



**Universidad Autónoma del  
Estado de México**

**Facultad de Química**

**ANÁLISIS DE LAS PROPIEDADES DE  
CALIDAD DE UN CRUDO**

TESINA

**Que para obtener el título de  
INGENIERO QUÍMICO**

**Presenta:**

ELVIZ GADIEL DE LA CRUZ AMADOR

Asesor Académico

Dr. en C.A. Julián Cruz Olivares

Toluca de Lerdo, México, junio de 2016.

## T e s i n a .

**ANÁLISIS DE LAS PROPIEDADES DE CALIDAD DE UN  
CRUDO.****Resumen.**

En el presente trabajo se muestran las propiedades de calidad de un crudo que permiten valorarlo en el mercado. Estas propiedades deben ser evaluadas cuidadosamente bajo métodos estandarizados. Por ello, en este trabajo se presentan una serie de procedimientos que tienen como objetivo, formar y hacer del conocimiento al futuro ingeniero petroquímico de la Facultad de Química de la UAEM; de las técnicas estandarizadas para la determinación de la calidad de un crudo, y puedan decidir adecuadamente las aplicaciones posibles de un crudo en función de sus propiedades.

Las pruebas propuestas estas diseñadas para que los estudiantes de la licenciatura de Ingeniería petroquímica, conozcan las propiedades fisicoquímicas que se evalúan y a la vez, se proponen técnicas que ocupan equipo especializado dentro de la industria. Se considera como importante el conocimiento de la teoría en el contexto de la aplicación. Las prácticas que fueron propuestas siguen los métodos estandarizados ASTM.

Además, se indaga y se presentan las razones por la que la caracterización de un crudo obedece a intereses económicos en función de sus propiedades y como al ser comparado con los llamados crudos de referencia se estima el precio que pueden llegar a poseer en los mercados. Se aborda el caso mexicano bajo el siguiente contexto: En la región de norte américa, el crudo de referencia es el WTI producido en diversos campos del estado de Texas y Estados cercanos. Este crudo es cotizado en el mercado de Nueva York y mediante este crudo se determinan el precio de la Mezcla Mexicana de Exportación (MME).

Las características comparadas son la densidad API, contenido de azufre, contenido de asfáltenos, porcentaje en volumen de agua y sedimentos. La viscosidad por su parte no determina el precio que un crudo pueda alcanzar en un mercado, pero es fundamental determinarla, pues evidencia el costo que puede tener un crudo al ser bombeado por oleoductos desde los grandes almacenes hasta los puntos de refino.

Los crudos son empleados para obtener energéticos y petroquímicos, en función de sus características un crudo puede ofrecer mayores rendimientos en energéticos o petroquímicos, además de requerir operaciones adicionales en la refinación. Un crudo con alto contenido de asfáltenos, necesariamente deberá ser procesado en una refinería de conversión profunda, que cuentan con unidades de craqueo catalítico y térmico. Por su parte, un crudo con alto contenido de parafinas ofrecerá rendimientos elevados de gasolinas y no requerirá necesariamente procesos de conversión tan profundos. Este criterio es el que se pretende incluir en la formación del ingeniero petroquímico de nuestra facultad y por ello se presentan las prácticas bajo este contexto.

**Abreviaturas**

	Concepto
ASTM	American Society for Testing and Materials
ACPM	Aceite Combustible Para Motores (Diésel)
API	American Petroleum Institute
b	barriles
bd	barriles diarios
CNH	Comisión Nacional de Hidrocarburos
FFC	Craqueo Catalítico Fluidizado
g/cm <sup>3</sup>	gramos por centímetro cúbico
H <sub>2</sub> S	ácido sulfhídrico
IMP	Instituto Mexicano del Petróleo
kg/L	kilogramo por litro
KOH	Hidróxido de Potasio
KOH/g	Hidróxido de Potasio por gramo
kV/cm	kilovoltio por centímetro
mb	miles de barriles
mbpce	miles de barriles de petróleo crudo equivalente
mmb	millones de barriles
mm <sup>2</sup> /s	milímetros cuadrados por segundo
MME	Mezcla Mexicana de Exportación
mmbpce	millones de barriles de petróleo crudo equivalente
mmmb	miles de millones de barriles
mmmbpce	miles de millones de barriles de petróleo crudo equivalente
mmpc	millones de pies cúbicos
mmpcd	millones de pies cúbicos diarios
mpc	miles de pies cúbicos
N	nitrógeno
NaCl/kg	Cloruro de sodio por kilogramo
NYMEX	New York Mercantile Exchange
S	azufre
SARA	Saturados, Aromáticos, Resinas y Asfaltenos
PCE	Petróleo Crudo Equivalente
PEMEX	Petróleos mexicanos
ppm	partes por millón
USD	United States Dollar
WTI	West Texas Intermediate
1P	reservas probadas
2P	reservas probadas más probables
3P	reservas probadas más probables más posibles

