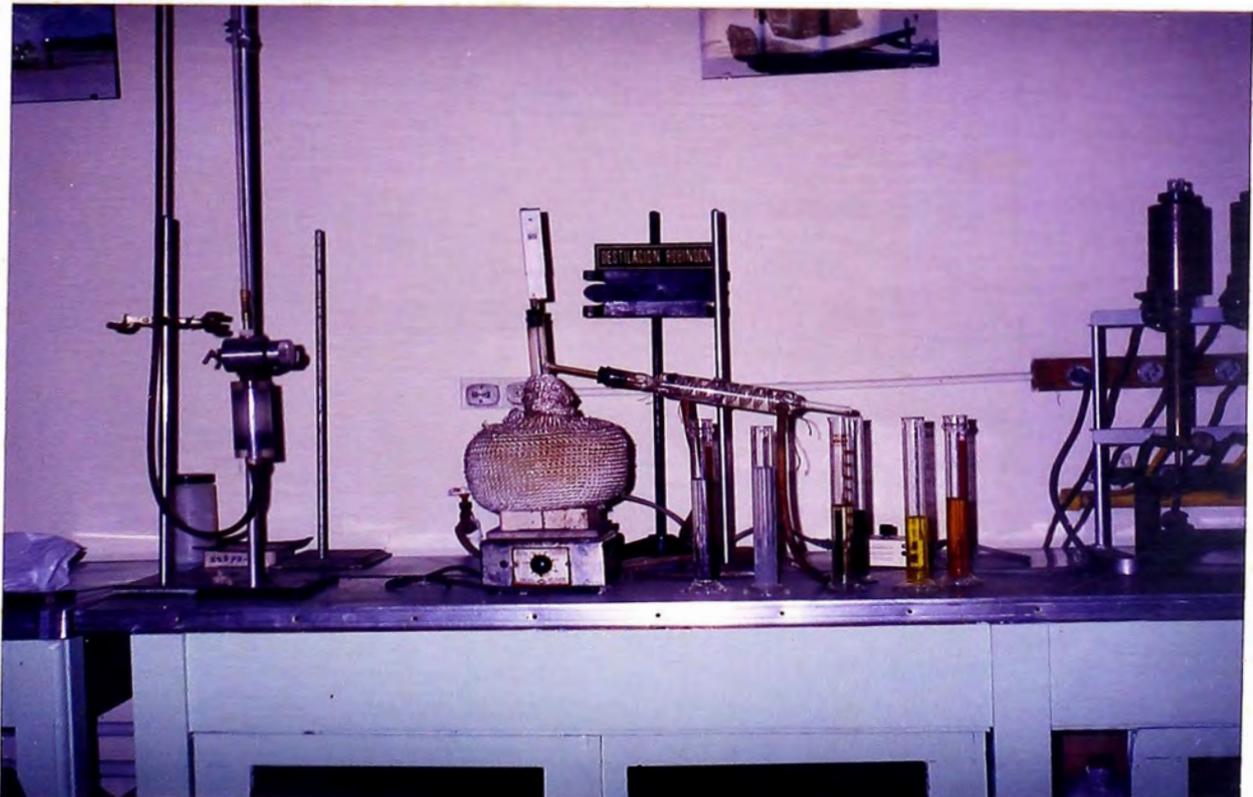


También se puede evaporar a baja $^{\circ}\text{T}$ la solución, para obtener en sólido el sulfato de bario.

Fig. 13.- Destilación Robinson y Kuop



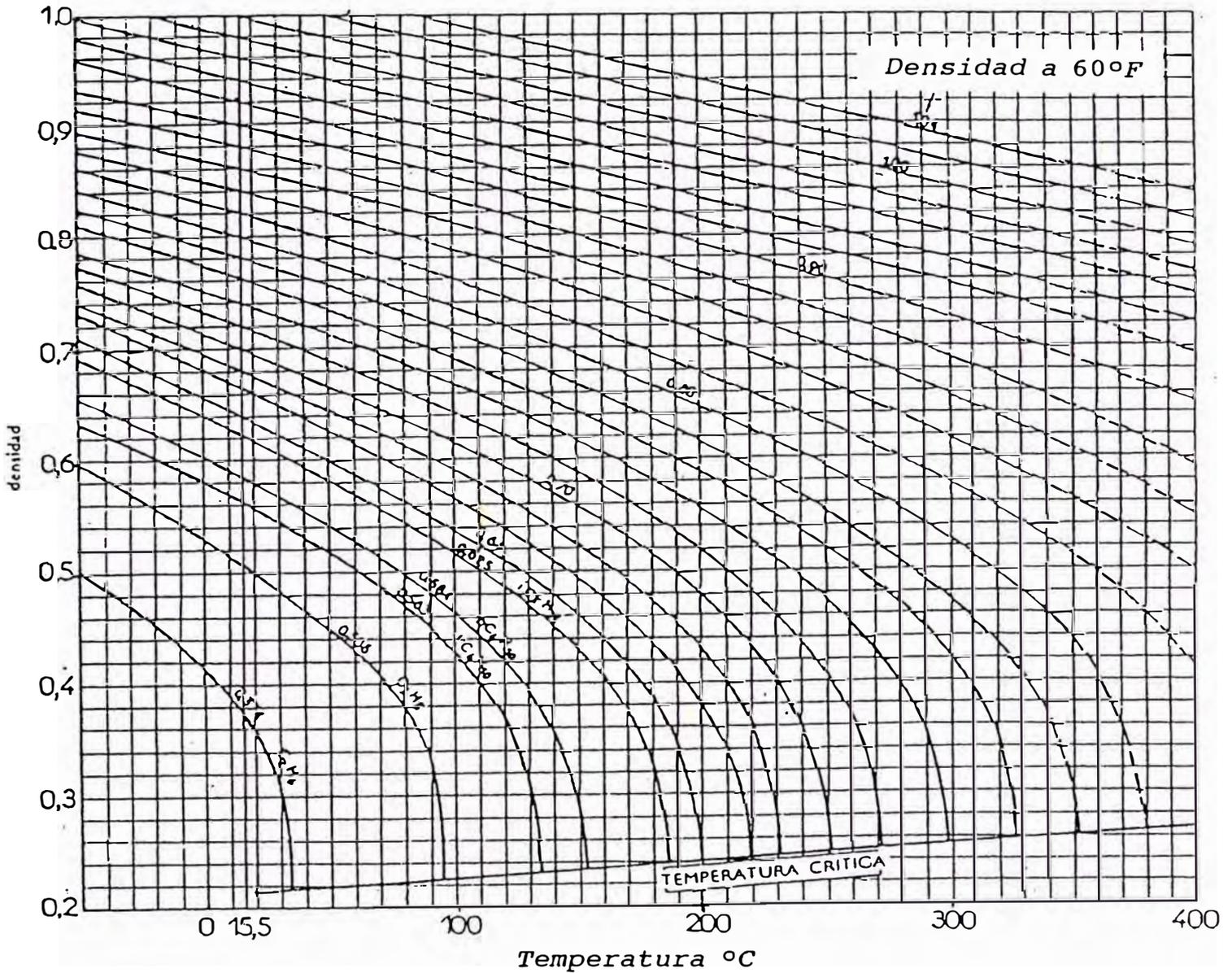
Equipo, materiales usados y fracciones destilados del petróleo, como kerosene, gasolina, gas-oil, lubricantes.



Destilación del petróleo en cortes de volúmenes de 20%, 30%, 50%, 70%

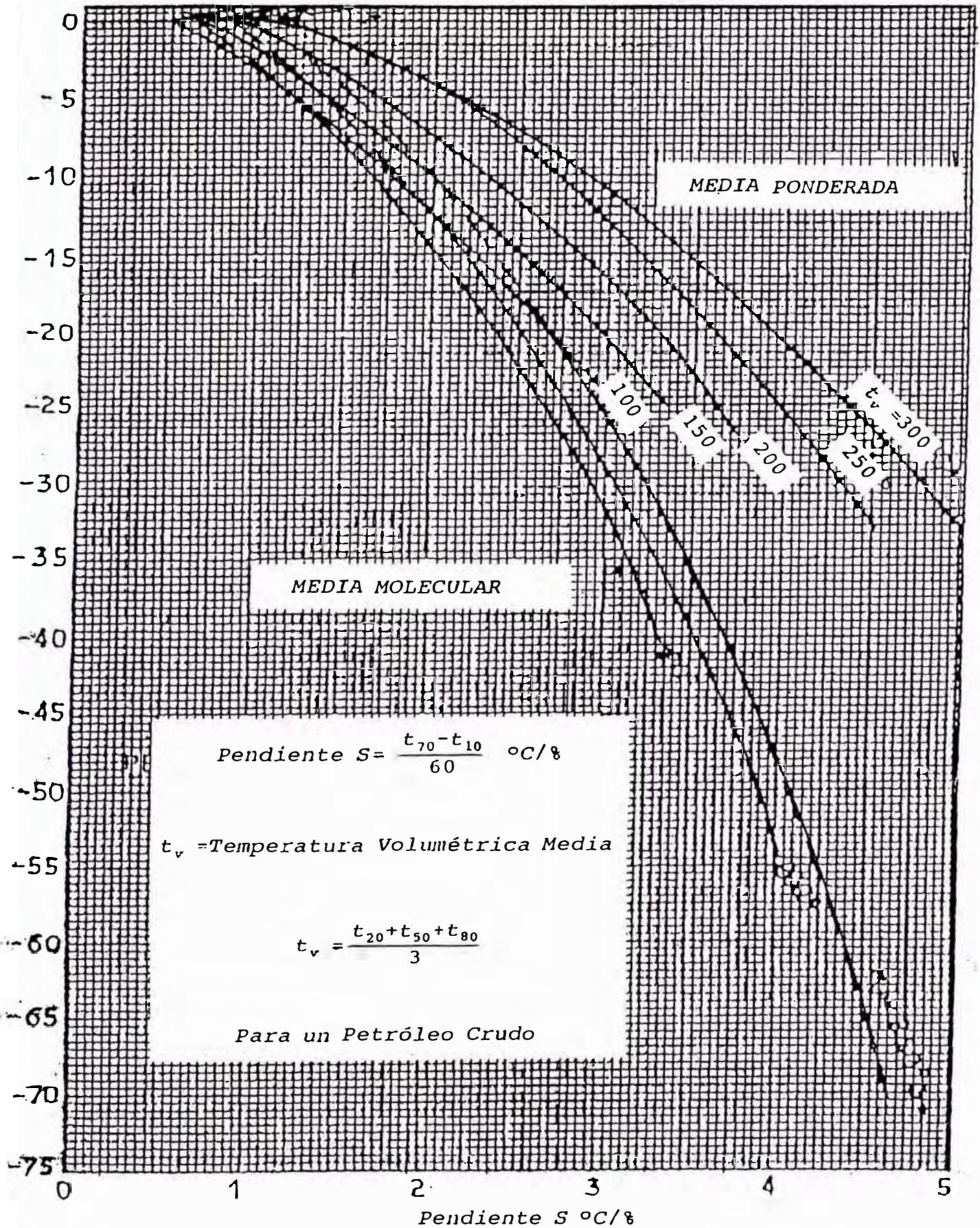
Figura 14

$$d_4^{15} = 0,99904 \text{ sp.gr.}^{60}_{60}$$



Variación de la densidad de los hidrocarburos en función de la temperatura

Figura 15



TIPO DE FLUIDO
YAC. "X"

