

INSTITUTO TECNOLÓGICO DE TUXTLA GUTIERREZ



ING. QUIMICA

Reporte de residencia

Proyecto:

“Estudio de las propiedades físicas de los crudos de importación.”

Asesor interno:

M.I.A. Rocío Farrera Alcázar

Revisores:

Ing. Wilbert Morgan Carrillo Blanco

Ing. Rodrigo Ferrer González

ALUMNO

Oscar Ramón Cruz Alonso

N0. DE CONTROL

11270691

ÍNDICE

1.- Introducción.	2
2.- Justificación.	3
3.- Objetivos.	4
3.1 Objetivo general.	4
3.2 Objetivos específicos.	4
4.- Caracterización del área en que participó.	5
4.1 Croquis del IMP.	5
4.2 Organigrama.	6
5.- Alcances y limitaciones.	6
6.- Fundamento teórico.	7
6.1 El crudo de petróleo.	7
6.1.1 Hidrocarburos alifáticos saturados o parafinas.	8
6.1.2 Hidrocarburos cíclicos saturados o naftenos.	9
6.1.3 Hidrocarburos aromáticos.	9
6.1.4 Hidrocarburos alifáticos insaturados u olefinas.	9
6.2. Viscosidad.	10
6.2.1 Método ASTM D-445.	11
6.3 Contenido de agua, sedimento y sal en crudos.	13
6.3.1 Contenido de agua en los crudos.	13
6.3.1.1 Método ASTM D-4006.	14
6.3.2 Contenido de sedimentos.	16
6.3.3. Método ASTM D-4007.	17
6.3.4 Contenido de sal en crudos.	19
6.3.4.1 Método ASTM D-3230.	20
6.4 Gravedad API, gravedad específica y densidad.	21
6.4.1 Gravedad API.	21
6.4.2 Densidad.	21
6.4.3 Gravedad específica.	21
6.4.4 Método ASTM D-1298.	22

6.5 Poder calorífico	23
6.5.1 Método ASTM D-240.	23
7.- Procedimiento y descripción de las actividades.	25
7.1 Viscosidad Cinemática.....	25
7.1.1 Descripción de la actividad.	25
7.1.2 Procedimiento para la prueba de viscosidad cinemática.	25
7.2 Agua por destilación.....	26
7.2.1 Descripción de la actividad.	26
7.2.2 Procedimiento para la prueba de agua por destilación.	26
7.3 Agua y sedimento por centrifugación.	27
7.3.1 Descripción de la actividad.	27
7.3.2 Procedimiento para la prueba de agua y sedimento por centrifugación.	27
7.4 Sal en crudos.....	28
7.4.1 Descripción de la actividad.	28
7.4.2 Procedimiento para la prueba de sal en crudos.	28
7.5 Peso específico, gravedad API y densidad.	28
7.5.1 Descripción de la actividad.	28
7.5.2 Procedimiento para la prueba de Peso específico, gravedad API y densidad.....	29
7.6 Poder Calorífico.	29
7.6.1 Descripción de la actividad.	29
7.6.2 Procedimiento para la prueba de poder calorífico.	29
8.- Resultados.....	31
9.- Conclusión.	35
10.- Fuentes de información.....	35

1.- Introducción.

El petróleo es un compuesto de origen orgánico, menos denso que el agua y de olor fuerte y característico; que está compuesto por una mezcla de hidrocarburos y heterocompuestos que contienen átomos de Hidrógeno, Azufre, Oxígeno y algunos metales como Níquel y Vanadio.

La industria petrolera como base de la economía de muchas naciones y de la nuestra, representa la principal fuente de ingresos monetarios a estas, por lo que toma gran importancia las condiciones de manejo que se tengan con el crudo del petróleo. Dadas las diferentes propiedades que presentan los crudos, es realmente importante el conocimiento de sus características físicas, las cuales nos permitirán determinar el tratamiento inicial que se tiene que dar a cada crudo.

Es indispensable la realización de pruebas específicas sobre las principales y más importantes propiedades del crudo de petróleo, como la determinación de sal en crudo, que es de relevancia al brindarnos información acerca de la cantidad de incrustaciones que podríamos tener en los ductos, o diciéndonos si podríamos tener corrosión y las medidas preventivas que se deben tomar para estos problemas. Otro ejemplo de importancia de las pruebas al crudo, es la determinación de su densidad o de la gravedad API (American Petroleum Institute), que permite clasificar al petróleo según su costo y calidad.

La Sociedad Americana para la Prueba de Materiales o ASTM por sus siglas en inglés, provee métodos estandarizados para la realización de pruebas de laboratorio en el petróleo, que nos permiten determinar de manera precisa las propiedades que se desean conocer.

En este trabajo se estudian algunas de las propiedades físicas de interés del crudo, el método ASTM correspondiente, el procedimiento que se sigue para cada prueba de laboratorio y los equipos utilizados para obtener estas propiedades.

2.- Justificación.

Como un medio para manejar y caracterizar al crudo de petróleo, se hace necesaria la aplicación de pruebas específicas que nos permiten conocer las propiedades físicas que presenta cada crudo, estas pruebas se realizarán bajo especificaciones de los métodos ASTM (American Society for Testing Materials) que describen el procedimiento e instrumentos necesarios para cada método de prueba.

3.- Objetivos.

3.1 Objetivo general.

Determinación del contenido de agua, sedimento, sal, asfáltenos, parafinas y comportamiento de flujo y solidificación en el crudo de Petróleo.

3.2 Objetivos específicos.

- Conocer las propiedades físicas principales de los crudos (viscosidad, gravedad específica, contenido de agua y sedimento).
- Leer e interpretar cada uno de los métodos ASTM utilizados para realizar las pruebas a los crudos.
- Manejar de manera correcta los equipos que se usan para las diferentes pruebas que se le aplican al crudo de Petróleo.

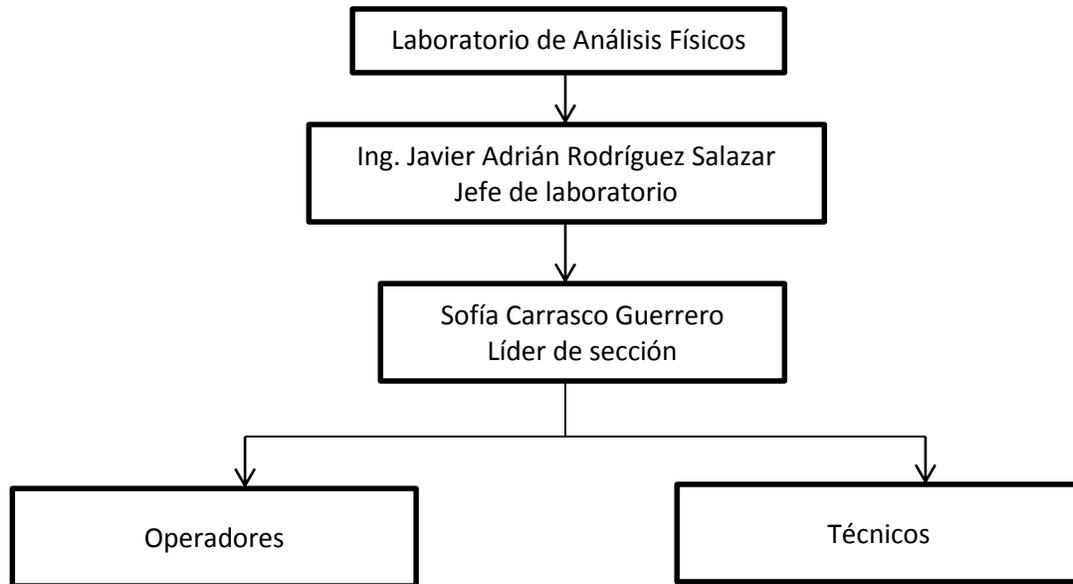
4.- Caracterización del área en que participó.