**C O N T E N I D O .**

	<b>Pagina.</b>
<b>Capítulo I. CRUDO.</b>	
1.1. Clasificación de los Crudos.	8
1.2. Crudos de Referencia Internacional.	9
<b>Capítulo II. CRUDO EN MÉXICO.</b>	
2.1. Mezclas de Crudo en México.	12
2.2. Producción Nacional de Crudo.	13
2.3. Reservas Probadas de Crudo.	16
2.4. Localización de los Yacimientos.	17
2.5. Precios Históricos de la MME.	19
<b>Capítulo III. REFINACIÓN DEL CRUDO.</b>	
3.1 Plantas de Refinación.	21
3.2 Destilación.	25
3.2.1 Destilación atmosférica.	25
3.2.2 Destilación al vacío.	25
3.3 Procesos de Conversión.	26
3.3.1 Craqueo Catalítico Fluidizado (FCC).	26
3.3.2 Hidrocraqueo.	27
3.3.3 Coquización.	27
3.4 Procesos de Mejoramiento.	28
3.4.1 Reformado Catalítico.	28
3.4.2 Alquilación.	28
3.4.3 Isomerización.	28
3.4.4 Polimerización.	28
3.5 Procesos de Hidrotratamiento.	29
3.6 Procesos de Separación.	30
3.7 Procesos de Mezclado.	30
3.8 Productos Derivados de Crudo y Aplicaciones.	30

**Capítulo IV. PROPIEDADES DE CALIDAD DE UN CRUDO.**

4.1. Densidad (°API).	33
4.2. Viscosidad del Crudo	33
4.3. Contenido de Agua y Sales.	34
4.4. Acidez de los Crudos.	36
4.5. Punto de Congelación (Pour Point).	37
4.6. Presión de Vapor.	38
4.7. Contenido de Asfaltenos.	39
4.8. Contenido de Parafinas.	40

**Capítulo V. TÉCNICAS PARA MEDIR LAS PROPIEDADES DE CALIDAD DE UN CRUDO.**

5.1. Técnicas y procedimientos de medición de las propiedades (ASTM).	41
5.1.1. Viscosidad.	41
5.1.2. Contenido de Agua.	41
5.1.3. Contenido de Sales.	42
5.1.4. Punto de Inflamación.	42
5.1.5. Presión de Vapor.	43
5.2. Objetivo General.	43
5.3. Metodologías para la determinación de las propiedades de calidad de un crudo.	43
5.3.1. Determinación de Densidad y Viscosidad.	43
5.3.2. Determinación de Viscosidad Saybolt.	50
5.3.3. Contenido de Agua por Destilación.	52
5.3.4. Determinación de Salinidad de un Crudo.	54
5.3.5. Determinación de Ceras Parafínicas, Asfaltenos y Sedimentos.	58
5.3.6. Punto de Inflamación (Flash Point) por Copa Cerrada, ASTM D93.	61

**Capítulo VI. COMENTARIOS Y CONCLUSIONES.** 64**BIBLIOGRAFÍA.** 68

**CAPÍTULO I.****CRUDO.**

Del latín *petrolĕum* Petros ‘piedra’ y óleum ‘aceite’; y este a su vez del griego πετρέλαιον: Aceite de piedra. Es una mezcla de hidrocarburos con pequeñas cantidades de oxígeno, nitrógeno y azufre, de color verde, amarillo, marrón o negro, olor penetrante, viscoso, más ligero que el agua, cuyas propiedades varían en función de la ubicación del yacimiento y, del número y disposición de los átomos de carbono e hidrogeno en sus moléculas. También llamado petróleo crudo o simplemente crudo. Cada crudo es único.