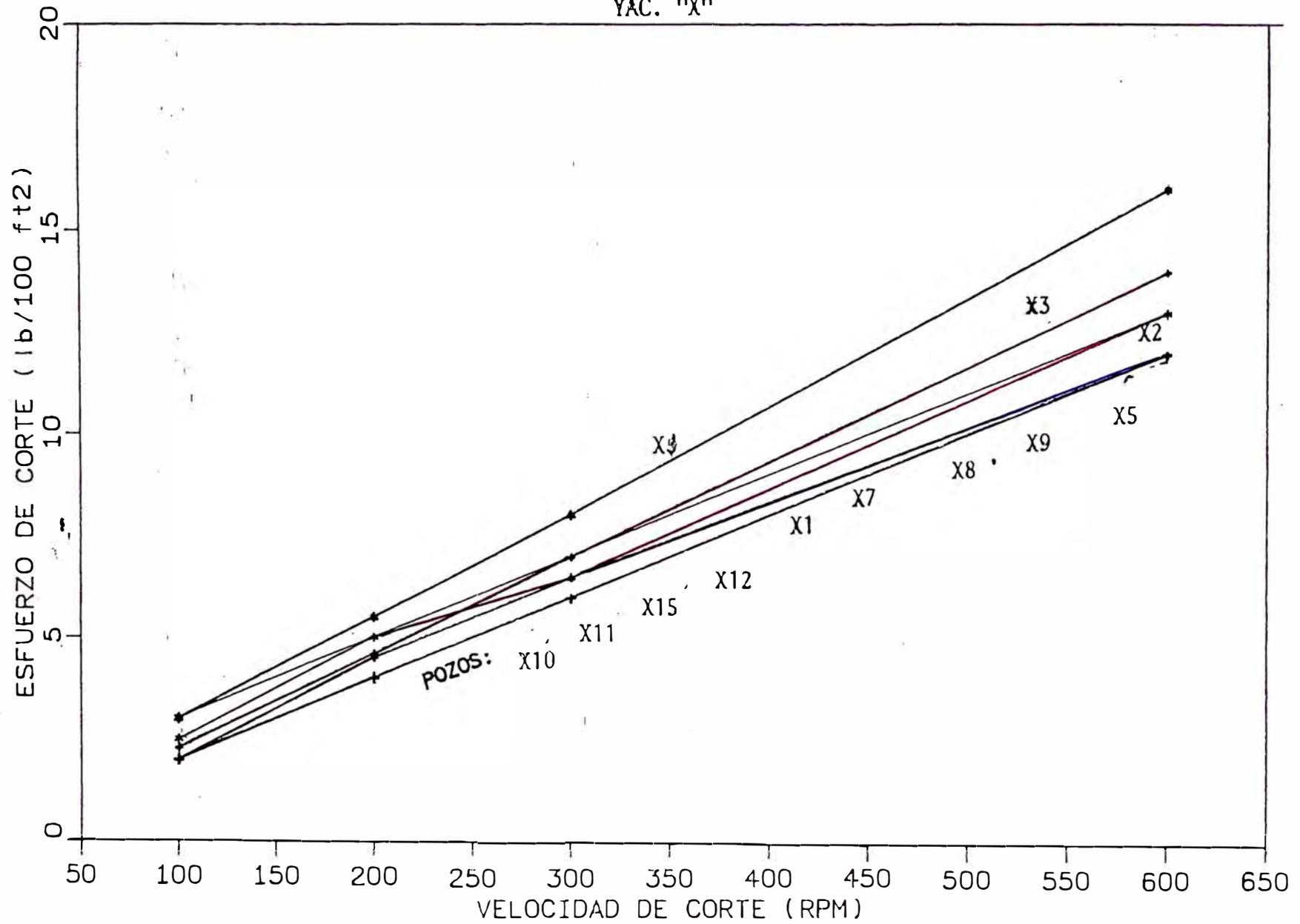


Figura N 16

TIPO DE FLUIDO
YAC. "Y"

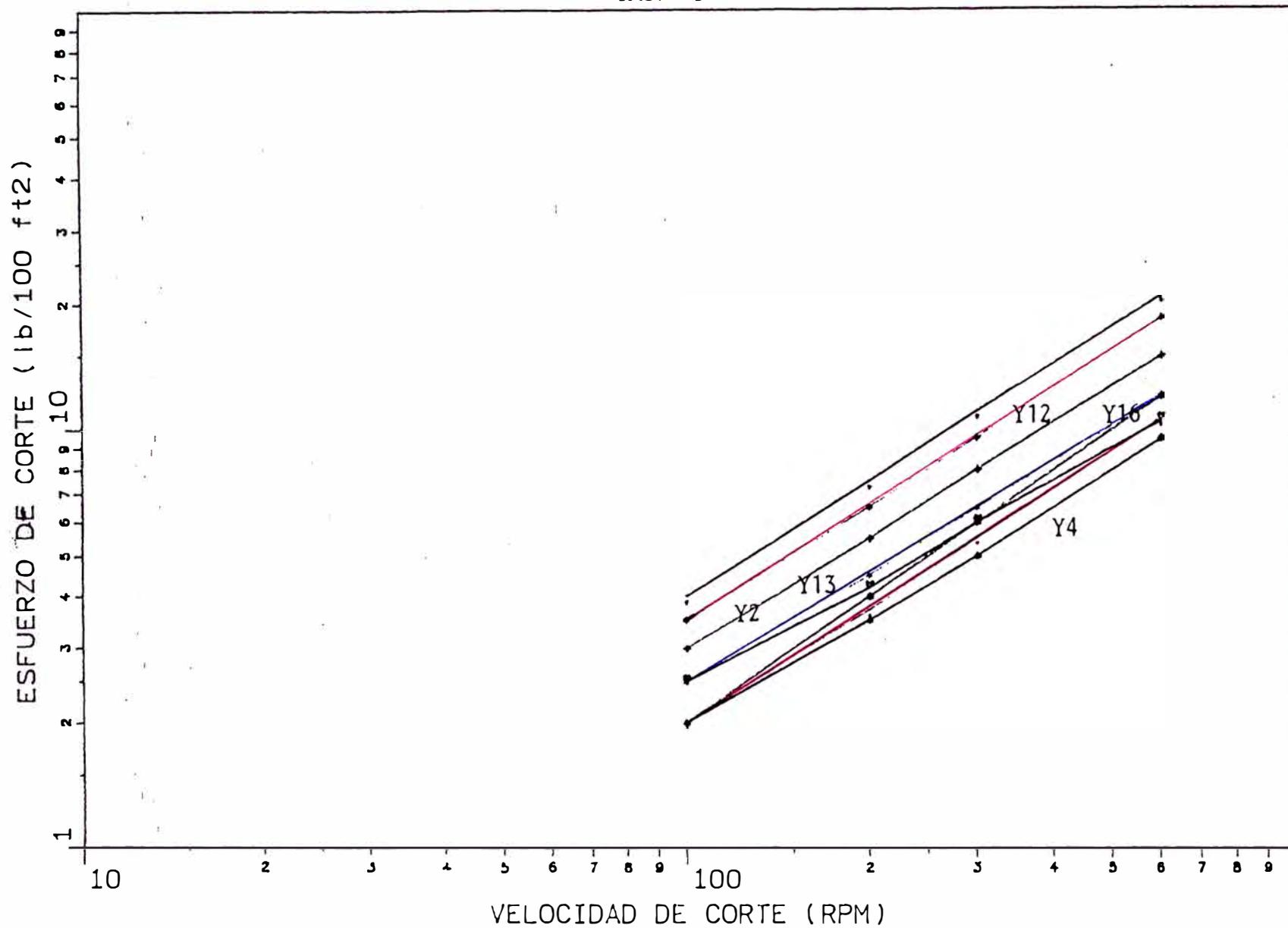
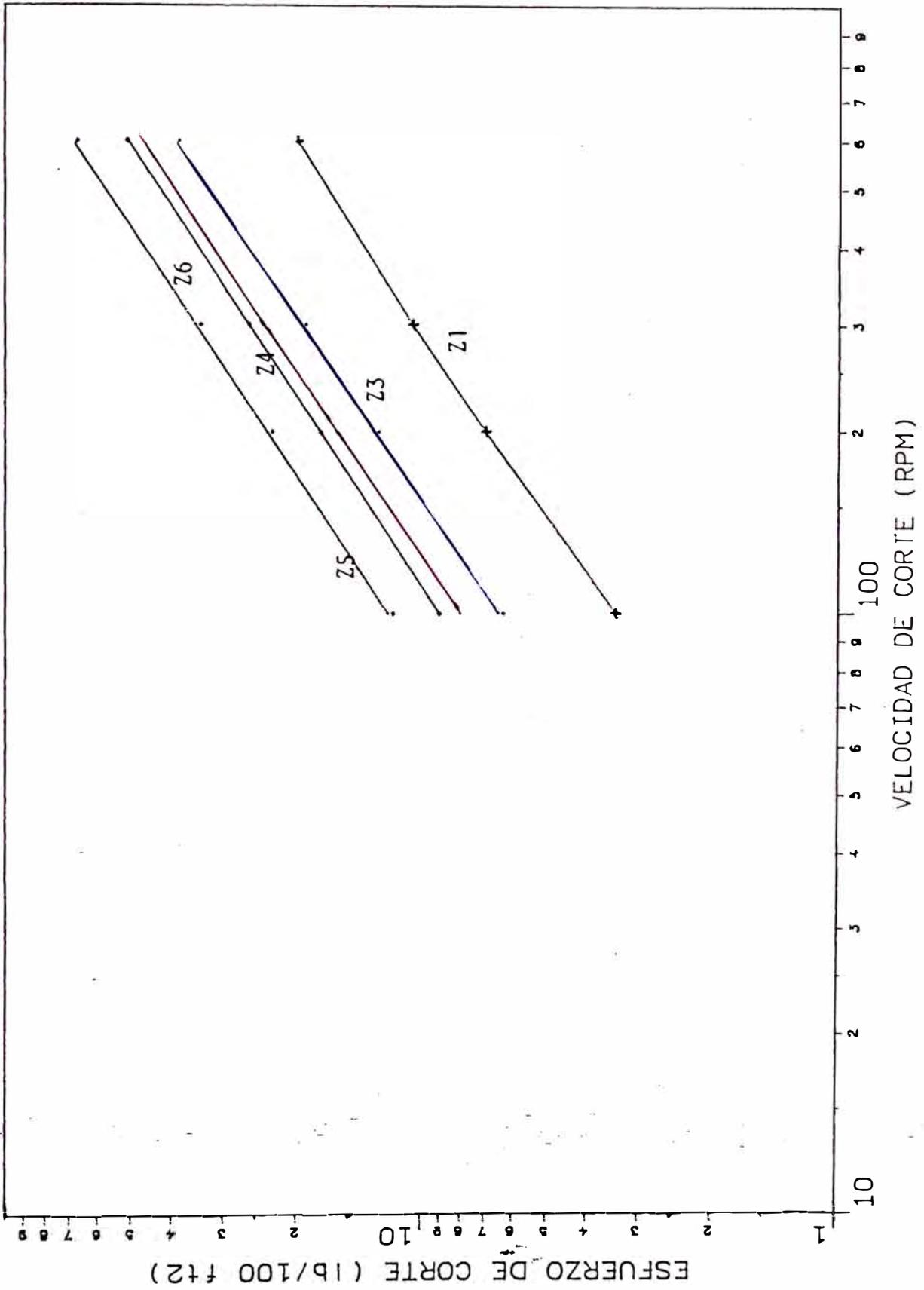


Figura N 17

TIPO DE FLUIDO
YAC. "Z"



Figuro N 18

VISCOSIDAD OSWALD-FANN
YAC. "X"