El desarrollo del proyecto se lleva a cabo en los laboratorios de Análisis Físicos ubicados en el edificio 24 del Instituto Mexicano del Petróleo localizado en el eje central Lázaro Cárdenas Nte.152, Col. San Bartolo Atepehuacan, México D.F C.P 07730.

4.1 Croquis del IMP.



4.2 Organigrama.



5.- Alcances y limitaciones.

Este proyecto está orientado a la realización de pruebas de laboratorio para la determinación de algunas propiedades físicas del crudo del petróleo; como viscosidad cinemática, cantidad de sal en crudo, agua y sedimento en aceites crudos, poder calorífico de derivados del petróleo, densidad, peso específico y gravedad API, el método ASTM que corresponde a cada prueba y al manejo de los aparatos y equipos usados en el laboratorio para la determinación de las propiedades del petróleo. Algunos impedimentos en el rango de operación de equipos o pruebas que se hacen a condiciones que no están dentro del método son limitaciones que se consideran aceptables siempre y cuando se pueda asegurar la repetibilidad del resultado bajo las mismas condiciones. Otras pruebas que completan el análisis del crudo no fueron hechas por falta de entrada de muestras que lo solicitaran o requirieran.

6.- Fundamento teórico.

6.1 El crudo de petróleo.

El petróleo es una mezcla de hidrocarburos, conformados por átomos de carbono e hidrogeno; además de heterocompuestos que contienen átomos de nitrógeno, azufre, oxígeno, así como algunos metales como níquel y vanadio. En esta mezcla coexisten tres fases: sólida, líquida y gaseosa. Es un compuesto de origen orgánico, menos denso que el agua y de un olor fuerte y característico. Normalmente se utiliza la palabra crudo para denominar al petróleo sin refinar.

Tabla 1. Tipos de petróleo en México. ¹

Crudo	Tipo	° API	% S
Pánuco	Pesado	10.00	3.00
Maya	Mediano	22.60	3.30
Istmo	Ligero	33.74	1.45
Olmeca	Súper ligero	39.30	0.80

° API, unidades de la gravedad específica del petróleo.

% S, porcentaje de azufre contenido.

Los crudos tienen propiedades físicas y químicas muy variables de un campo de producción a otro e incluso dentro de un mismo yacimiento. La clasificación más burda, pero no menos importante en cuanto a los resultados económicos, es la clasificación en crudos pesados y ligeros.

Tabla 2. Clasificación del petróleo según su gravedad API.¹

Petróleo	Densidad (g/cm³)	Gravedad (°API)
Extra pesado	>1.0	10.0
Pesado	1.0 – 0.92	10.0 – 22.3
Mediano	0.92 – 0.87	22.3 – 31.1
Ligero	0.87 – 0.83	31.1 – 39
Súper ligero	<0.83	>39

¹ Artículo *Todo acerca del Petróleo*. Universidad de las Américas. 2006

Los crudos están constituidos por mezclas de un número muy elevado de componentes puros, aumentando la dificultad de la descripción de las distintas fracciones. La composición media del petróleo es aproximadamente 85% C, 12% H y 3% S+O+N, además de varios componentes metálicos.

Tabla 3. Composición aproximada del crudo de petróleo.²

Crudos	% Peso
Carbono	84-87
Hidrógeno	11-14
Azufre	trazas-8
Nitrógeno	hasta 1.6
Oxígeno	hasta 1.8
Metales (V,Ni)	hasta 1000 ppm

6.1.1 Hidrocarburos alifáticos saturados o parafinas.

Están constituidos por una cadena de átomos de carbono enlazados cada uno de 0 a 3 átomos de hidrogeno, excepto en el más sencillo, el metano: (CH₄). Su punto de ebullición aumenta con el número de átomos de carbono. En las cadenas más cortas, la adición de un carbono aumenta el punto de ebullición en unos 25°C, disminuyendo el incremento al aumentar la cadena.

² Estudio de la validación y estimación de la incertidumbre en la medición de la viscosidad cinemática, gravedad api y peso molecular en aceite crudo de acuerdo a los métodos: ASTM D-445, ASTM D-70 y UOP-375. 2012.

6.1.2 Hidrocarburos cíclicos saturados o naftenos.

En estos hidrocarburos hay una ciclación total o parcial del esqueleto carbonado. El número de átomos de carbono del anillo formado puede ser variable. Tienen temperaturas de ebullición y densidades superiores a los de los alcanos del mismo número de átomos de carbono.

En los petróleos crudos, los anillos más frecuentes son los de cinco o seis átomos de carbono. En estos anillos, cada átomo de hidrógeno puede ser sustituido por una cadena parafínica recta o ramificada, llamada alquilo.

6.1.3 Hidrocarburos aromáticos.

Son hidrocarburos cíclicos poliinsaturados que están presentes en una gran proporción en los crudos de petróleo. La presencia en su fórmula de uno o más ciclos con tres dobles enlaces conjugados les confiere notables propiedades. Así los primeros compuestos (benceno, tolueno, xilenos) son materias primas fundamentales de la petroquímica, que además contribuyen a aumentar el número de octano de las gasolinas, mientras que los

6.1.4 Hidrocarburos alifáticos insaturados u olefinas.

En esta familia, algunos átomos de carbono de la molécula están ligados solo a tres átomos, lo que implica la presencia de uno o varios dobles enlaces C-C. Las olefinas apenas se encuentran en el petróleo crudo o en los productos de destilación directa, pero pueden estar presentes en los productos de refino particularmente en las fracciones procedentes de los procesos de inversión de fracciones pesadas, ya sean térmicas o catalíticas. Los primeros componentes de esta familia son también materias básicas de gran importancia en petroquímica (etileno, propileno, butenos).

6.2. Viscosidad.

La viscosidad, es una propiedad que presenta un fluido al oponerse a su flujo cuando se aplica una fuerza. Las condiciones ambientales, especialmente la temperatura y la presión afectan a la viscosidad. Al aumentarse la temperatura, la viscosidad de todo líquido disminuye, mientras que la viscosidad de todo gas aumenta. En los crudos, la viscosidad se determina por la medida del tiempo de paso del crudo por un tubo capilar de longitud dada, a una temperatura bien determinada; esta es la viscosidad cinemática, que se expresa en mm²/s.

La medida de la viscosidad de los crudos a diferentes temperaturas es importante especialmente para el cálculo de las pérdidas de carga en los oleoductos, tuberías y conducciones de la refinería, así como para la especificación de bombas e intercambiadores.

Tabla 4. Viscosidad de algunos crudos a 20 °C. ³

Crudo	País de origen	Viscosidad (mm²/s)
Zarzaitine	Argelia	5
Nigerian	Nigeria	9
Dahra	Libia	6
Safaniyah	Arabia Saudita	48
Bachaquero	Venezuela	5500
Tia Juana	Venezuela	70

³ *El refino del Petróleo*. J.P Wauquier. Ediciones Díaz Santos, 2004.

6.2.1 Método ASTM D-445.

Método estándar de prueba para La viscosidad cinemática de líquidos transparentes y opacos (Y Cálculo de la viscosidad dinámica).

Alcance.

Este método de ensayo especifica un procedimiento para la determinación de la viscosidad cinemática, ν , de los productos líquidos del petróleo, tanto transparentes como opacos, midiendo el tiempo para un volumen de líquido a fluir bajo gravedad a través de un viscosímetro capilar de vidrio calibrado. La viscosidad dinámica, η , se puede obtener multiplicando la viscosidad cinemática, ν , por la densidad, ρ , del líquido.