Es posible agrupar los constituyentes del petróleo en cuatro fracciones o grupos orgánicos definidos: Saturados (S), Aromáticos (A), Resinas (R) y Asfaltenos (A); este conjunto es conocido como SARA.

La explicación actual que explica el origen del petróleo es la Teoría Orgánica, cuyas dos grandes fundamentaciones son:

- 1.- La producción de hidrocarburos a partir de organismos vivos.
- 2.- La acción del calor sobre la materia orgánica formada biogénicamente.

La postulación de esta teoría es que el petróleo es producto de la descomposición de organismos vegetales y animales, que fueron sometidos a enormes presiones y altas temperaturas en ciertos periodos geológicos.

Uno de los supuestos más aceptados acerca del origen del petróleo lo constituye la Teoría de Engler [1]:

- ETAPA 1: Depósitos de organismos de origen vegetal y animal se acumulan en el fondo de mares internos (lagunas marinas).  
Las bacterias actúan, descomponiendo los constituyentes carbohidratos en gases y materias solubles en agua, y de esta manera son desalojados del depósito.  
Permanecen los constituyentes de tipo ceras, grasas y otras materias estables, solubles en aceite.
- ETAPA 2: A condiciones de alta presión y temperatura, se desprende CO<sub>2</sub> de los compuestos con grupos carboxílicos, y H<sub>2</sub>O de los ácidos hidroxílicos y de los alcoholes, dejando un residuo bituminoso.

La continuación de exposiciones a calor y presión provoca un craqueo ligero con formación de olefinas (protopetróleo).

- ETAPA 3: Los compuestos no saturados, en presencia de catalizadores naturales, se polimerizan y ciclan para dar origen a hidrocarburos de tipo nafténico y parafínico. Los aromáticos se forman, presumiblemente, por reacciones de condensación acompañando al craqueo y ciclización, o durante la descomposición de las proteínas.

Las impurezas presentes en el crudo, pueden ser clasificadas en dos clases: oleofóbicas y oleofilicas. Las impurezas oleofóbicas deben ser tratadas antes de la refinación, a diferencia de las oleofóbicas que son tratadas durante la refinación [2].

- Oleofóbicas: Insolubles en el crudo por lo que forman fases y deben ser llevadas a límites permisibles.

**Tabla 1.1.** Impurezas oleofóbicas<sup>i</sup>.

Impurezas	Contenido
Sales	De 10 a 2000 g/m <sup>3</sup> .
Agua	De 0.1 a 5 % en Vol.
Sedimentos	De 1 a 1000 g/m <sup>3</sup> .

- Oleofilicas: Disueltas en el crudo y afectan los procesos de refinación.

**Tabla 1.2.** Impurezas Oleofilicas<sup>ii</sup>.

Impurezas	Contenido
Compuestos de Azufre [S]	De 0.1 a 5 % en peso como S.
Compuestos Organometálicos	De 5 a 400 ppm.
Ácidos Nafténicos	De 0.03 a 5% en Vol.
Compuestos de Nitrógeno [N]	De 0.05 a 1.5 % en Vol.

<sup>i</sup> Facultad de Ciencias Aplicadas a la Industria (2010) *La refinación del Petróleo Tomo I*. Argentina: FCAI. pp. 7.

<sup>ii</sup> *Ibíd.* pp. 7.

### 1.1. Clasificación de los Crudos.

Existen diferentes formas de clasificar a al petróleo crudo. En función del contenido de ciertos componentes químicos se puede establecer tres clases de petróleo [3].