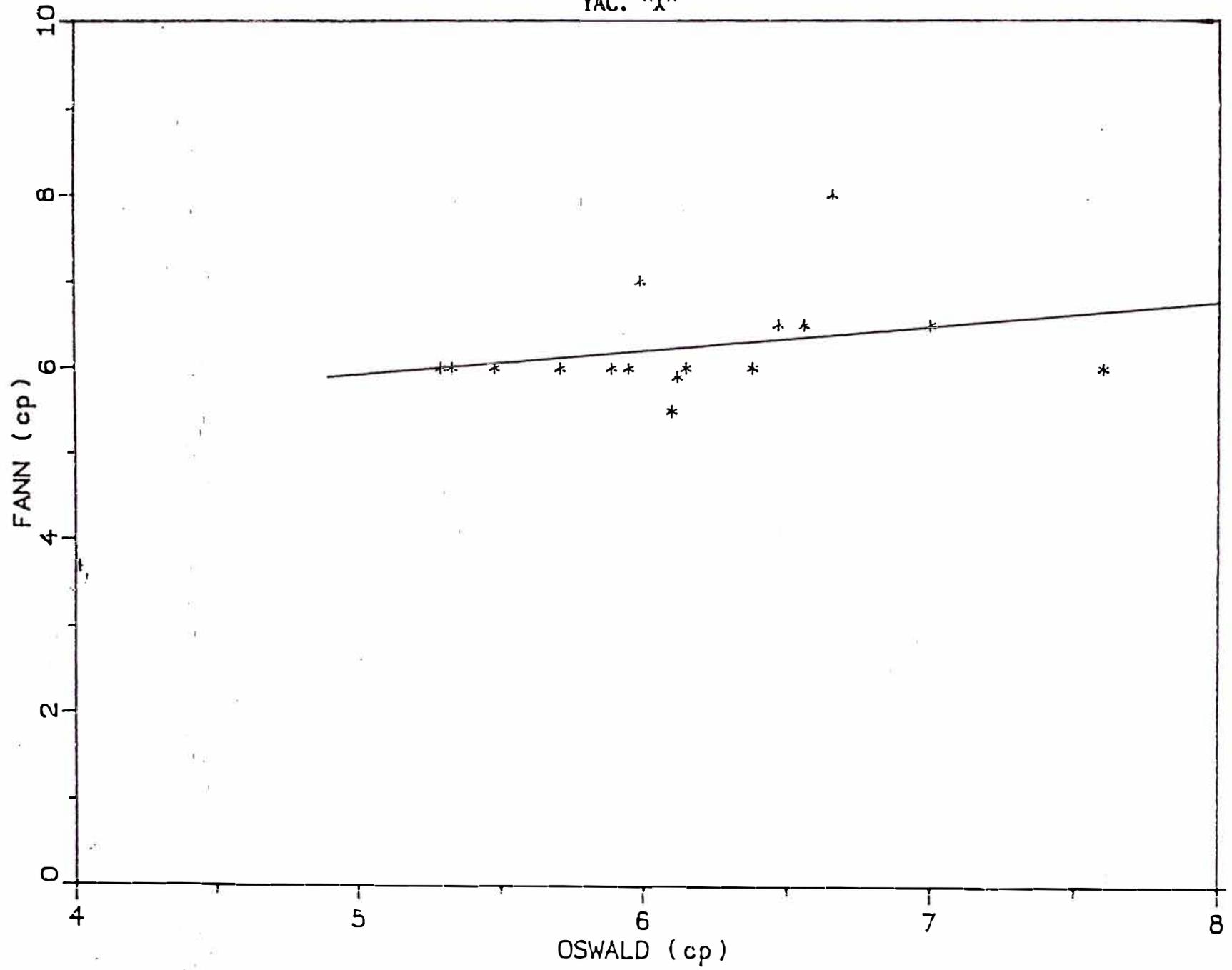


Figura N 19

VISCOSIDAD OSWALD-FANN
YAC. "Y"

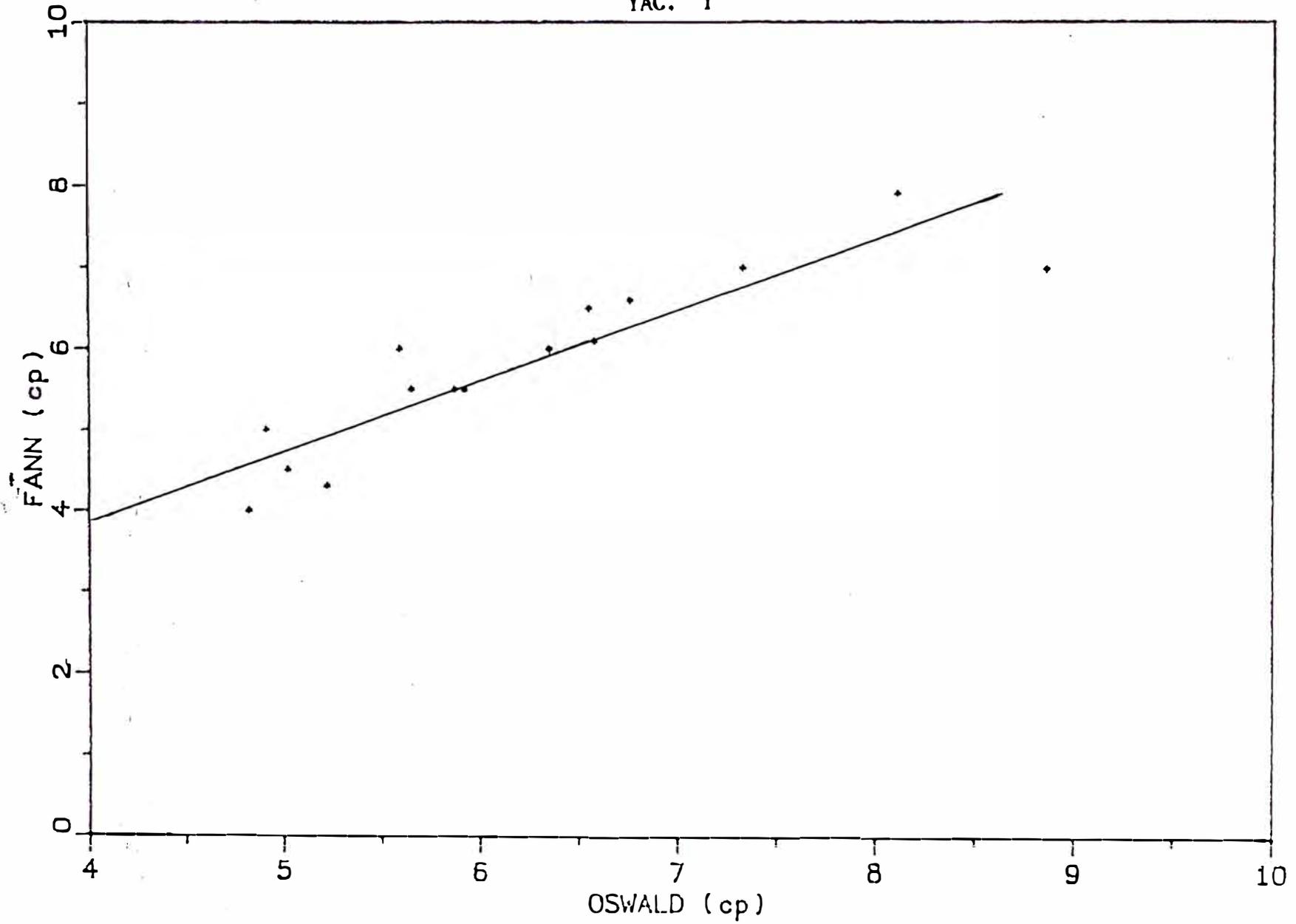


Figura N 20

VISCOSIDAD OSWALD-FANN
YAC. "Z"