El resultado obtenido a partir de este método de ensayo depende de la conducta de la muestra y está destinado para su aplicación a los líquidos para el que principalmente los tipos de estrés y de corte de cizalla son proporcionales (comportamiento de flujo newtoniano). Si, sin embargo, la viscosidad varía de manera significativa con la tasa de cizallamiento, los diferentes resultados se pueden obtener de viscosímetros capilares de diferentes diámetros.

El rango de viscosidades cinemáticas cubiertos por este método de ensayo es de 0,2 mm² / s a 300 000 mm² / s.

Resumen del método.

El tiempo se mide para que un volumen fijo de líquido fluya por gravedad a través del capilar de un viscosímetro calibrado bajo una cabeza de accionamiento y reproducible a una temperatura controlada y conocida. La viscosidad cinemática, es el producto del tiempo de flujo medido y la constante de calibración del viscosímetro. Dos determinaciones son necesarias para calcular un resultado de viscosidad cinemática que es la media de dos valores determinados aceptables.

Uso y significado.

Muchos de los productos derivados del petróleo, y algunos materiales no derivados del petróleo, se utilizan como lubricantes, y el correcto funcionamiento del equipo depende de la viscosidad adecuada del líquido que se utiliza. Además, la viscosidad de muchos combustibles derivados del petróleo es importante para la estimación del almacenamiento óptimo, la manipulación, y las condiciones de funcionamiento. Por lo tanto, la determinación precisa de la viscosidad es esencial para muchas especificaciones del producto.

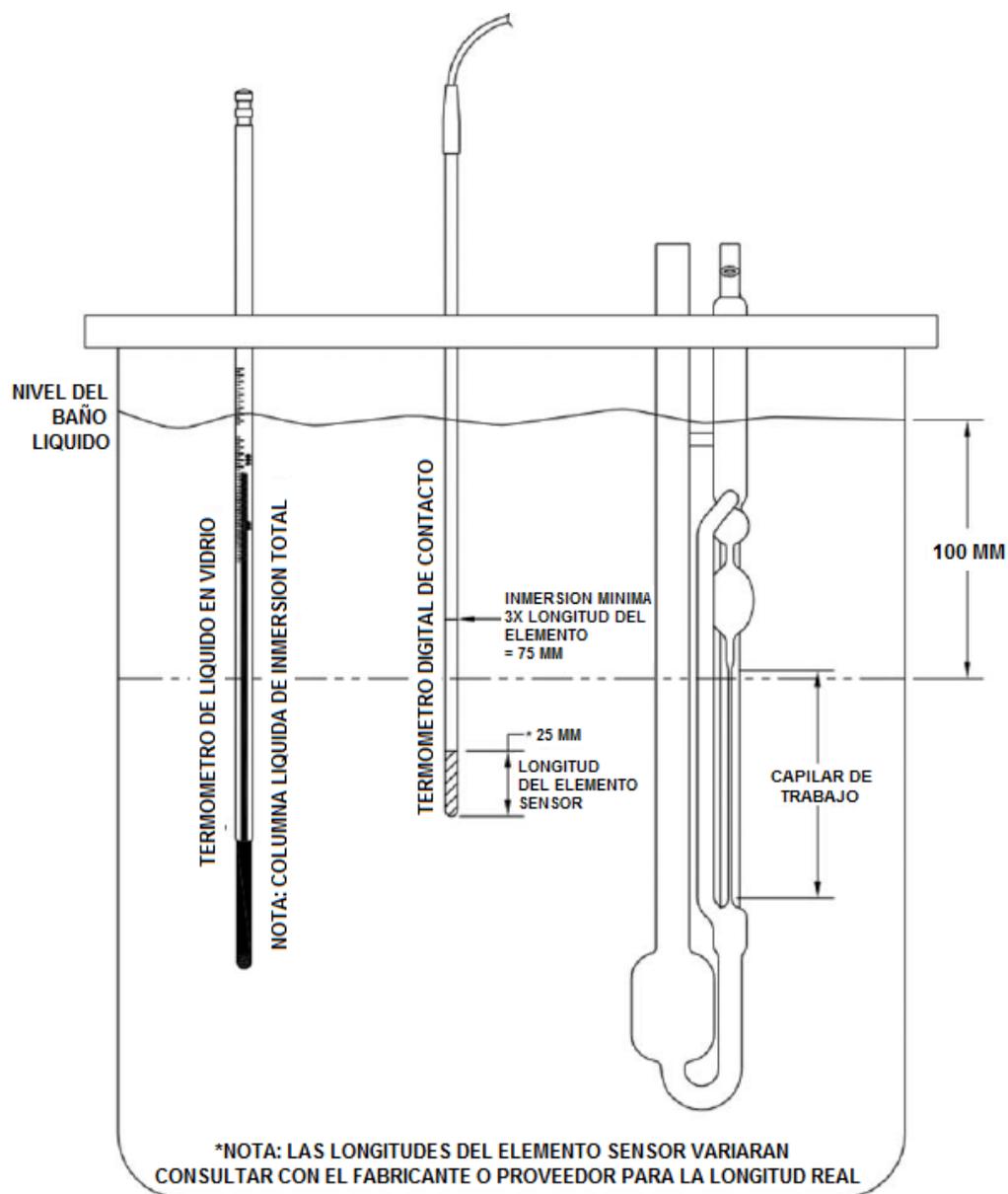


Fig.1 Baño de inmersión a temperatura constante para la prueba de viscosidad cinemática..

6.3 Contenido de agua, sedimento y sal en crudos.

6.3.1 Contenido de agua en los crudos.

En el crudo, el agua se encuentra en parte disuelta y en parte bajo forma de emulsión más o menos estable; esta estabilidad se debe a la presencia de asfáltenos o de ciertos agentes tensoactivos como los mercaptanos o los ácidos nafténicos.

El contenido de agua de los crudos se determina por un método normalizado cuyo principio consiste en arrastrar el agua formando un azeótropo con ayuda de un hidrocarburo aromático (en general, Xileno industrial). A temperatura ambiente este azeótropo se separa en dos fases; agua y Xileno. El volumen de agua se mide y se relaciona con el volumen total de crudo tratado.

El contenido en agua de los crudos a la salida del pozo es, en general, bajo, crece generalmente durante el transporte y el almacenamiento, donde puede alcanzar el 3 %.

Tabla 5. Contenido de agua en algunos crudos.³

Crudos	País de origen	Contenido de agua en % volumen
Dahra	Libia	Trazas
Safaniyah	Arabia Saudita	Trazas
Arabian Light	Arabia Saudita	Trazas
Zarzaitine	Argelia	0.05
Mandgi	Gabón	0.6
Bachaquero	Venezuela	1.8

6.3.1.1 Método ASTM D-4006.

Método estándar de prueba para agua por destilación en aceites crudos.

Alcance.

Este método cubre la determinación en el laboratorio de agua en aceites crudos por destilación.

Resumen del método de prueba.

La muestra es colectada bajo condiciones de reflujo con un solvente inmiscible en agua, que se destila con el agua de la muestra. El solvente condensado y el agua son continuamente separados en una trampa, el agua es colectada en la sección de la trampa graduada, y el solvente regresa al matraz de la destilación.

Uso y significado.

El conocimiento del contenido de agua en aceite crudo es importante en la refinación, compra, venta o transporte de aceite crudos.