- De base Parafínica: Muy fluidos de color claro y bajo peso específico (0.85 kg/L). Por destilación producen abundante parafina y poco asfalto. Bajo contenido de azufre y poseen altos puntos de congelación. Útiles para obtener gasolina y solventes para pinturas. Las moléculas presentes en este tipo de crudos tienen la fórmula  $C_nH_{2n+2}$ . Este tipo de moléculas pueden ser de cadena larga o ramificada. Las moléculas más ligeras se encuentran en gases o ceras parafínicas, mientras que las de cadenas ramificadas, están presentes en fracciones pesadas del crudo y poseen mayor índice de octano que las parafinas normales.
- De base Naftica: Son petróleos muy viscosos y de coloración oscura. Generan una gran cantidad de residuos tras el proceso de refinación. Ocupados para la elaboración de lubricantes. Las moléculas de estos crudos presentan la fórmula  $C_nH_{2n}$ , dispuestos en forma cíclica, y se encuentran la mayoría de las fracciones del curdo, salvo en las más ligeras. Los naftenos de un solo anillo (parafinas monocíclicas) de 5 y 6 carbonos son predominantes, mientras que los naftenos de dos anillos (parafinas dicíclicas) se encuentran en los componentes más pesados de la nafta.
- De Base Mixta: También llamados aromáticos. Se caracteriza por poseer anillos insaturados. Se presentan aromáticos complejos de dos o tres anillos fusionados, que se encuentran en las fracciones más pesadas del crudo.

*Otra clasificación se realiza con base a la presencia de azufre S.* Este está presente en el petróleo y gas en forma de ácido sulfhídrico  $H_2S$ , formando compuestos tales como tioles, mercaptanos, sulfuros, polisulfuros, etc., o como azufre elemental [4].

- Sweet (Dulce): Cuando el contenido de S es inferior a 0.50%.
- Sour (Agrio): Cuando el contenido de S es superior al 0.50%.



En el mercado es mucho más cotizado un petróleo de bajo contenido de azufre, dado que no requiere de procesos adicionales para eliminar el contenido de S. La principal razón para apreciar el bajo contenido de S es que este resulta contaminante durante la combustión.

*De acuerdo con la Gravedad API.* Esta es la clasificación más importante para el petróleo. La establece la American Petroleum Institute (API), a medida que asciende la densidad API, el petróleo es más liviano y se cotiza a mayor precio. La Escala API es un comparativo del peso del combustible (o el líquido a medir) con el peso del agua a una temperatura específica de 60 °F (15.56 °C). En función de los grados API la clasificación es la siguiente [5]:

**Tabla 1.3.** Tipos de Petróleo Crudo en función de su densidad.<sup>iii</sup>

Aceite Crudo	Densidad (g/cm <sup>3</sup> )	Densidad Grados API
<b>Extrapesado</b>	>1.0	10.0
<b>Pesado</b>	1.0-0.92	10.0-22.3
<b>Mediano</b>	0.92-0.87	22.3-31.1
<b>Ligero</b>	0.87-0.83	31.1-39
<b>Superligero</b>	<0.83	>39

En el mercado también se ofertan crudos con características especiales, tales como los:

- **Petróleos Crudos Condensados Naturales:** Se encuentran en estado gaseoso en condiciones originales del yacimiento y que pasan a líquidos en condiciones de presión atmosférica. Tienen una densidad superior a 40 °API a 15.56 °C.
- **Petróleos Reconstituidos:** Resultado de crudos naturales con uno a más derivados de hidrocarburos.

## 1.2. Crudos de Referencia Internacional.

Los crudos de referencia son empleados para ajustar los precios de los diferentes crudos ofertados en el mercado [6, 7, 8]. Para ello se emplean parámetros de mayor calidad, como: composición química, densidad °API, contenido de S. Generalmente los crudos con mayor contenido parafínico son los que cuentan con mayor valor en el mercado. El precio de dos

<sup>iii</sup> Secretaría de Energía. (2014). "Tipos de Petróleo" en *Instituto Mexicano del Petróleo*. [En línea]. México, disponible en: <http://www.imp.mx/petroleo/?imp=tipos> [Accesado el día 30 de abril de 2016]

calidades de crudos de calidad comparable solo debería diferenciarse por el costo de transporte hasta el punto de refinación más los costos de refinación [4].