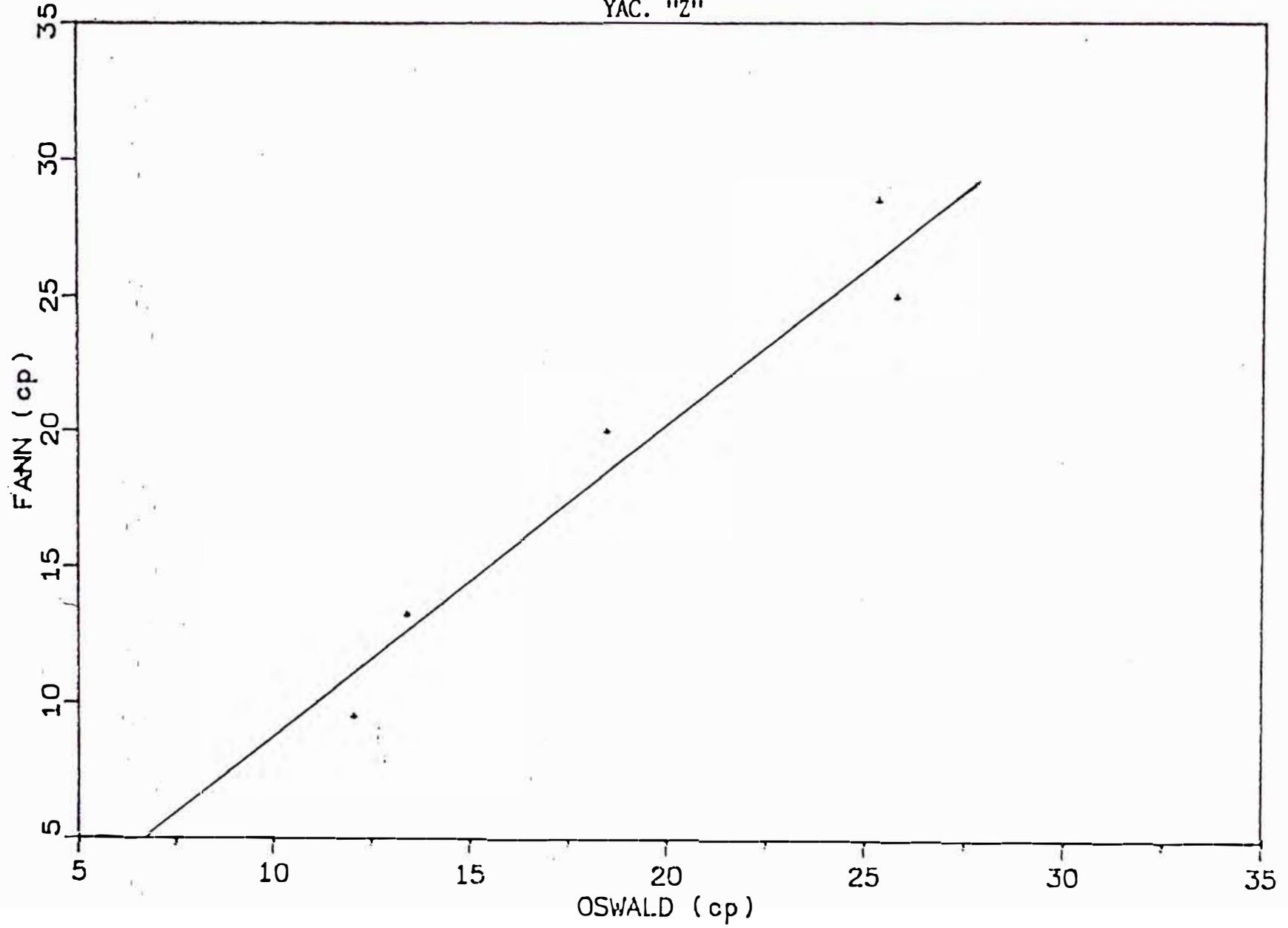


Figura N 21

MEZCLAS DE PETROLEO HCT-LCT

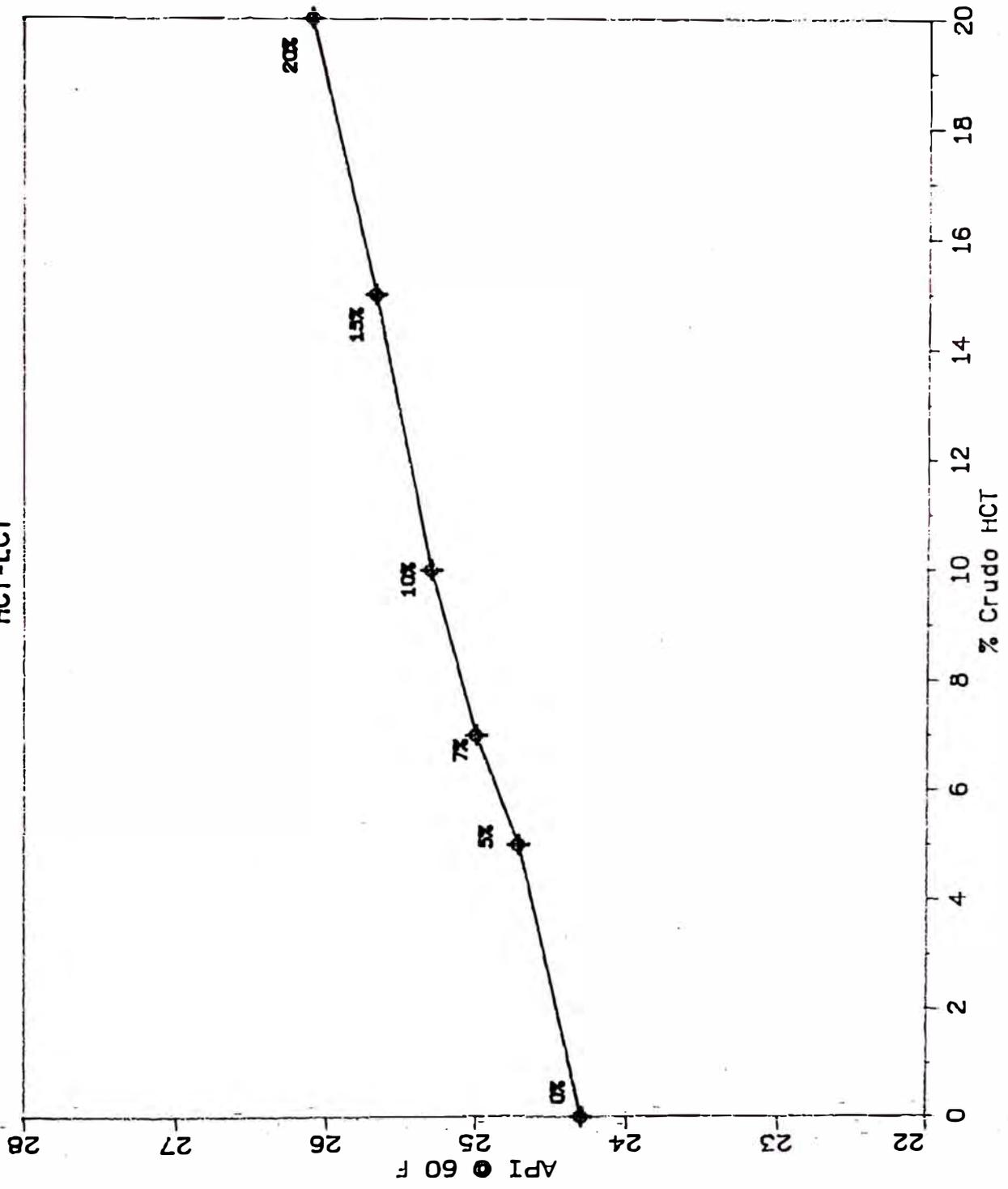
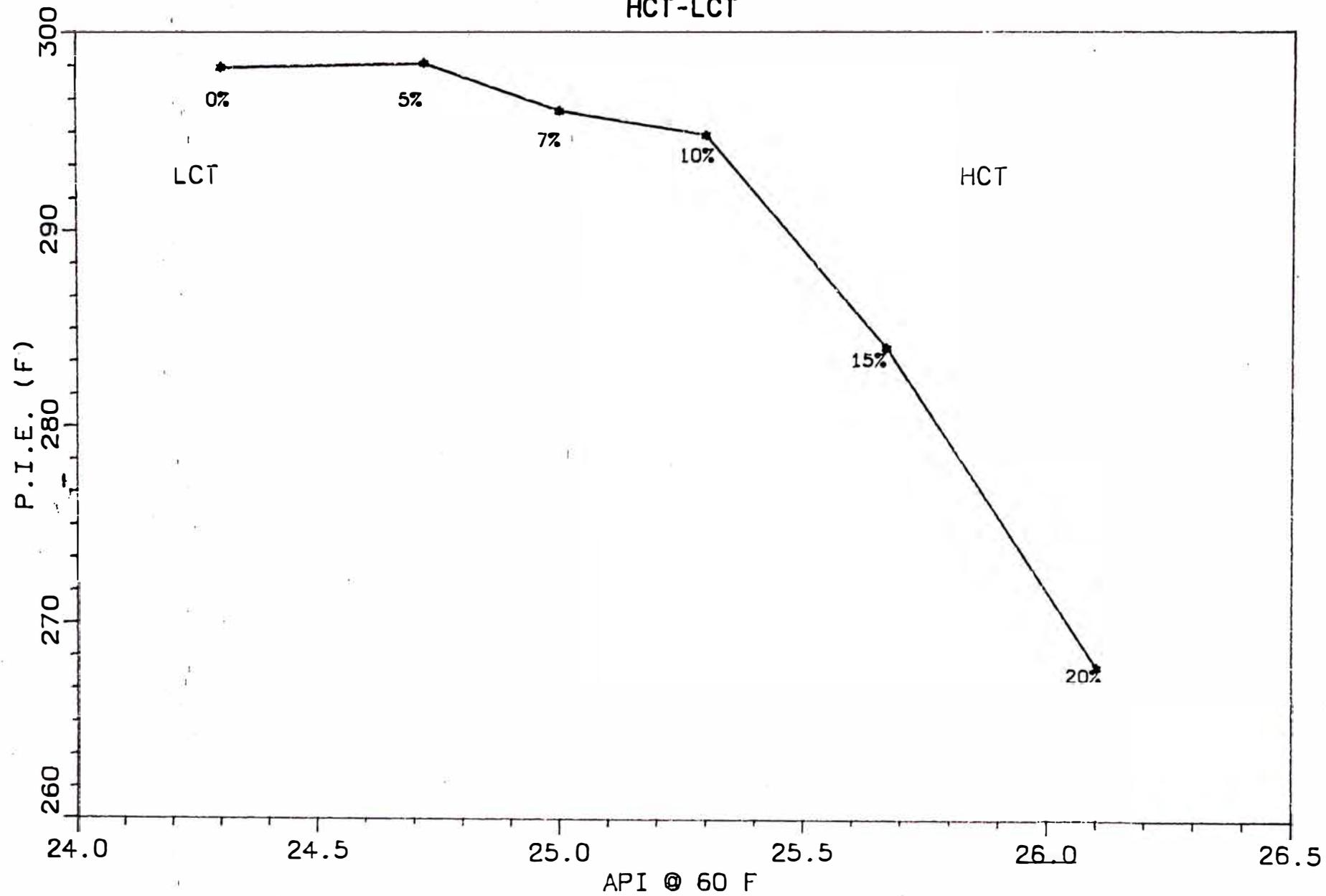