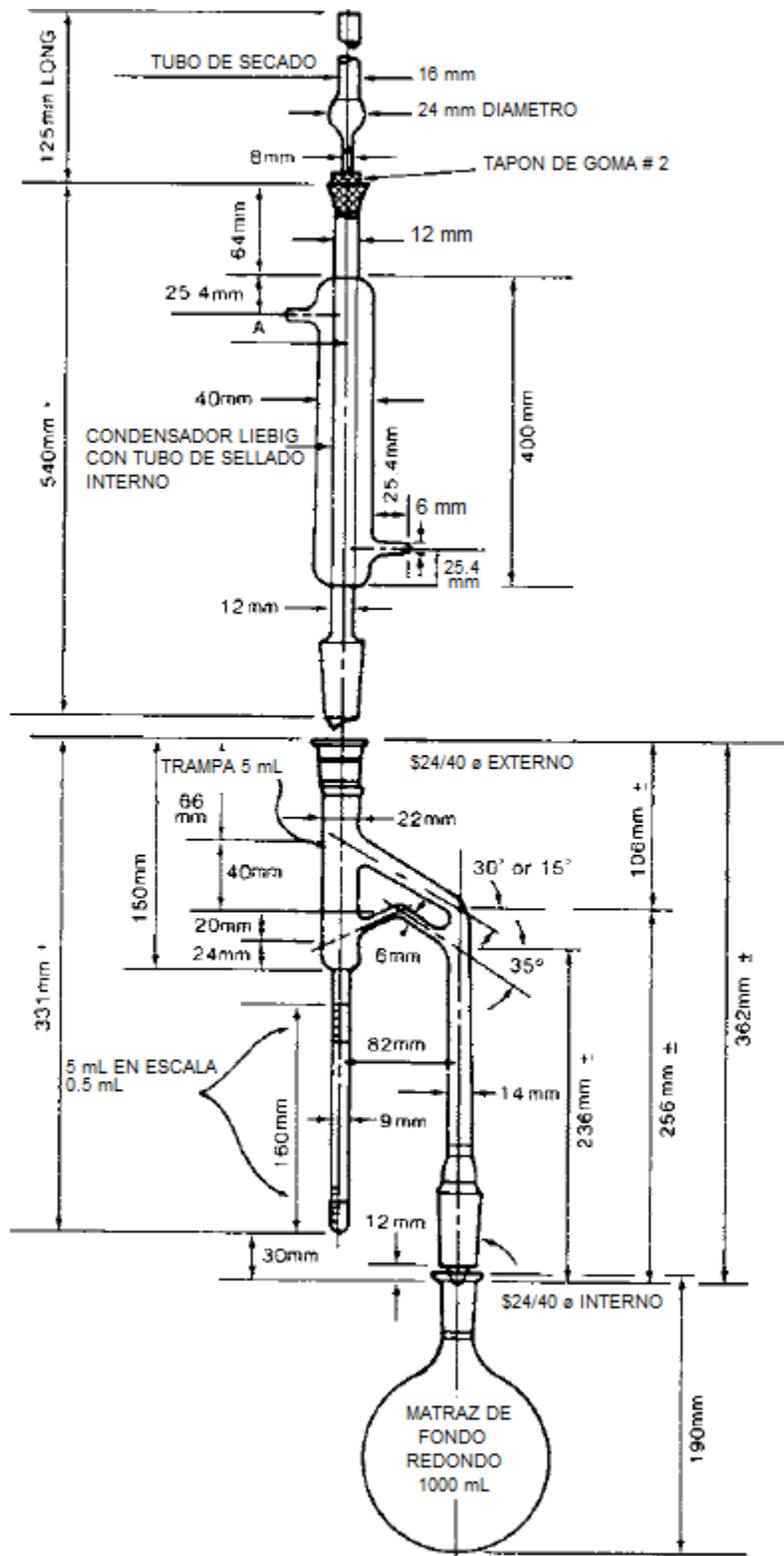


Fig.2 Equipo de destilación para la prueba de agua por destilación.

6.3.2 Contenido de sedimentos.

Algunos productos sólidos, insolubles en los hidrocarburos o en el agua, pueden ser arrastrados con el crudo. Estos productos, llamados sedimentos, son finas partículas de arena, barros de perforación, restos de rocas (feldespato, yeso), metales bajo forma de minerales, o en estado libre como el hierro, el cobre, el plomo, el níquel, el vanadio; provenientes de la erosión de los oleoductos, de los tanques de almacenamiento, de las válvulas o de cualquier otra tubería por la que pase el crudo.

Durante el almacenamiento, los sedimentos decantan con el agua y se depositan con las parafinas y los asfáltenos en los tanques de almacenamiento bajo la forma de depósitos pastosos. El nivel de separación entre la parte agua-sedimentos y el crudo debe conocerse bien con el fin de evitar bombearlos, pues su paso por las unidades de refinación trae consigo irregularidades de funcionamiento e incluso puede perturbar considerablemente su marcha. Esta es la razón por la que se deja en los depósitos una guardia de 50 cm por debajo del orificio de aspiración, o se equipa al tubo de aspiración con filtros. Estos depósitos se acumulan con el tiempo y los tanques se vacían y se limpian regularmente.

El contenido de agua y sedimentos de los crudos se mide según un método normalizado, que consiste en determinar el volumen de agua y de sedimentos separados del crudo por centrifugación en presencia de un disolvente (tolueno) y de un agente desémulsificante.

Tabla 6 Contenido de agua y sedimentos de algunos crudos.³

Crudo	Contenido de agua y sedimento en % volumen
Nigerian	0.10
Arabian Light	0.10
Dahra	0.60
Mandgi	0.80
Bachanquero	2.00

6.3.3. Método ASTM D-4007

Método estándar de prueba para agua y sedimento en Petróleo por el método de centrifugación. (Método de laboratorio).

Alcance

Este método de prueba describe la determinación en el laboratorio de agua y sedimento en aceite crudo por medio de centrifugación. Este método por centrifugación para determinar agua y sedimento no es completamente satisfactorio. La cantidad de agua detectada es algunas veces más baja que la cantidad de agua contenida real.

Resumen del método de prueba.

Volúmenes iguales de aceite crudo y agua saturada con tolueno son colocados dentro de tubos cónicos en la centrifuga. Después de la centrifugación, se lee el volumen de agua que está en la parte de arriba y la capa del sedimento en el fondo del tubo.

Uso y significado.

El agua y sedimento contenido en el crudo es significativo porque puede causar corrosión en el equipo y problemas en el proceso. Una determinación de contenido de agua y sedimento es requerida para medir de manera precisa los volúmenes netos reales de petróleo en las ventas, impuestos, intercambios y transferencias de custodia.

Este método de prueba podría no ser recomendable para petróleo que contenga alcoholes solubles en agua. En casos donde la diferencia en los resultados sea significativa, se hace el aviso al usuario para considerar el uso de otro método, como el método D4928.