**Tabla 1.4.** Crudos de Referencia.<sup>iv</sup>

Benchmark	Zona de Referencia	°API	Azufre (% en peso)
<b>WTI</b>	Estados Unidos	39.6	0.24
<b>LLS</b>	Estados Unidos	34.0 - 41	0.40
<b>Brent Blend</b>	Unión Europea	38.3	0.37
<b>Dubái</b>	Asia-Pacífico	31	2.04
<b>Tapis</b>	Crudo Ligero Lejano Oriente	44	<0.5
<b>Arab Light</b>	1950-1981 Referencia Mundial	34	1.78

- I. West Texas Intermediate (WTI): También conocido como Texas Light Sweet, usado como referencia al fijar el precio de petróleo en el mercado de New York. Es un crudo ligero y dulce, con calidad ideal para la producción de naftas. Actualmente se almacena en Cushing de donde se envía a los diferentes puntos de refinación.
- II. Brent (Brent Blend): Referente en el mercado europeo y actualmente para el 65% de las variedades de crudo del mercado mundial. Mezcla proveniente de campos de extracción ubicados en el mar de norte. Debe su nombre al yacimiento de Brent descubierto por Shell en 1971 y que constituía el mayor yacimiento de la zona. Es un petróleo ligero (aunque no en la misma medida que WTI), y dulce. De calidad menor al referente americano, por poseer un carácter más ácido. Actualmente se han incorporado campos de extracción de menor calidad para garantizar el volumen y evitar que su precio sea manipulable por *Traders*<sup>v</sup>. El precio del Brent se cotiza en Dólares en el *International Petroleum Exchange*.
- III. Dubái: Crudo de Referencia para el petróleo pesado y sulfuroso en Asia. Es un Crudo de baja calidad, por ser pesado y con altos contenidos de compuestos de azufre. Su importancia ha ido en crecimiento a la par que las economías

<sup>iv</sup> 5. Domènech, J., (2012) "Brent Blend, WTI... ¿Ha llegado el momento de pensar en un nuevo petróleo de referencia a nivel global?" en *Observatorio de divulgación financiera* [En línea] No. 13. noviembre de 2012. Institut D'estudis Financers, disponible en: <http://www.iefweb.org/es/divulgacion-financiera/observatorio-divulgacion-financiera/doc/30> [Accesado el 30 de abril de 2016]

<sup>v</sup> Persona o entidad que compra o vende instrumentos financieros (Acciones, bonos, materias primas, etc.) como intermediario, especulador, arbitrajista u operador de cobertura.

emergentes de Asia, particularmente la de China. Los precios de los crudos con destino a la región de Arabia Saudí, Irán, Kuwait, Iraq e Emiratos Árabes Unidos, están vinculados al de Dubái. Este Crudo se cotiza en la Singapore International Monetary Exchange Exchange y en el NYMEX.

- IV. Arab Light: Fue durante décadas la referencia mundial. Producido en el yacimiento de Ghawar, en Arabia Saudí. Crudo medio de producción elevada. *Perdió razón de ser durante la segunda crisis del petróleo, desde 1979 y, sobre todo, entre 1980 y 1981, cuando su precio oficial, que alcanzó en octubre de 1981 un precio máximo de 38.28 dólares.*

## CAPÍTULO II. CRUDO EN MÉXICO.

### 2.1. Mezclas de Crudo en México.

Los tipos de crudos existentes en México son 4: Maya, Istmo, Olmeca y Altamira. Cada uno con diferente densidad API y contenido de azufre. Según Petróleos Mexicanos (PEMEX), su densidad, contenido de azufre y porcentaje en volumen de agua y sedimentos es [9]:

**Tabla 2.1.** Tipos de Crudos Mexicanos. <sup>vi</sup>

Benchmark	°API	Azufre (% en peso)	Agua y Sedimentos (% Vol.)
<b>Maya</b>	21.0 – 22.0	3.4 – 3.8	0.5
<b>Istmo</b>	32.0 – 33.0	1.8	0.5
<b>Olmeca</b>	38.0 – 39.0	0.73 – 0.95	0.5
<b>Altamira</b>	15.0 – 16.5	5.5 – 6.0	1.0

- I. Maya [10]: Es un crudo pesado (21-22° API) y agrio (3.4-3.8% de azufre en peso) por lo que brinda menores rendimientos de gasolina y diesel en esquemas de refinación simples en comparación con crudos más ligeros.