Figura Nro. 22

MEZCLA DE PETROLEO HCT-LCT



Figuro Nro 23

MEZCLA DE PETROLEO HCT-LCT

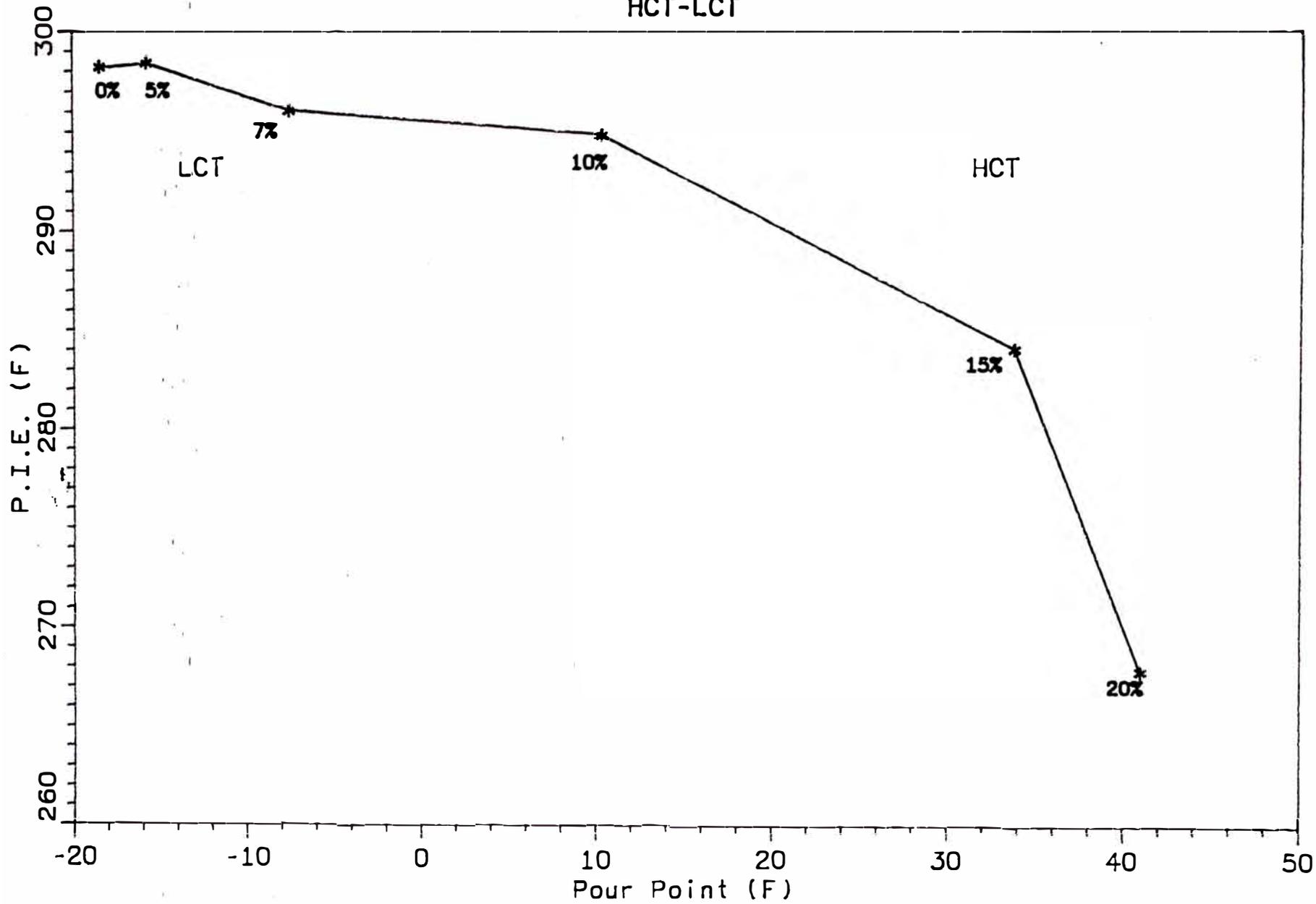


Figura Nro 24

MEZCLA DE PETROLEO
HCT-LCT

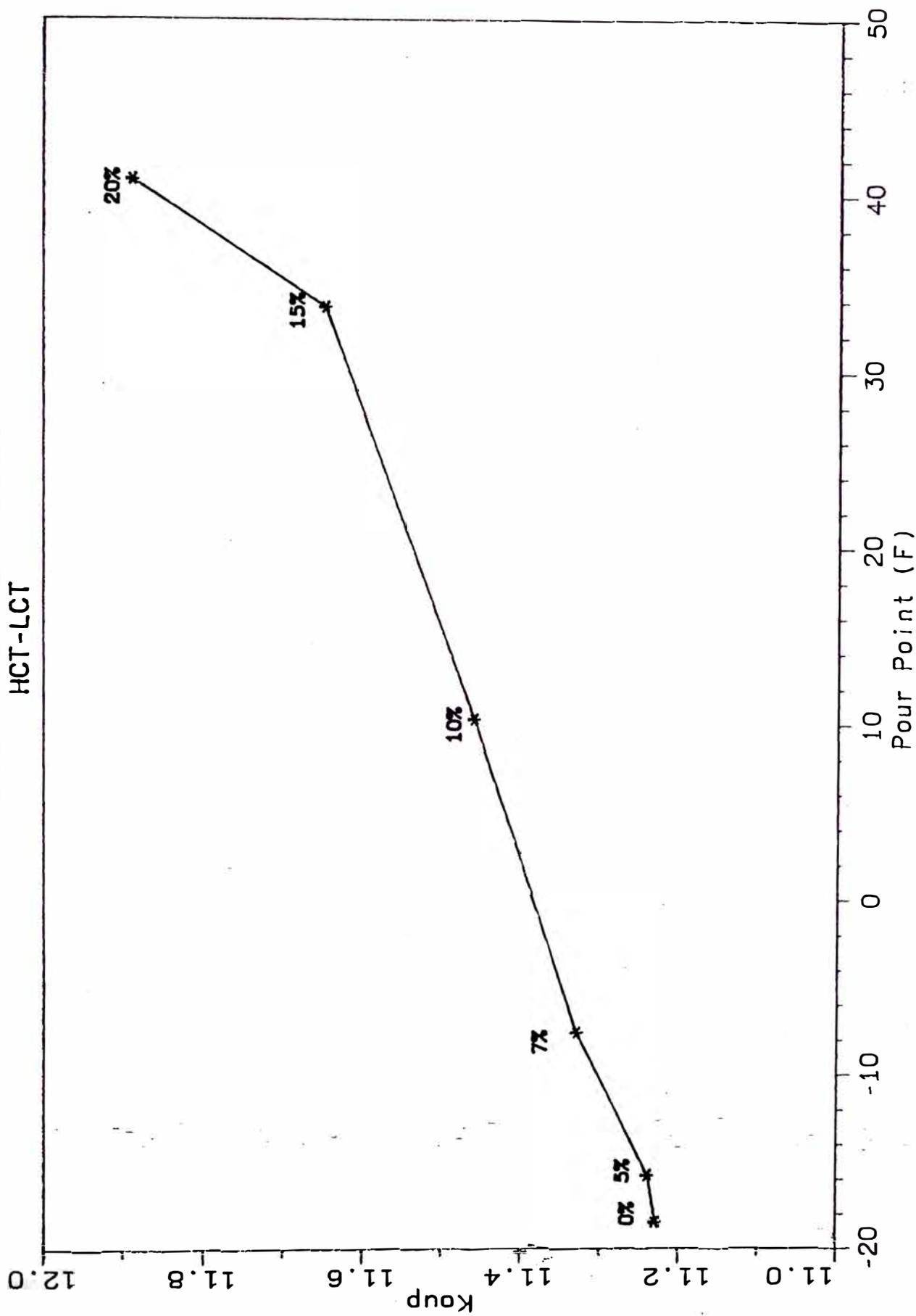


Figura Nro 25

VARIACION DE PRECIOS CRUDO DE 31 API

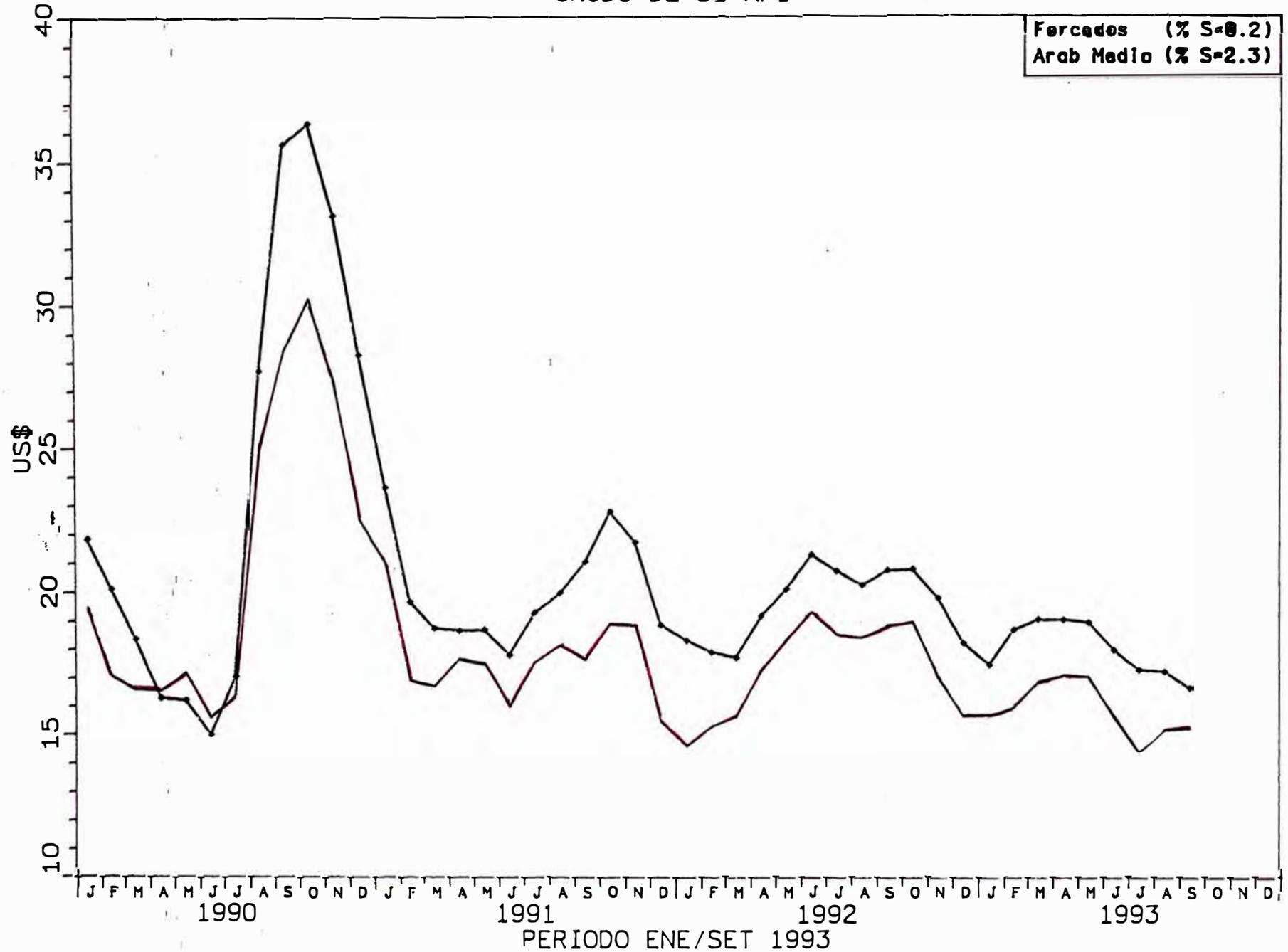


Figura Nro 26

VARIACION DE PRECIOS

% de Azufre = 0.2

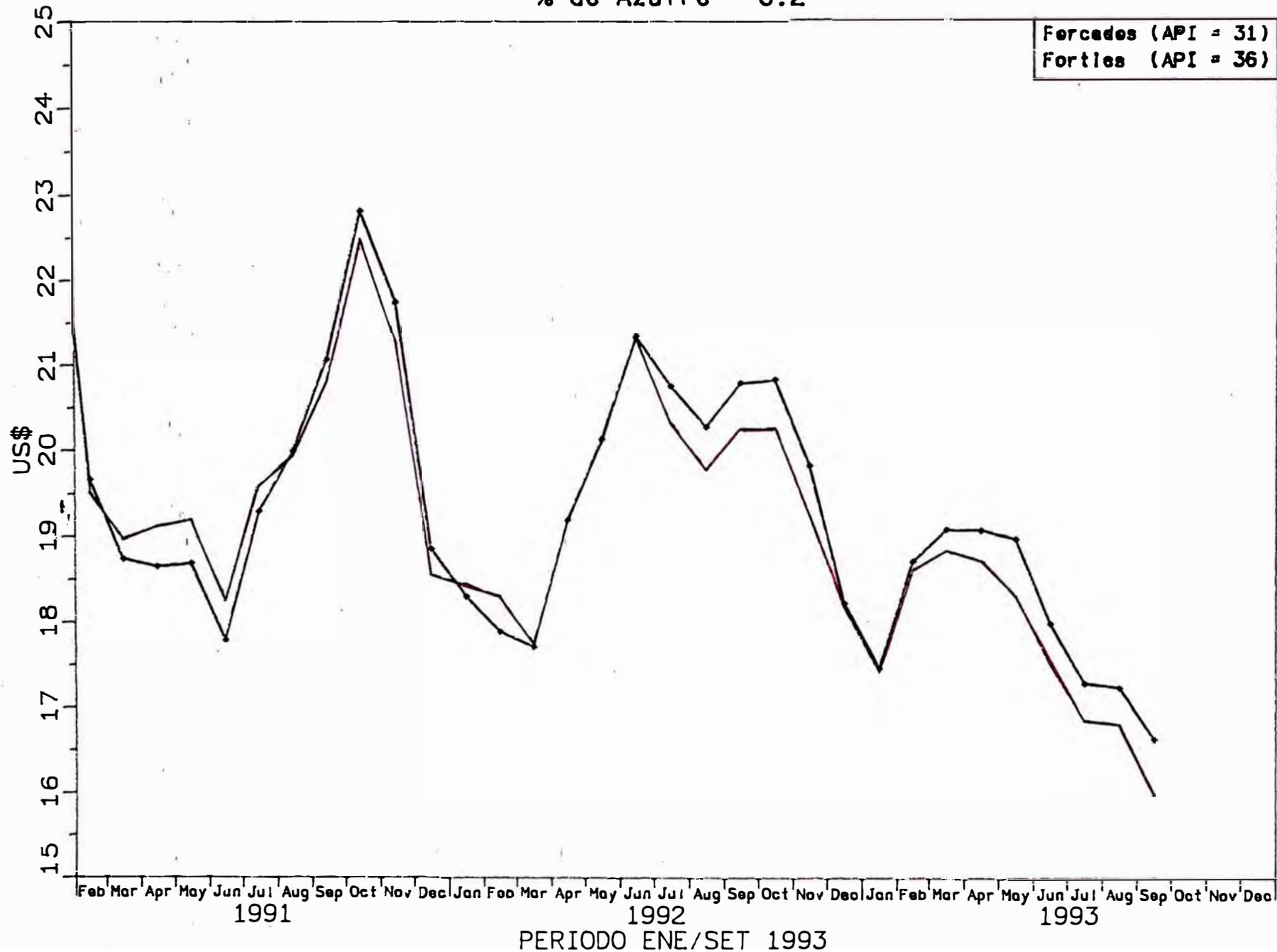


Figura Nro 27

TABLAS

TABLA N 1

ANALISIS DE PETROLEO CRUDO

YAGI	FORMACION	POZOS	API 60 F Tag	API 60 F Formula	VISCOSI 60 F	VISCOSI 80 F	VISCOSI 104 F	VISCOSI 212 F	B.S.W % agua	N. N. (mg KOH)	S A L (lbNaCl/	AZUFRE (% peso)	ASFALT (% peso)
"Z"	Par.Inf.-Pale	Z1	29.3	29.27	22.39	13.39	9.23	3.97	0.00	1.8763	1.437	0.0584	0.4375
	Par.Inf.-Pale	Z3	27.5	27.48	30.45	18.48	10.1	2.68	0.00	2.24	6.108	0.085	0.417
	Par.Inf.-Pale	Z4	24.8	24.74	43	25.8	15.18	3.6	0.00	2.801	2.144	0.108	0.498
	Par.Inf.-Pale	Z5	24.3	24.24	50.52	32.54	18.43	3.77	0.00	2.324	7.126	0.087	0.45
	Par.Inf.-Pale	Z6	24.2	24.15	46.39	25.32	17.62	3.65	0.00	2.143	7.23	0.09	0.5505
	Par.Inferior	Z2	29.6	29.52	17.25	12.03	7.1	2.45	0.25	2.829	3.054	0.08	0.401
"W"	Mogollon	W1	25.4	25.36	41.26	23.69	15.49	3.96	36.00	3.2317	7.177	0.1	0.4865
	Mogollon	W2	22.8	22.68	60.42	36.24	24.68	5.37	44.00	4.9376	15.35	0.12	0.525
"Y"	Mog.-P.Inf-P	Y1	33.4	33.36	8.47	5.87	4.6	2.25	0.15	1.0656	1.026	0.0472	0.319
	Mog.-P.Inf-P	Y4	34.2	34.2	6.65	4.82	3.51	1.65	0.70	1.388	4.1	0.0435	0.1598
	Par.Inferior	Y6	33.2	33.21	9.9	7.33	5.73	2.01	0.00	0.188	2.05	0.0557	0.3524
	Par.Inferior	Y8	31.6	31.57	11.56	8.11	5.35	2.62	0.00	1.4362	2.046	0.0566	0.3524
	Par.Inferior	Y9	29.4	29.36	23.06	14.01	8.84	3.38	0.00	2.4321	2.05	0.0573	0.4502