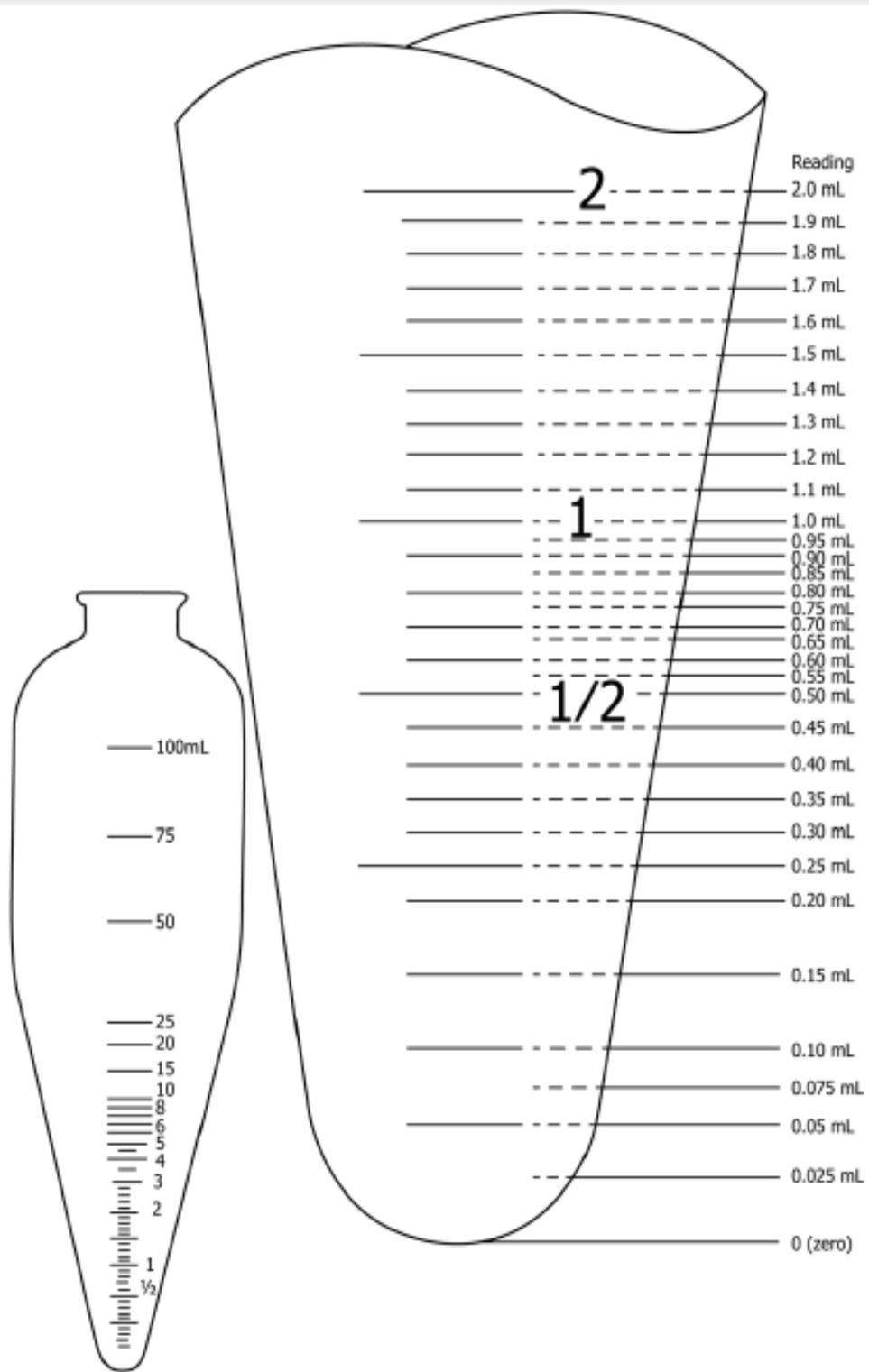


Fig. 3 Tubo de centrifuga. Se muestra la escala para la medición.

6.3.4 Contenido de sal en crudos.

Aunque estén relativamente en pequeñas cantidades, del orden de algunas decenas de ppm, la presencia de sales minerales plantea serios problemas durante el tratamiento de los crudos. Los cloruros (de sodio, magnesio y calcio) son casi siempre dominantes, junto con yeso y carbonato cálcico.

El método de medida del contenido en cloruros esta estandarizado por el método ASTM D-3230. El resultado de esta medida se expresa en mg de NaCl/ kg de crudo. La mayor parte de las sales se encuentra en los residuos. Como estos sirven de base para la formulación de los fueles, o de carga para las unidades de fabricación de asfáltenos y de coque de petróleo, la presencia de sales en estos productos conlleva al deterioro de quemadores, la alteración de las emulsiones de asfaltos y el deterioro de la calidad del coque.

Tabla 7. Contenido de sales en algunos crudos.³

Crudo	País de origen	NaCl mg/kg (ppm peso).
Arabian Light	Arabia Saudita	25
Agha Jari	Irán	25
Hassi Messaoud	Argelia	30
Kuwait	Kuwait	35
Boscan	Venezuela	60
Bonny	Nigeria	135
Safaniyah	Arabia Saudita	280

6.3.4.1 Método ASTM D-3230

Método estándar de prueba para Las sales de Petróleo Crudo (Método Electrométrico).

Alcance.

Este método de ensayo cubre la determinación de la concentración aproximada de cloruros (sales) en el crudo de petróleo. El rango de concentraciones cubierto es de 0 a 500 mg/kg o de 0 a 150 lb/1000bbl como concentración de cloruro/ volumen de crudo de petróleo.

Este método de ensayo mide la conductividad en el aceite crudo debido a la presencia de cloruros comunes, tales como sodio, calcio, y magnesio. Otros materiales conductores también pueden estar presentes en el aceite crudo.

Resumen del método.

Este método de ensayo mide la conductividad de una solución de petróleo crudo en un disolvente mixto de alcohol cuando se somete a una tensión eléctrica. Este método de ensayo mide la conductividad debido a la presencia de cloruros inorgánicos, y otro material conductor, en el aceite crudo. Una muestra de ensayo homogeneizada se disuelve en una mezcla de alcohol-solvente y se coloca en una célula de ensayo que consiste en un vaso de precipitados y un conjunto de electrodos. Se hace pasar un voltaje en los electrodos, y el flujo de corriente resaltante se mide. El contenido de cloruro (sal) se obtiene por referencia a una curva de calibración de la corriente frente a la concentración de cloruro de mezclas conocidas. Las curvas de calibración se basan en estándares preparados para aproximar el tipo y concentración de cloruros en los aceites crudos que se están probando.

Uso y significado.

Este método de ensayo se usa para determinar el contenido de cloruro aproximado de aceites crudos, cuyo conocimiento es importante para decidir si el petróleo crudo necesita desalado. El proceso del desalado puede ser evaluado.

Exceso de cloruro en el aceite crudo con frecuencia se traduce en tasas de corrosión más altas en unidades de refinación y también tiene efectos perjudiciales sobre los catalizadores usados en estas unidades.

6.4 Gravedad API, gravedad específica y densidad.

6.4.1 Gravedad API.

La gravedad API (American Petroleum Institute), es una medida de densidad que describe que tan pesado o liviano es el petróleo comparándolo con el agua. La gravedad API es también usada para comparar densidades de fracciones extraídas del petróleo. Y no es más que la relación entre el peso del combustible respecto al peso del agua a la temperatura de referencia de 60 °F.

6.4.2 Densidad.

La densidad es una propiedad de los crudos y fracciones del petróleo que nos permite conocer de forma más rápida información sobre el rendimiento de los productos ligeros que se podrán obtener en el fraccionamiento. Por lo que es un indicador de la calidad del crudo. La densidad de un crudo generalmente se encuentra expresada en grados de un densímetro estandarizado por el American Petroleum Institute (API).

6.4.3 Gravedad específica.

La gravedad específica del petróleo es una comparación entre la densidad de este a una temperatura dada, y la densidad del agua a 4 °C, es adimensional y también es conocida como densidad relativa. También puede ser calculada con cualquier relación de peso del aceite crudo y agua, siempre y cuando se consideren volúmenes iguales de crudo y agua.

6.4.4 Método ASTM D-1298.

Método estándar de prueba para la densidad, densidad relativa, o gravedad API del petróleo crudo y productos líquidos del petróleo por el método del hidrómetro.

Alcance.

Este método de prueba cubre la determinación de laboratorio usando un hidrómetro de vidrio, de la densidad, densidad relativa (gravedad específica), o gravedad API de petróleo crudo, productos del petróleo, o mezclas de petróleo y productos no petroleros manejados normalmente como líquidos, teniendo una presión de vapor Reid de 101.325 kPa (14.696 psi) o menor.

Las lecturas del hidrómetro obtenidas inicialmente están sin corregir. Estas lecturas son medidas en un hidrómetro a cualquier temperatura de referencia o a otra temperatura conveniente, y las lecturas corregidas a la temperatura de referencia por medio de Tablas de Medición de Petróleo; los valores obtenidos a otra temperatura que no son de referencia, son lecturas de hidrómetro y no mediciones de densidad.