Continua

YACI	FORMACION	POZOS	API 60 F Tag	API 60 F Formula	VISCOSI 60 F	VISCOSI 80 F	VISCOSI 104 F	VISCOSI 212 F	B.S.W % agua	N. N. (mg KOH)	S.A.L (lbNaCl/	AZUFRE (% peso)	ASFALTE (% peso)
"Y"	Par.Inferior	Y11	32	31.94	9.44	6.58	4.64	2.82	0.00	2.0728	3.072	0.0322	0.3587
	Par.Inferior	Y15	32.5	32.46	11.05	8.43	4.88	2.2	3.50	0.711	1.0265	0.0452	0.375
	Par.Inferior	Y16	32.4	32.34	11.08	8.5	4.97	2.25	8.00	0.735	3.0703	0.0422	0.3354
	Par.Inferior	Y18	33.6	33.51	9.63	6.55	4.89	2.11	0.00	0.6828	0.68	0.0461	0.308
	Par.Inf.-Paleg	Y2	33.9	33.86	7.12	5.59	4.1	1.94	0.00	0.7175	2.053	0.0372	0.2555
	Par.Inf.-Paleg	Y3	33.7	33.68	7.5	5.22	4.3	1.61	0.00	2.25	1.028	0.0556	0.3052
	Par.Inf.-Paleg	Y5	34.7	34.65	6.93	5.92	4.19	2.8	0.30	0.4775	4.114	0.0573	0.2953
	Par.Inf.-Paleg	Y7	34.1	34.03	6.81	4.91	3.45	1.84	0.00	0.6044	2.05	0.0374	0.2653
	Par.Inf.-Paleg	Y10	35.2	35.22	6.84	5.02	3.54	1.58	1.00	1.14	3.072	0.0365	0.165
	Par.Inf.-Paleg	Y13	32.6	32.56	8.21	6.35	4.42	2.01	17.00	1.9623	4.1	0.0428	0.2295
	Par.Inf.-Paleg	Y14	33.3	33.53	7.81	5.65	3.98	2.11	0.00	0.6828	2.046	0.0611	0.2645
	Par.Inf.-Paleg	Y17	33.9	33.86	9.44	6.76	4.95	2.2	0.00	0.2812	0.6159	0.0543	0.2065
	Mog.-P.Inferi	Y12	31.5	31.47	11.67	8.54	5.56	2.17	0.60	1.9855	4.1	0.07	0.302
"X"													
	Par.Inferior	X1	34.9	35.03	12.77	6.15	4.23	1.6	0.25	0.4074	4.112	0.047	0.194
	Par.Inferior	X2	35	35.03	12.26	5.89	4.03	1.67	1.50	1.8511	4.1	0.0707	0.16
	Par.Inferior	X6	34.8	34.73	11.35	6.12	4.58	1.69	0.50	0.6247	3.075	0.07	0.14
	Par.Inferior	X7	35.3	35.13	9.14	5.71	4.06	1.73	0.00	0.3058	2.0482	0.022	0.11

Continua

YAC	FORMACION	POZOS	API 60 F Tag	API 60 F Formula	VISCOSI 60 F	VISCOSI 80 F	VISCOSI 104 F	VISCOSI 212 F	B.S.W % agua	N. N. (mg KOH)	S A L (lbNaCl)	AZUFRE (% peso)	ASFALTE (% peso)
	Par.Inferior	X8	35.3	35.72	9.82	5.33	3.88	1.946	20.00	0.299	3.0723	0.025	0.13
	Par.Inferior	X9	35.7	35.65	6.62	5.48	3.68	1.47	0.20	1.0833	3.084	0.054	0.326
	Par.Inferior	X10	35.1	35.09	10.15	5.95	4.07	1.66	13.00	0.1963	2.0502	0.068	0.0799
	Par.Inferior	X11	34.8	34.78	8.53	5.29	3.92	1.61	0.00	0.7901	3.0855	0.0364	0.2563
	Par.Inferior	X14	32.9	32.92	9.22	6.47	4.55	2.07	0.00	2.0046	3.0753	0.0669	0.325
	Par.Inferior	X16	33.8	33.73	15.26	7	4.73	1.8	7.00	0.6516	3.084	0.045	0.255
	Par.Inf.-Paleg	X3	35.1	35.13	10.37	5.99	4.09	1.65	0.50	0.6587	3.07	0.0601	0.17
	Par.Inf.-Paleg	X4	34.6	34.53	11.98	6.66	4.76	2.78	2.50	0.1027	2.048	0.03	0.09
	Par.Inf.-Paleg	X5	34.6	34.63	11.58	6.1	4.28	1.74	0.00	1.2232	5.12	0.068	0.15
	Par.Inf.-Paleg	X12	35	35.03	10.3	7.6	4.11	1.43	0.00	0.17916	1.0285	0.0285	0.115
	Par.Inf.-Paleg	X13	36.3	36.34	7.26	6.56	4.64	1.97	0.00	0.1131	0.4106	0.0375	0.2578
	Par.Inf.-Paleg	X15	34.9	34.88	12.83	6.38	4.19	1.56	20.00	0.2679	5.1425	0.0342	0.2691

BAT	BATERIA	B2	31.6	31.54	12.13	8.22	6.71	2.18	0.05	1.79	5.13	0.0746	0.36
BAT	BATERIA	B1	27.5	27.49	30.42	18.45	10.19	2.65	0.05	1.24	2.046	0.11	0.267
M.C	M.C	2	33.6	33.57	9.58	6.13	5.31	2.11	0.05	0.6828	2.046	0.0456	0.3245
M.C.	M.C.	1	27.2	27.17	30.48	18.52	16.35	2.69	0.15	1.08	3.072	0.102	0.21
Fisc	Fiscalizacion		32.3	32.25	9.24	6.34	5.19	1.65	0.00	1.082	6.5	0.0541	0.195

D.C.E

TABLA N 2

VALORES MINIMOS Y MAXIMOS DE LAS ANALISIS DE CRUDO EN EL NOROESTE PERUANA

ANALISIS TIPICOS	YAC "Z"			YAC "W"			YAC "Y"			YAC "X"		
	PROMEDI	MINIMO	MAXIMO									
1.- Gravedad API @ 60 F	26.9	24.2	29.6	24.1	22.8	25.4	33.3	31.5	35.2	33.9	31.5	36.3
2.- Viscosidad @ 60 F	33.88	17.25	50.52	50.84	41.26	60.42	14.85	6.65	23.06	10.98	9.14	12.83
3.- Viscosidad @ 80 F	22.28	12.03	32.54	29.96	23.69	36.24	7.77	4.82	10.72	7.57	5.33	9.82
4.- Viscosidad @ 104 F	12.76	7.1	18.43	20.08	15.49	24.68	6.14	3.45	8.84	4.58	3.68	5.49
5.- Viscosidad @ 212 F	3.11	2.45	3.77	4.66	3.96	5.37	2.48	1.58	3.38	2.1	1.43	2.78
6.- B. S. W (% Volumen)	20.12	0.25	40	32	20	44	8.57	0.15	17	6.6	0.2	13
7.- Numero de Neutraliz.(mgrKOH/gr)	2.35	1.88	2.83	4.08	3.23	4.94	1.31	0.19	2.43	1.27	0.11	2.43
8.- Contenido de Sal (lbNaCl/Mbl)	4.29	1.44	7.13	11.26	7.18	15.35	3.18	1.03	5.34	2.91	0.68	5.14
9.- Conrenido de Asfaltenos (% Peso	0.48	0.42	0.55	0.11	0.1	0.12	0.2583	0.1598	0.3587	0.219	0.0799	0.3587
10.- Contenido de Azufre (% Peso)	0.084	0.058	0.11	0.5057	0.4865	0.525	0.0447	0.0322	0.0573	0.04635	0.022	0.0707

TABLA N 3

YACIMIEN	RPM	POZO X4	POZO X15	POZO X8	POZO X10	POZO X11	POZO X15	POZO X12	POZO X1	PCZO X5	POZO X7	PCZO X2	FOZO X9	POZO X3
"X"	600	16	3	12	2	12	12	12	12	12	12	13	12	14
	300	6	6.5	6	6	6	6	6	6	6.5	5	7	6	7
	200	5.5	5	4	4	4	4	4	4	4.5	4	5	4	4.6
	100	3	2.5	2	2	2	2	2	2	2	2	3	2	2.3
	T.ce F.	M.B	M.N	M.V	M.N	M.N	M.N	M.N	M.N	M.N	M.B	M.N	M.B	M.N

YACIMIEN	RPM	POZO Y13	POZO Y2	POZO Y7	POZO Y6	POZO Y10	POZO Y14	POZO Y15	POZO Y4	PCZO Y12	POZO Y16	PCZO Y18	FOZO Y1	POZO Y9	POZO Y3	POZO Y5	POZO Y11
"Y"	600	12	2	10.5	5	10.5	12	21	9.5	8.5	15	13	11.5	27	6.9	11	12.2
	300	6	6	5.5	8	6	6.5	11	5.5	10	7	6.5	6	14	4.6	5.5	6.1
	200	4	4	4	5.5	4.2	4.5	7.5	3.5	6.5	5.5	4.5	3.8	9	3	3.7	4.1
	100	2	2	2	3	2.5	2.5	4	2	3.5	2.5	2.5	2	5	1.5	1.9	2.1
	T.ce F.	M.N	M.N	M.B	M.B	M.B	M.B	M.B	M.B	M.B	M.B	M.B	M.B	M.B	M.B	M.B	M.B

YACIMIEN	RPM	POZO Z4	POZO Z3	POZO Z2	POZO Z6	POZO Z5
"Z"	600	51	39.5	20	58	6.9
	300	26	19.5	10.5	29.5	34.9
	200	17.5	13	7	20	23.5
	100	9	6.5	3.4	10	12
	T.ce F.	M.L.P	M.B	M.B	M.B	M.L.P

T.ce F.=Tipo ce Fluido

M.B = Modelo Bingham

M.N. = Modelo Newtoniano

M.L.P = Modelo de ley de Potencia

TABLA N 4

POZOS	API @ 60 F	P. I. E. F	Pour Point F	H / L	tmv R	Koup	YACIMIEN
Z3	25.2	291.2	-16	L	1095	11.4	"Z"
Z4	24.8	282.2	-9.4	L	1093.6	11.38	"Z"
Z2	28.5	239	-22	L	1030.65	11.42	"Z"
Z6	24.5	340	-6	L	1117.8	11.44	"Z"
Z1	29.3	216	-12	L		11.36	"Z"
Z5	24.3	298.2	-18.4	L	1096.8	11.23	"Z"
X12	35.0	239	62	H	1053.15	11.97	"X"
X8	35.2	251.6	62.6	H	1048.5	12	"X"
X1	35.1	226.4	66.2	H	1028.67	11.9	"X"
X15	34.9	251.6	62.6	H	1040.7	11.94	"X"
X14	32.9	213.8	-13	L		11.2	"X"
X7	35.3	242.5	14	Mixto Predominante Parafinico	1027.2	12	"X"
X3	34.3	251.6	35.6	H	1027.86	11.64	"X"

Continua

POZOS	API @ 60 F	P. I. E. F	Pour Point F	H / L	tmv R	Koup	YACIMIEN
X11	34.8	181	-13	L	981.3	11.42	"X"
X1	35.1	253.4	12.2	Mixto Predomina Parafinico		11.85	"X"
X16	32.6	312.8	44.6	H	1077.9	11.9	"X"
X4	34.6	248	7	Mixto Predominante Parafinico	1027.0	11.94	"X"
Y12	32.6	248	37.4	H	1050.6	11.81	"Y"
Y17	33.9	251.6	-22	L	1016.4	11.6	"Y"
Y13	34.0	240.8	-22	L	1015.44	11.7	"Y"
Y18	32.4	239	-13	L	1004.5	11.6	"Y"
Y2	35.6	219.2	-22	L	1020.6	11.61	"Y"
Y6	33.2	224.6	28.4	H	1036.2	11.8	"Y"
Y3	32.9	179.6	-18.4	L	972	11.5	"Y"
Y4	31.2	257	-22	L	1020.3	11.6	"Y"