Resumen del Método de Prueba.

La muestra se lleva a una temperatura específica y una porción de prueba se transfiere a una probeta de hidrómetro que ha sido llevada a la misma temperatura aproximadamente. El hidrómetro apropiado, también a una temperatura similar, se baja en la porción de prueba y se deja estabilizar. Después que se ha alcanzado la temperatura de equilibrio, se lee la escala del hidrómetro, y se toma la temperatura de la porción de prueba.

Si es necesario, el cilindro, hidrómetro y su contenido se colocan en un baño de temperatura constante para evitar la variación de la temperatura excesiva durante la prueba.

Uso y significado.

La determinación de la exactitud de la densidad, densidad relativa (gravedad específica), o gravedad API del petróleo y sus productos es necesaria para la conversión de volúmenes medidos a volúmenes o masas, o ambos, a la temperatura estándar de referencia de 15°C o 60°F durante la transferencia de custodia.

Este procedimiento es más apropiado para la determinación de la densidad, densidad relativa (gravedad específica) o gravedad API de líquidos transparentes de baja viscosidad. Este método de prueba puede usarse también para líquidos viscosos al permitir el tiempo suficiente para que el hidrómetro alcance el equilibrio, y para líquidos opacos empleando una corrección de meniscos apropiado. Adicionalmente para líquidos transparentes y opacos, las lecturas deberán ser corregidas por el efecto de expansión térmica del vidrio y alternar los efectos de la temperatura de calibración antes de corregir a la temperatura de referencia.

La determinación de la densidad, densidad relativa (gravedad específica), o gravedad API es un factor determinante que nos dice la calidad y precio del petróleo crudo. La densidad es un indicador de la calidad importante para combustibles automotores, de aviación y marinos, que afecta al almacenamiento, manipulación y combustión.

6.5 Poder calorífico.

El poder calorífico de un combustible, es la cantidad de energía desprendida por una reacción de combustión, y se refiere a la cantidad de calor que se obtiene por kilogramo o metro cubico de combustible al oxidarse completamente. Esta propiedad es importante en los combustibles del petróleo ya que nos da una idea de la calidad de los combustibles (gasolinas y diéseles), nos indica a que grado la reacción de combustión se desarrolla.

6.5.1 Método ASTM D-240.

Método estándar de prueba para el calor de combustión de combustibles hidrocarburos líquidos mediante bomba calorimétrica.

Alcance.

Este método de prueba cubre la determinación del calor de combustión de combustibles hidrocarburos líquidos que van desde los destilados ligeros hasta los residuos de combustible.

Bajo condiciones normales, este método es aplicable directamente a combustibles como gasolinas, kerosinas y aceites combustibles.

Resumen del método.

El calor de combustión se determina en este método de ensayo por la combustión de una muestra en un calorímetro de bomba de oxígeno bajo condiciones controladas. El calor de combustión se calcula a partir de observaciones de la temperatura antes, durante y después de la combustión, con asignación adecuada para las correcciones de transferencia termoquímicas y el calor. Cualquier chaqueta de calorímetro isotérmica o adiabática puede ser usada.

Uso y significado.

El calor de combustión es una medida de la energía disponible de un combustible. El conocimiento de este valor es esencial cuando se considera la eficiencia térmica de los equipos para la producción, ya sea de electricidad o calor

El calor de combustión que se determina por este método de ensayo se designa como uno de los requisitos físicos y químicos para combustibles de turbinas comerciales y militares así como gasolinas de aviación.

7.- Procedimiento y descripción de las actividades.

7.1 Viscosidad Cinemática.

7.1.1 Descripción de la actividad.

Se mide la viscosidad cinemática de crudos de petróleo a distintas temperaturas (25 °C, 37.8 °C, 54.4 °C), usando viscosímetros de Oswald de diferente tamaño y un baño de inmersión a temperatura constante.

7.1.2 Procedimiento para la prueba de viscosidad cinemática.

- 1.- Ajustar y mantener el baño a la temperatura de prueba requerida.
- 2.- Seleccionar un viscosímetro, calibrado, limpio y seco teniendo un intervalo que cubra la viscosidad cinemática estimada (que es, un capilar ancho para líquidos muy viscosos y un capilar estrecho para líquidos más fluidos). El tiempo de flujo no debe ser menor que 200 s o un tiempo mayor especificado en el método.
- 3.- Homogenizar la muestra para no tener errores en las mediciones.
- 4.- Llenar el viscosímetro con muestra hasta cubrir la marca establecida en el viscosímetro y colocar tapones de corcho en los tubos para evitar que la muestra fluya, los tapones se quitan hasta que la muestra este a la temperatura de ensayo.
- 5.- Quitar los tapones una vez que la muestra está a la temperatura de ensayo y medir el tiempo en que la muestra recorre cada marca del viscosímetro.
- 6.- Calcular la viscosidad multiplicando cada uno de los tiempos por la constante del viscosímetro para obtener la viscosidad cinemática.

* Nota: Las constantes de los viscosímetros varían dependiendo del viscosímetro y de la temperatura a la cual se lleva a cabo el ensayo. Estas constantes se calculan a partir de datos encontrados en los certificados de cada viscosímetro y están dados por los fabricantes.

7.2 Agua por destilación.

7.2.1 Descripción de la actividad.

Utilizando un equipo de destilación que consta de un condensador, un baño de temperatura constante de metanol, un matraz de bola, una trampa de agua y una manta de calentamiento; se hace destilar una mezcla que consiste en 100 mL de muestra de crudo y 200 mL de Xileno.

7.2.2 Procedimiento para la prueba de agua por destilación.

- 1.- Agitar la muestra hasta que está este bien homogenizada, (aproximadamente 15 min).
- 2.- Medir con ayuda de una probeta graduada, 100 ml de muestra y depositar en un matraz de destilación (matraz bola).
- 3.- Agregar al matraz perlas de ebullición.
- 4.- Medir en la misma probeta 200 ml de Xileno, procurando que el Xileno arrastre todos los residuos de la muestra que pudieron haber quedado en la probeta.
- 5.- Colocar al matraz una trampa de agua.
- 6.- Armar el equipo de destilación.
- 7.- Colocar el matraz en la manta de calentamiento y encenderla.
- 8.- Subir gradualmente la temperatura de la manta cuidando que no haya proyecciones de crudo.
- 8.- Observar que el matraz ya no tenga y apagar la manta. *Cuando el matraz tiene agua se puede notar en sus paredes unas gotas.
- 9.- Dejar enfriar hasta temperatura ambiente y lavar el tubo condensador con acetona para arrastrar el agua que pudo haber quedado ahí.
- 10.- Leer en la trampa la cantidad de agua obtenida.

7.3 Agua y sedimento por centrifugación.

7.3.1 Descripción de la actividad.

Se cargan muestras de crudo de petróleo según el método y se coloca dentro de una centrifuga para tubos california, se pone en operación y se espera a que termine el tiempo que tiene programado, se sacan los tubos y se observan las lecturas obtenidas.

7.3.2 Procedimiento para la prueba de agua y sedimento por centrifugación.

- 1.- Llenar cada uno de los tubos de centrífuga a la marca de 50 ml con muestra directamente del contenedor de muestra. Usando una pipeta, adicionar 50 ml de tolueno.
- 2.- Adicionar 0.2 ml de solución desémulsificante a cada tubo, usando una pipeta.
- 3.- Tapar el tubo herméticamente e invertir los tubos diez veces para asegurar que el aceite y el solvente están mezclados uniformemente.
- 4.- Aflojar el cerrado hermético y sumergir el tubo por lo menos 15 minutos en un baño mantenido a 60°C.
- 5.- Apretar los tapones y de nuevo invertir los tubos diez veces para asegurar la uniformidad de la mezcla de aceite y solvente. *La presión de vapor del Tolueno a 60°C es aproximadamente el doble que a 40°C, por lo que se debe tener cuidado cuando se lleva a cabo este punto.
- 6.- Quitar el tapón de los tubos y meterlos en la centrifuga.
- 7.- Leer y registrar el volumen combinado de agua y sedimento en el fondo de cada tubo inmediatamente después de que la centrifuga se detiene.
- 8.- Regresar los tubos dentro de la centrifuga sin agitación y girar otros 10 min a la misma velocidad.
- 9.- Repetir esta operación hasta que el volumen combinado de agua y sedimento permanezca constante en por lo menos dos lecturas consecutivas.