Continua

POZOS	API @ 60 F	P. I. E. F	Pour Point F	H / L	tmv R	Koup	YACIMIEN
Y10	34.5	221	30	H	1012.66	11.8	"Y"
Y1	33.4	222.8	-22	L	994.74	11.63	"Y"
Y9	29.1	379.4	-16.8	L	1001.6	11.65	"Y"
Y15	29.8	323.6	-13	L	1071	11.62	"Y"
Y11	31.5	210.2	-22	L	1003.8	11.5	"Y"
Y5	34.7	336	30	H	1005.9	11.96	"Y"
Y18	33.6	216	-6.6	L	945	11.45	"Y"
Y8	31.6	210	-7.6	L	880.8	11.2	"Y"
?	34.7	237.2	26.6	H	1012.74	11.82	
FISCALIZACI	32.3	257	-7.6	L	1014.9	11.55	
BATER "B1"	26.7	249.6	-22	L	1065.72	11.42	
MC-1	26.1	259	-13	L	1021.17	11.6	

D.C.E

TABLA N 5

DESTILACION ROBINSON DE MEZCLAS DE PETROLEO CRUDO (HCT-LCT)

POZOS	API @ 60 F	Pebullcion F	Pour Point F	H / L	tmv R	Koup
80%(LCT) 20%(HCT)	26.10	267.8	41	H	1082.99	11.89
85%(LCT) 15%(HCT)	25.67	284	33.8	H	1095	11.65
90%(LCT) 10%(HCT)	25.30	294.8	10.4	Mixto Predomina Naftenico	1106.1	11.46
92.5(LCT) 7%(HCT)	25.00	296	-7.5	L	1050.73	11.33
95%(LCT) 5%(HCT)	24.72	298.4	-15.7	L	1091.8	11.24

D.C.E

TABLA Nº 6

Costo por Prueba de GRAVEDAD ESPECIFICA

	<u>US\$</u>
1.- Materiales:	
Tritolite 0.5cc.(2.85 \$/lt)	0.0014
Detergente 50gr.(2.86 \$/lt)	0.4143
2.- Energía Eléctrica (\$ 0.25/Kw-hr):	
Centrífuga (30 min)	0.0413
Kw=0.33, Kw-hr= 0.165	
3.- Mano de Obra:	
Una sola persona \$ 800 (8hr/dia)	3.3400
resulta 3.34 \$/hr, costo por 1 hr.	
Dos ayudantes \$100 c/u (4hr/dia)	1.67
resulta \$1.67/hr.	
4.- Equipo y Materiales:	
Centrifuga costó \$6900, considerando 5	0.0790
años de vida 0.157\$/hr por 30 min.	
Hidrómetro \$200, considerando 1/2	0.0152
año de vida 0.046\$/hr se utilizará 20 min.	
Dos probetas 20\$ c/u, considerando 1/2	
año de vida 0.00913 \$/hr, por 1/2 hr.	0.0046
5.- Otros servicios:	
Luz, agua, teléfono (\$ 655 al mes), para	1.2100
los 6 anexos. Para el lab. \$109	
3.64\$/dia (1.21\$/8hr).	
Arrendamiento \$ 500/mes, \$ 0.694/hr	1.388
por 2 hrs.	
Uso de computadora \$ 1200, considerando	0.0460
3 años de vida. 0.046 \$/hr. por 1hr	
Papel bond, cinta, lapicero, etc.	0.150
	Sub-total
	7.938
	Utilidades (30 %)
	2.382

	Total U\$
	10.320

TABLA NO 7

Costo por prueba de Viscosidad @ 60°F

1.- Materiales:	US\$
Varsol 200cc. (2.11 \$/lt)	0.422
2.- Energía Eléctrica (\$ 0.25/Kw-hr):	
Refrigeradora (3 hr.)	0.161
0.215 Kw, Kw-hr = 0.645	
Bomba de Vacío (2hr.)	0.187
1/2 hr. por 0.746 Kw, Kw-hr = 0.373	
3.- Mano de Obra:	
Una sola persona \$ 800 (8hr/dia)	10.02
resulta 3.34 \$/hr, costo por 3 hr.	
Dos ayudantes \$100 c/u (4hr/dia)	3.34
resulta 0.833 \$/hr. por 2 hr.	
4.- Equipo y Materiales:	
Vaso pirex de 4 lt. costó \$ 80,	0.028
considerando 1 año de vida,	
0.0091 \$/hr. por 3 hr.	
Bomba de Vacío \$ 1800, considerando 5	0.082
años de vida, 0.041 \$/hr. por 2 hr.	
Tubo Viscosímetro \$ 200, considerando	0.138
1/2 año de vida, 0.046 \$/hr. por 3 hr.	
Termómetro costó \$ 120, considerando 1/2	0.082
año de vida, 0.0274 \$/hr. por 3 hr.	
5.- Otros servicios:	
Luz, agua, teléfono (\$ 655 al mes), para	1.2100
los 6 anexos. Para el lab. \$ 109	
3.64 \$/dia (1.21 \$/8hr).	
Arrendamiento \$500/mes, por 3 hrs.	2.082
Uso de computadora \$1200, considerando	0.0460
3 años de vida, 0.046 \$/hr. por 1hr	
Papel bond, cinta, lapicero, etc.	0.21

Sub-total	18.008
Utilidades (30 %)	5.402
Total U\$	23.410

TABLA NO 8

Costo por prueba de Viscosidad @ 80°F

<u>1.- Materiales:</u>	<u>US\$</u>
Varsol 200cc. (2.11 \$/lt)	0.422
<u>2.- Energía Eléctrica (\$ 0.25/Kw-hr):</u>	
Estufa Eléctrica (3 hr.)	0.525
0.700 Kw, Kw-hr = 2.1	
Bomba de Vacío (2hr.)	0.187
1/2 * 0.746 Kw, Kw-hr = 0.373	
<u>3.- Mano de Obra:</u>	
Una sola persona \$ 800 (8hr/dia)	10.02
resulta 3.34 \$/hr, costo por 3 hr.	
Dos ayudantes \$100 c/u (4hr/dia)	3.34
resulta 0.833 \$/hr. por 2 hr.	
<u>4.- Equipo y Materiales:</u>	
Vaso pirex de 4 lt. costó \$80,	0.028
considerando 1 año de vida,	
0.0091 \$/hr. por 3 hr.	
Bomba de Vacío \$1800, considerando 5	0.082
años de vida, 0.041 \$/hr. por 2 hr.	
Tubo Viscosímetro \$ 200, considerando	0.138
1/2 año de vida, 0.046 \$/hr. por 3 hr.	
Termómetro costó \$120, considerando 1/2	0.082
año de vida, 0.0274 \$/hr. por 3 hr.	
<u>5.- Otros servicios:</u>	
Luz, agua, teléfono (\$ 655 al mes), para	1.2100
los 6 anexos. Para el lab. \$ 109	
3.64 \$/dia (1.21 \$/8hr).	
Arrendamiento \$500/mes, por 3 hrs.	2.082
Uso de computadora \$ 1200, considerando	0.0460
3 años de vida, 0.046 \$/hr. por 1hr	
Papel bond, cinta, lapicero, etc.	0.21
Sub-total	17.537
Utilidades (30 %)	5.261

Total U\$	22.798

TABLA NO 9

Costo por prueba de Viscosidad @ 104OF

1.- <u>Materiales:</u>	US\$
Varsol 200cc. (2.11 \$/lt)	0.422
2.- <u>Energía Eléctrica (\$ 0.25/Kw-hr):</u>	
Equipo Viscosímetro (2 hr.)	0.525
1050 w, 1.05 Kw, Kw-hr = 2.1	
Bomba de Vacío (1hr.)	0.093
1/2 * 0.746 Kw, Kw-hr = 0.373	
3.- <u>Mano de Obra:</u>	
1 sola persona \$ 800 (8hr/dia)	6.68
resulta 3.34 \$/hr, costo por 2 hr.	
2 ayudante \$100 (4hr/dia)	3.34
resulta 1.67 \$/hr. por 2 hr.	
4.- <u>Equipo y Materiales:</u>	
Viscosímetro costó \$ 7312, considerando	0.34
5 años de vida, 0.17 \$/hr. por 2 hr.	
Bomba de Vacío \$1800, considerando 5	0.041
años de vida, 0.041 \$/hr. por 1 hr.	
Tubo Viscosímetro \$ 200, considerando	0.091
1/2 año de vida, 0.046 \$/hr. por 2 hr.	
Termómetro costó \$120, considerando 1/2	0.055
año de vida, 0.0274 \$/hr. por 2 hr.	
Baño de aceite costó \$120/7gl, considerando	0.0365
1/2 año de vida en 2 hr.	
5.- <u>Otros servicios:</u>	
Luz, agua, teléfono (\$ 655 al mes), para	1.2100
los 6 anexos. Para el lab. \$ 109	
3.64 \$/dia (1.21 \$/8hr).	
Arrendamiento \$500/mes, por 2 hrs.	1.388
Uso de computadora \$ 1200, considerando	0.046
3 años de vida, 0.046 \$/hr. por 1hr	
Papel bond, cinta, lapicero, etc.	0.21
Sub-total	14.478
Utilidades (30 %)	4.343
Total U\$	18.821

TABLA NO 10

Costo por prueba de Viscosidad @ 2120F

1.- <u>Materiales:</u>	US\$
Varsol 200cc. (2.11 \$/lt)	0.422
2.- <u>Energía Eléctrica (\$ 0.25/Kw-hr):</u>	
Equipo Viscosímetro (2 hr.)	0.525
1050 w, 1.05 Kw, Kw-hr = 2.1	
Bomba de Vacío (1hr.)	0.093
1/2 * 0.746 Kw, Kw-hr = 0.373	
3.- <u>Mano de Obra:</u>	
1 sola persona \$ 800 (8hr/dia)	6.68
resulta 3.34 \$/hr, costo por 2 hr.	
2 ayudante \$100 (4hr/dia)	3.34
resulta 1.67 \$/hr. por 2 hr.	
4.- <u>Equipo y Materiales:</u>	
Viscosímetro costó \$ 7312, considerando	0.34
5 años de vida, 0.17 \$/hr. por 2 hr.	
Bomba de Vacío \$1800, considerando 5	0.041
años de vida, 0.041 \$/hr. por 1 hr.	
Tubo Viscosímetro \$ 200, considerando	0.091
1/2 año de vida, 0.046 \$/hr. por 2 hr.	
Termómetro costó \$120, considerando 1/2	0.055
año de vida, 0.0274 \$/hr. por 2 hr.	
Baño de aceite costó \$120/7gl, conside-	0.0365
rando 1/2 año de vida en 2 hr.	
5.- <u>Otros servicios:</u>	
Luz, agua, teléfono (\$ 655 al mes), para	1.2100
los 6 anexos. Para el lab. \$ 109	
3.64 \$/dia (1.21 \$/8hr).	
Arrendamiento \$500/mes, por 2 hrs.	1.388
Uso de computadora \$ 1200, considerando	0.046
3 años de vida, 0.046 \$/hr. por 1hr	
Papel bond, cinta, lapicero, etc.	0.21
Sub-total	14.478
Utilidades (30 %)	4.343
Total U\$	18.821

TABLA NO 11

Costo por Prueba de B.S.W

	<u>US\$</u>
1.- <u>Materiales:</u>	
Varsol 100 cc. (2.11 \$/lt)	0.422
Tritolite 0.5 cc. (2.85 \$/lt)	0.0014
2.- <u>Energía Eléctrica (\$ 0.25/Kw-hr):</u>	
Centrífuga (1 hr.)	0.0825
Kw=0.33, Kw-hr= 0.33	
Baño maria (1 hr.), 1.2 Kw en 1 hr.	0.3
3.- <u>Mano de Obra:</u>	
1 sola persona \$ 800 (8hr/dia)	6.68
resulta 3.34 \$/hr, costo por 2 hr.	
2 ayudantes \$ 100 (4hr/dia), por 1 hr.	1.68
4.- <u>Equipo y Materiales:</u>	
Centrifuga costó \$6900, considerando 5 años de vida 0.079 \$/hr por 45 min.	0.06
Pera de centrifugación, considerando 1/2 año de vida, costó \$ 30 en 1 hr.	0.007
Baño maria costó \$ 1800, considerando 3 años de vida, 0.069 \$/hr. por 1 hr.	0.069
5.- <u>Otros servicios:</u>	
Luz, agua, teléfono (\$ 655 al mes), para los 6 anexos. Para el lab. \$109 3.64\$/dia (1.21\$/8hr).	1.21
Arrendamiento \$500/mes, por 2 hrs.	1.388
Uso de computadora \$ 1200, considerando 3 años de vida, 0.046 \$/hr. por 1hr	0.046
Papel bond, cinta, lapicero, etc.	0.21
Sub-total	11.328
Utilidades (30 %)	3.398
Total U\$	14.726