7.4 Sal en crudos.

7.4.1 Descripción de la actividad.

Se carga una muestra de crudo en un vaso de precipitado y se coloca en el analizador, se calibra el equipo y se anota la lectura registrada; con ayuda de la tabla de calibración del equipo se obtiene el resultado final.

7.4.2 Procedimiento para la prueba de sal en crudos.

- 1.- Medir con una pipeta volumétrica 10 ml de muestra y colocar el contenido de esta en una probeta graduada de cuello esmerilado de 100 ml.
- 2.- Adicionar 40 ml de Xileno a la probeta, tapar y agitar durante 1 minuto
- 3.- Agregar a la probeta 50 ml de una mezcla de alcoholes (metanol – n-butanol) y agitar hasta que no se vea ningún resto de crudo en el fondo de la probeta.
- 4.-Calibrar el analizador de sal a 125 Volts exactamente.
- 5.- Verter el contenido de la probeta en un vaso de precipitado y colocar los electrodos dentro de este.
- 6.- Anotar la lectura que registra el equipo.
- 7.- Ir a la tabla de la curva de calibración del equipo para obtener los resultados de las lecturas.

7.5 Peso específico, gravedad API y densidad.

7.5.1 Descripción de la actividad.

Se coloca en una probeta cantidad suficiente de muestra, se introduce un hidrómetro y se obtiene una lectura, que nos sirve para calcular con ayuda de tablas los ° API y densidad.

7.5.2 Procedimiento para la prueba de Peso específico, gravedad API y densidad.

- 1.- Llenar una probeta de 1000 ml con muestra suficiente para que el hidrómetro flote. Es importante que sea la cantidad adecuada de muestra porque de lo contrario el hidrómetro se irá al fondo y no se podrá tomar lectura.
- 2.- Seleccionar el hidrómetro apropiado, es decir, el hidrómetro con la escala adecuada o de lo contrario nunca se podrá hacer la lectura correcta. En el caso de no saber o no tener idea del hidrómetro adecuado, se procede a probar hidrómetros hasta encontrar uno que flote y en el que se puede obtener una lectura.
- 3.- Introducir el hidrómetro asegurándose de que este no está en contacto con las paredes de la probeta.
- 4.- Tomar la lectura observada.
- 5.- Ir a las tablas para obtener el peso específico a 60/60 °F, la densidad a 20°C/4 y los API.

7.6 Poder Calorífico.

7.6.1 Descripción de la actividad.

Se pesa 1 gr de muestra y se coloca en el equipo, luego se pone en funcionamiento y se espera a que termine de operar; una vez haya terminado el equipo lo que queda de la muestra se enjuaga con agua bidestilada y se titula con NaOH, finalmente se anota la cantidad de NaOH utilizado.

7.6.2 Procedimiento para la prueba de poder calorífico.

- 1.- Pesar un crisol de metal. Si la muestra a analizar es volátil, usar cinta sensible a la presión y colocarla sobre el crisol, pesar el crisol con la cinta.
- 2.- Pesar lo más cercano a 1g de la muestra a analizar.
- 3.- Colocar en la tapa de la bomba calorimétrica el hilo conductor metálico.

- 4.- Disponer del crisol ya con muestra sobre el soporte de la tapa calorimétrica y colocar el hilo conductor de tal forma que la muestra y el hilo estén en contacto, de lo contrario no habrá combustión.
- 5.- Tapar la bomba calorimétrica.
- 6.- Dejar circular agua del depósito del calorímetro al contenedor de agua durante 20 min.
- 7.- Conectar la línea de Oxígeno a la bomba calorimétrica y esperar a que al llegar a la presión de 341 kPa se cierre el paso de Oxígeno automáticamente, si no se cierra retirarlo de forma manual.
- 9.- Vaciar el agua que se está recirculando, en el contenedor metálico del calorímetro, y colocar la bomba calorimétrica dentro.
- 10.- Poner los electrodos del equipo en la bomba y comenzar prueba.
- 11.- Llenar una bureta graduada de 50 ml con una solución de NaOH al 0.086% N.
- 12.- Retirar la bomba calorimétrica del equipo una vez que este haya terminado de funcionar, colocarla en un lugar limpio.
- 13.- Sacar el crisol de la bomba y enjuagarlo con agua bidestilada, cuidando que el agua se quede en la bomba, agregar naranja de metilo al 0.1% (indicador) al crisol y las paredes de la bomba para visualizar los lugares en donde se tiene que enjuagar, tiene que cambiar de rojo a rosa claro.
- 14.- Vaciar el contenido de la bomba en un matraz Erlenmeyer de 250 ml y ponerle dentro un agitador magnético.
- 15.- Colocar el matraz sobre un agitador magnético y comenzar a titular con la solución de NaOH al 0.086 % N hasta que el color cambie de rosa al amarillo, anotar el volumen consumido.
- 16.- Calcular el poder calorífico neto y bruto.

8.- Resultados.

Resultados de la prueba de viscosidad cinemática en aceite crudo de petróleo a diferentes temperaturas usando el método ASTM D-445.

Viscosidad a 25 °C

Muestra	Tiempo 1 (s)	Tiempo 2 (s)	Constante 1	Constante 2	Viscosidad 1 (Cst)	Viscosidad 2 (Cst)	Viscosidad media (Cst)
Aceite crudo 1	274,0	363,0	7,15	5,40	1959,10	1960,20	1959,65
Aceite crudo 2	236,7	333,1	7,77	5,49	1839,16	1828,72	1833,94
Aceite crudo 3	257,0	355,5	7,83	5,60	2012,31	1990,80	2001,56
Aceite crudo 4	231,7	335,7	7,85	5,39	1818,85	1809,42	1814,13
Aceite crudo 5	263,6	386,3	7,85	5,39	2069,26	2082,16	2075,71
Aceite crudo 6	251,1	332,1	7,15	5,40	1795,37	1793,34	1794,35
Aceite crudo 7	236,7	341,9	103,88	72,03	24588,40	24627,06	24607,73
Aceite crudo 8	20,9	29,9	113,38	80,63	2369,64	2410,84	2390,24
Aceite crudo 9	299,6	420,5	7,77	5,49	2327,89	2308,55	2318,22

Viscosidad a 37.8 °C

Muestra	Tiempo 1 (s)	Tiempo 2 (s)	Constante 1	Constante 2	Viscosidad 1 (Cst)	Viscosidad 2 (Cst)	Viscosidad media (Cst)
Aceite crudo 1	95,40	125,80	7,21	5,46	687,83	686,87	687,35
Aceite crudo 2	82,30	114,70	7,85	5,49	646,06	629,70	637,88
Aceite crudo 3	87,10	120,90	7,88	5,62	686,35	679,46	682,90
Aceite crudo 4	261,50	364,70	2,39	1,71	624,99	623,64	624,31
Aceite crudo 5	92,90	127,80	7,85	5,49	729,27	701,62	715,44
Aceite crudo 6	79,10	108,70	7,88	5,62	623,31	610,89	617,10
Aceite crudo 7	884,60	1050,10	7,21	5,46	6377,97	5733,55	6055,76
Aceite crudo 8	98,70	137,70	7,88	5,63	777,76	775,25	776,50
Aceite crudo 9	96,30	140,20	7,86	5,4	756,92	757,08	757,00

Viscosidad a 54.4 °C

Muestra	Tiempo 1 (s)	Tiempo 2 (s)	Constante 1	Constante 2	Viscosidad 1 (Cst)	Viscosidad 2 (Cst)	Viscosidad media (Cst)
Aceite crudo 1	88,10	122,80	2,40	1,71	211,44	209,99	210,71
Aceite crudo 2	84,40	120,20	2,38	1,68	200,87	201,94	201,40
Aceite crudo 3	164,90	229,20	1,28	0,93	211,07	213,16	212,11
Aceite crudo 4	82,40	114,60	2,40	1,71	197,76	195,97	196,86
Aceite crudo 5	89,90	124,60	2,38	1,68	213,96	209,33	211,65
Aceite crudo 6	155,40	213,10	1,28	0,93	198,91	198,18	198,55
Aceite crudo 7	563,50	801,70	2,38	1,68	1341,13	1346,86	1343,99
Aceite crudo 8	98,10	137,50	2,4	1,71	235,44	235,13	235,28
Aceite crudo 9	187,10	260,70	1,28	0,93	239,49	242,45	240,97

Resultados de la prueba de agua por destilación en aceites crudos por el método ASTM D-4006.

Muestra	Volumen medido de agua (ml)	% vol de agua contenida
Crudo 1	13	26.0
Crudo 2	1.8	3.6
Crudo 3	0.8	1.6
Crudo 4	0.6	1.2
Crudo 5	1.0	2.0
Crudo 6	2.2	4.4
Crudo 7	0.9	1.8
Crudo 8	2.8	5.6
Crudo 9	1.2	2.4
Crudo 10	1.3	2.6

El volumen obtenido en la prueba es multiplicado por 2 y se expresa como porcentaje volumen, como se ve en la tabla.

Agua y sedimento por centrifugación. Método ASTM D-4007.

Resultados de la prueba de agua y sedimento por centrifugación método ASTM D-4007.

Muestra	Cantidad de agua y sedimento (ml)
Crudo 1	4.0
Crudo 2	2.5
Crudo 3	1.8
Crudo 4	0.7

Resultados de la prueba de sal en crudos por el método ASTM D-3230.

Muestra	Lectura	Resultado	
		g/m³	Lb/1000bbl
Crudo 1	0.88	30.00	10.00
Crudo 2	0.76	24.00	8.00
Crudo 3	0.95	33.28	11.31
Crudo 4	5.60	405.29	142.18
Crudo 5	4.30	298.24	103.94

Resultados de Densidad, gravedad específica y gravedad API por el método ASTM D-1298.

Muestra	Lectura	Corrección	60/60F	20/4 °C	° API
Hidrómetro					
Crudo 1	917	71.5	0.9213	0.9185	22.09
Crudo 2	909	71	0.9131	0.9103	23.47
Crudo 3	911	70.5	0.9149	0.9121	23.16
Crudo 4	910	67.5	0.9128	0.9100	23.52
Crudo 5	911	70.5	0.9149	0.9121	23.16

Resultados de poder calorífico Bruto y Neto de gasolinas, diéseles y crudos de petróleo por el método ASTM D-240.

Muestra	Bruto		Neto	
	Btu/lb	MJ/kg	Btu/lb	MJ/kg
Gasolina 1	19395	45.11	18162	42.24
Gasolina 2	19632	45.66	18530	43.11
Gasolina 3	20280	47.17	19151	44.54
Gasolina 4	19472	45.29		
Gasolina 5	19798	46.05		
Gasolina 6	19709	45.84		
Gasolina 7	19356	45.02		
Biodiesel	19402	45.13	18199	42.33
Diésel	18912	43.99	17799	41.40
Crudo 1	17347	40.35		
Crudo 2	17472	40.62		
Crudo 3	19314	44.92		
Crudo 4	18893	43.95		

*Algunas muestras no tienen poder calorífico neto porque no se requirió calcularlo.

9.- Conclusión.

Las pruebas para medir o evaluar las propiedades físicas del crudo (métodos ASTM) son de gran importancia en la industria petrolera, ya que nos brindan información valiosa a cerca de las condiciones en las cuales se debe tratar el crudo, esto implica las condiciones de almacenamiento, de transporte, de manejo para la realización de pruebas; además de ser punto clave para la caracterización de los crudos ya que al analizar y conocer las propiedades de un crudo puedes saber la calidad que este tiene, así mismo te permite tomar la elección pertinente en cuanto al uso que este puede tener o a su tratamiento en caso de que se requiera.

Según los resultados obtenidos se puede observar que los datos generados por cada prueba nos aportan información clara acerca de la calidad del producto analizado, y hablando específicamente de las pruebas más solicitadas (viscosidad cinemática, densidad, gravedad API) se puede decir que tanto el manejo como los procedimientos para la realización de las pruebas se cumple totalmente según lo que marca cada método; mientras que en las otras pruebas se tiene que mejorar en cuanto al apego que se debe tener a lo que el método correspondiente marca.

10.- Fuentes de información.

- 1- Artículo *Todo acerca del Petróleo*. Universidad de las Américas. 2006.
- 2- Tesis *Estudio de la validación y estimación de la incertidumbre en la medición de la viscosidad cinemática, gravedad api y peso molecular en aceite crudo de acuerdo a los métodos: ASTM D-445, ASTM D-70 y UOP-375*. 2012.
- 3- Libro *El refino del Petróleo*. J.P Wauquier. Ediciones Díaz Santos, 2004.

- 4- Manual ASTM *Método ASTM D445 – 15a. Método estándar de prueba para La viscosidad cinemática de líquidos transparentes y opacos (Y Cálculo de la viscosidad dinámica)*. American Society for Testing Materials. 2015.
- 5- Manual ASTM *Método ASTM D4006 – 11 Método estándar de prueba para agua por destilación*. American Society for Testing Materials. 2011.
- 6- Manual ASTM *Método ASTM D4007 - 11. Método estándar de prueba para agua y sedimento en Petróleo por el método de centrifugación. (Método de laboratorio)*. American Society for Testing Materials. 2011.
- 7- Manual ASTM *Método ASTM D3230 – 13. Método estándar de prueba para Las sales de Petróleo Crudo (Método Electrométrico)*. American Society for Testing Materials. 2013.
- 8- Manual ASTM *Método ASTM D1298 – 12b. Método estándar de prueba para la densidad, densidad relativa, o gravedad API del petróleo crudo y productos líquidos del petróleo por el método del hidrómetro*. American Society for Testing Materials. 2012
- 9- Manual ASTM *Método ASTM D240 - 14. Método estándar de prueba para el calor de combustión de combustibles hidrocarburos líquidos mediante bomba calorimétrica*. American Society for Testing Materials. 2014

Índice de figuras

Figura 1. Baño a temperatura constante para la prueba de viscosidad.....	1
Figura 2. Viscosímetros de Ostwald	1
Figura 3. Equipo de destilación para agua en aceites crudos.....	2
Figura 4. Centrifuga para la prueba de agua y sedimento en crudo.....	3
Figura 5. Equipo de sal en crudos.....	3
Figura 6. Calorímetro isoperibólico.....	4
Figura 7. Bomba calorimétrica y crisol. (Prueba de poder calorífico).....	4

Figura 1. Baño a temperatura constante para la prueba de viscosidad.



Figura 2. Viscosímetros de Ostwald



Figura 3. Equipo de destilación para agua en aceites crudos.



Figura 4. Centrifuga para la prueba de agua y sedimento en crudo.



Figura 5. Equipo de sal en crudos.



Figura 6. Calorímetro isoperibólico.



Figura 7. Bomba calorimetrica y crisol. (Prueba de poder calorifico).