TABLA NO 12

Costo por Prueba de NUMERO DE NEUTRALIZACION

<u>1.- Reactivos y Materiales:</u>	<u>US\$</u>
Tolueno 200 cc. (28.5 \$/lt)	5.7
Alcohol Isopropílico 200 cc. (2.85 \$/lt)	5.7
Hidróxido de Potasio costó 0.024 \$/gr. se utiliza 0.03025 gr.	0.001
Naftolbenceina 1.224 \$/gr. en 0.005 gr.	0.006
Detergente 50 gr. (2.86 \$/Kg)	0.143
<u>3.- Mano de Obra:</u>	
1 sola persona \$ 800 (8hr/dia) resulta 3.34 \$/hr, costo por 2 hr.	6.68
2 ayudante \$ 100 (4hr/dia), por 1 hr.	1.68
<u>4.- Equipo y Materiales:</u>	
Bureta costó \$ 20, considerando 1/2 año de vida, 0.0046 \$/hr por 2 hr.	0.009
2 vasos pirex de \$ 4 c/u, considerando 1/2 año de vida, 0.0018 \$/hr. en 2 hr.	0.004
<u>5.- Otros servicios:</u>	
Luz, agua, teléfono (\$ 655 al mes), para los 6 anexos. Para el lab. \$109 3.64\$/dia (1.21\$/8hr).	1.21
Arrendamiento \$500/mes, por 2 hrs.	1.388
Uso de computadora \$ 1200, considerando 3 años de vida, 0.046 \$/hr. por 1hr	0.046
Papel bond, cinta, lapicero, etc.	0.15
Sub-total U\$	22.79
Utilidades (30 %)	6.84
Total U\$	29.63

TABLA NO 13

Costo por Prueba de CONTENIDO DE SAL

1.- <u>Reactivos y Materiales:</u>	<u>US\$</u>
Benceno 100 cc. (28.5 \$/lt)	2.85
Nitrato de Plata, 0.4024 \$/gr) se utiliza 0.425 gr.	0.171
Agua destilada, 2.5 \$/lt. en 100 cc.	0.066
Detergente 50 gr, (2.86 \$/Kg.)	0.143
3.- <u>Mano de Obra:</u>	
1 sola persona \$ 800 (8hr/dia)	6.68
resulta 3.34 \$/hr, costo por 2 hr.	
2 ayudante \$ 100 (4hr/dia), por 1 hr.	1.68
4.- <u>Equipo y Materiales:</u>	
Bureta costó \$ 20, considerando 1/2 año de vida, 0.0046 \$/hr por 2 hr.	0.009
2 vasos pirex de \$ 4 c/u, considerando 1/2 año de vida, 0.0018 \$/hr. en 2 hr.	0.004
Pera decantadora, costó \$15, considerando 1/2 año de vida, 0.0034	0.007
5.- <u>Otros servicios:</u>	
Luz, agua, teléfono (\$ 655 al mes), para los 6 anexos. Para el lab. \$109 3.64 \$/dia, (1.21\$/8hr).	1.21
Arrendamiento \$500/mes, por 2 hrs.	1.388
Uso de computadora \$ 1200, considerando 3 años de vida, 0.046 \$/hr. por 1hr	0.046
Papel bond, cinta, lapicero, etc.	0.15
Sub-total U\$	14.44
Utilidades (30 %)	4.33
Total U\$	18.77

TABLA NO 14

Costo por Prueba de CONTENIDO DE ASFALTENOS

1.- <u>Reactivos y Materiales:</u>	<u>US\$</u>
N-Heptano 100 cc. (54 \$/lt)	5.4
Sulfato de Calcio, 200 gr./40 muestra (30 \$/Kg), para 1 muestra será.	0.15
2.- <u>Energía Eléctrica (\$ 0.25/Kw-hr):</u>	
Mufla para secado (2 hr.)	1.11
2.232 Kw por 2 hr.	
Estufa Eléctrica (1.5 hr.)	0.263
0.700 Kw por 1.5 hr.	
Balanza electrónica (10 min.)	0.001
0.025 Kw por 10 min.	
Bomba de vacío (1 hr)	0.093
0.746/2 Kw por 1 hr.	
3.- <u>Mano de Obra:</u>	
1 sola persona \$ 800 (8hr/dia)	10.02
resulta 3.34 \$/hr, costo por 3 hr.	
1 ayudante \$ 100 (4hr/dia), por 2 hr.	1.68
4.- <u>Equipo y Materiales:</u>	
Estufa eléctrica, considerando 3 años de vida, costó \$ 1500, en 1.5 hr.	0.085
Balanza electrónica \$ 3000, considerando 3 años de vida, 0.114 \$/hr.	0.02
Copa de porcelana, costó \$10, considerando 1 año de vida, 0.0011 \$/hr.	0.0044
Vaso de 250cc, considerando 1/2 año de vida costó \$5, 0.00057 \$/hr. por 4 hr.	0.0023
Recipiente de vidrio, considerando 5 años costó \$60, 0.00137 por 24 hr.	0.033

5.- Otros servicios:

Luz, agua, teléfono (\$ 655 al mes), para los 6 anexos. Para el lab. \$109 3.64 \$/dia, (1.21\$/8hr).	1.21
Arrendamiento \$500/mes, por 3 hrs.	2.892
Uso de computadora \$ 1200, considerando 3 años de vida, 0.046 \$/hr. por 1hr	0.046
Papel bond, cinta, lapicero, etc.	0.15
Sub-total U\$	23.43
Utilidades (30 %)	7.03
Total U\$	30.46

TABLA NO 15

Costo por Prueba de CONTENIDO DE AZUFRE

1.- <u>Reactivos y Materiales:</u>	<u>US\$</u>
Cloruro de Bario 50 cc. (20 \$/kg.) 8.5 gr/100cc.	0.085
Acido clorhidrico 50 cc. (13 \$/lt)	0.65
Agua destilada 100 cc. (2.5 \$/gl)	0.066
Oxigeno \$26/7mt ³ ,	0.39
Hilo de Nicrón (5 \$/10 min) en 20 cm.	0.1
2.- <u>Energía Eléctrica (\$ 0.25/Kw-hr):</u>	
Bomba Parr (2 hr.) 5.06 Kw por 2 hr.	2.53
Balanza electrónica (20 min.) 0.025 Kw por 20 min.	0.001
Horno eléctrico (2 hr.) 2.232 Kw, por 2 hr.	1.11
3.- <u>Mano de Obra:</u>	
1 sola persona \$ 800 (8hr/dia) resulta 3.34 \$/hr, costo por 3 hr.	10.02
2 ayudantes \$ 100 (4hr/dia), por 2 hr.	3.34
4.- <u>Equipo Y Materiales:</u>	
Bomba Parr \$ 3279, considerando 3 años de vida, 0.125 \$/hr. en 2 hr.	0.249
Balanza electrónica \$ 3000, considerando 3 años de vida, 0.114 \$/hr. por 10'	0.02
Horno eléctrico \$ 3500, considerando 3 años de vida, por 2 hr.	0.266
Copa metálica \$10, considerando 3 meses 0.0046 \$/hr.	0.009

5.- Otros servicios:

Luz, agua, teléfono (\$ 655 al mes), para los 6 anexos. Para el lab. \$109 3.64 \$/dia, (1.21\$/8hr).	1.21
Arrendamiento \$500/mes, por 3 hrs.	2.892
Uso de computadora \$ 1200, considerando 3 años de vida, 0.046 \$/hr. por 1hr	0.046
Papel bond, cinta, lapicero, etc.	0.15

Sub-total U\$	23.177
Utilidades (30 %)	6.953

Total U\$ 30.130

TABLA NO 16

Costo por Prueba de DESTILACION ROBINSON

1.- Equipos y Materiales:	US\$
Manta térmica \$ 250, considerando 6 meses de vida, 0.0571 \$/hr. por 6 hr.	0.3426
Balón de destilación, \$45, considerando 1/2 año de vida, 0.0103 \$/hr por 6 hr.	0.0762
Termómetro digital \$150, considerando 1 año de vida, 0.0171 \$/hr por 6 hr.	0.1026
Condensador \$ 30, considerando 1/2 año de vida, 0.00685 \$/hr por 6 hr.	0.0411
8 probetas \$ 7 c/u, considerando 1/2 año de vida, 0.0123 \$/hr por 6 hr.	0.074
2.- Energía Eléctrica (\$ 0.25/Kw-hr):	
Manta térmica (6 hr.)	1.122
0.748 Kw por 6 hr.	
3.- Mano de Obra:	
1 sola persona \$ 800 (8hr/dia)	16.7
resulta 3.34 \$/hr, costo por 5 hr.	
2 ayudantes \$ 100 (4hr/dia), por 4 hr.	6.672
5.- Otros servicios:	
Luz, agua, teléfono (\$ 655 al mes), para los 6 anexos. Para el lab. \$109	1.21
3.64 \$/dia, (1.21\$/8hr).	
Arrendamiento \$500/mes, por 5 hrs.	3.47
Uso de computadora \$ 1200, considerando 3 años de vida, 0.046 \$/hr. por 1hr	0.046
Papel bond, cinta, lapicero, etc.	0.15
Sub-total U\$	29.961
Utilidades (30 %)	8.988
Total U\$	38.949

TABLA Nº 17

Costo por Prueba de FACTOR DE CARACTERIZACION

<u>1.- Equipos y Materiales:</u>	<u>US\$</u>
Manta térmica \$ 250, considerando 6 meses de vida, 0.0571 \$/hr. por 3 hr.	0.171
Balón de destilación, \$45, considerando 1/2 año de vida, 0.0103 \$/hr por 3 hr.	0.0309
Termómetro digital \$150, considerando 1 año de vida, 0.0171 \$/hr por 3 hr.	0.0513
Condensador \$ 30, considerando 1/2 año de vida, 0.00685 \$/hr por 3 hr.	0.0205
8 probetas \$ 7 c/u, considerando 1/2 año de vida, 0.0123 \$/hr por 3 hr.	0.0369
<u>2.- Energía Eléctrica (\$ 0.25/Kw-hr):</u>	
Manta térmica (3 hr.) 0.748 Kw por 3 hr.	0.561
<u>3.- Mano de Obra:</u>	
1 sola persona \$ 800 (8hr/dia) resulta 3.34 \$/hr, costo por 3 hr.	10.02
2 ayudante \$ 100 (4hr/dia), por 3 hr.	5.004
<u>5.- Otros servicios:</u>	
Luz, agua, teléfono (\$ 655 al mes), para los 6 anexos. Para el lab. \$109 3.64 \$/dia, (1.21\$/8hr).	1.21
Arrendamiento \$500/mes, por 5 hrs.	3.47
Uso de computadora \$ 1200, considerando 3 años de vida, 0.040 \$/hr. por 1hr	0.046
Papel bond, cinta, lapicero, etc.	0.15
Sub-total U\$	20.772
Utilidades (30 %)	6.232
Total U\$	27.004

TABLA NO 18

Cuadro Comparativo por muestra de los análisis Físico-
químicas del Petróleo

	<u>US\$</u>	
<u>Pruebas</u>	<u>Lab. FIP</u>	<u>Otros Lab.</u>
1.- API, Sp.Gr.	10.320	25
2.- Viscosidad @ 60°F	23.410	35
3.- Viscosidad @ 80°F	22.798	35
4.- Viscosidad @ 104°F	18.821	30
5.- Viscosidad @ 212°F	18.821	30
6.- B.S.W.	14.726	25
7.- Número de Neutraliz.	29.630	60
8.- Contenido de Sal	18.770	35
9.- Contenido de Asfalteno	30.460	40
10.-Contenido de Azufre	30.139	40
11.-Destilación Robinson	38.949	65
12.-Fact. de Caracteriz.	27.004	40
	-----	--
	283.848	460