Con objeto de maximizar el valor económico de este crudo, su procesamiento requiere de refinerías con unidades de alta conversión, las cuales transforman la fracción pesada (residuo) del crudo en productos con mayor valor para el refinador. Para estos efectos PMI Comercio Internacional ha celebrado contratos de suministro de largo plazo con refinadores que cuentan con unidades de alta conversión o que aceptaron expandir la complejidad de sus refinerías para obtener el mayor valor del crudo Maya.

- II. Istmo [11]: Es un crudo medio (32-33° API) y agrio (1.8% de azufre en peso) con buenos rendimientos de gasolina y destilados intermedios (diesel y jet fuel/keroseno).

El mayor valor económico de este crudo se obtiene en refinerías con unidades FCC (Fluid Catalitic Cracker). Su calidad es similar a la del crudo Árabe Ligero y a la del crudo ruso Urales. Las terminales marítimas de carga del Istmo son:

<sup>vi</sup> PMI comercio Internacional., (2016) Tipos de Petróleo Crudo [En línea]. Disponible en: <http://www.pmi.com.mx/Paginas/Tipoproducto.aspx?IdSec=14> [Accesado el 17 de mayo de 2016]

Dos Bocas, en el estado de Tabasco; Salina Cruz, en Oaxaca, y Pajaritos, en Veracruz.

- III. Olmeca [12]: Es el más ligero de los crudos mexicanos, con una gravedad de 38-39° API y un contenido de azufre de 0.73% a 0.95% en peso, por lo que es un crudo ligero y agrio. Sus características lo hacen un buen productor de lubricantes y petroquímicos. Los cargamentos de crudo Olmeca se exportan desde la Terminal Marítima Pajaritos, en el estado de Veracruz.
- IV. Altamira [13]: Es un crudo pesado, con una gravedad de 15.5 °API a 16.5 °API y un contenido de azufre en el rango de 5.5% a 6.0% en peso. Al igual que el tipo Maya, brinda menores rendimientos de gasolina y diésel en esquemas de refinación simples en comparación con crudos más ligeros. Sus características físico-químicas lo hacen adecuado para la producción de asfalto. Los cargamentos de crudo Altamira se exportan desde la Terminal Marítima Cd. Madero, en el estado de Tamaulipas.

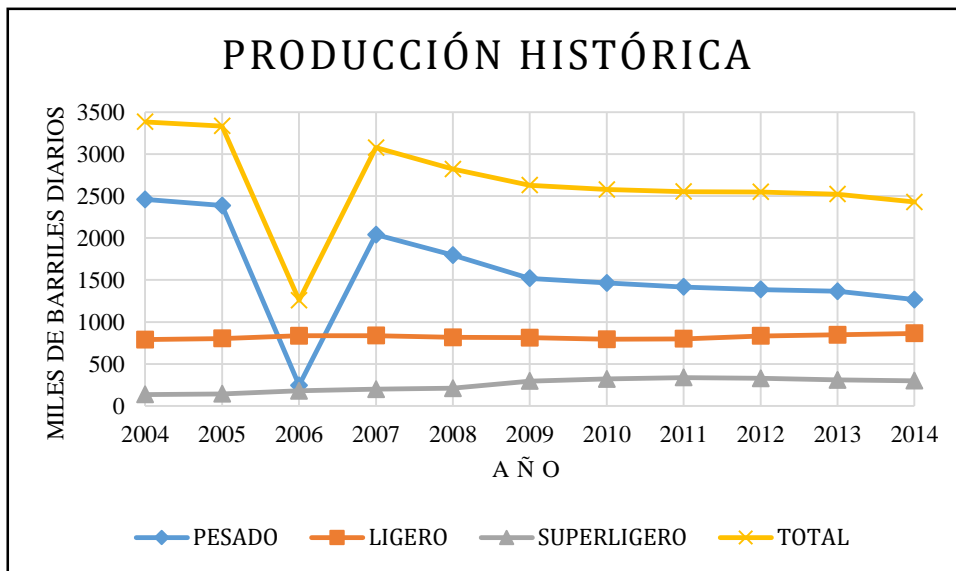
## 2.2. Producción Nacional de Crudo.

Producción Histórica: Según datos del anuario Estadístico de PEMEX 2014 [14], la producción histórica de crudo pesado, ligero y superligero es la presentada en la siguiente tabla.

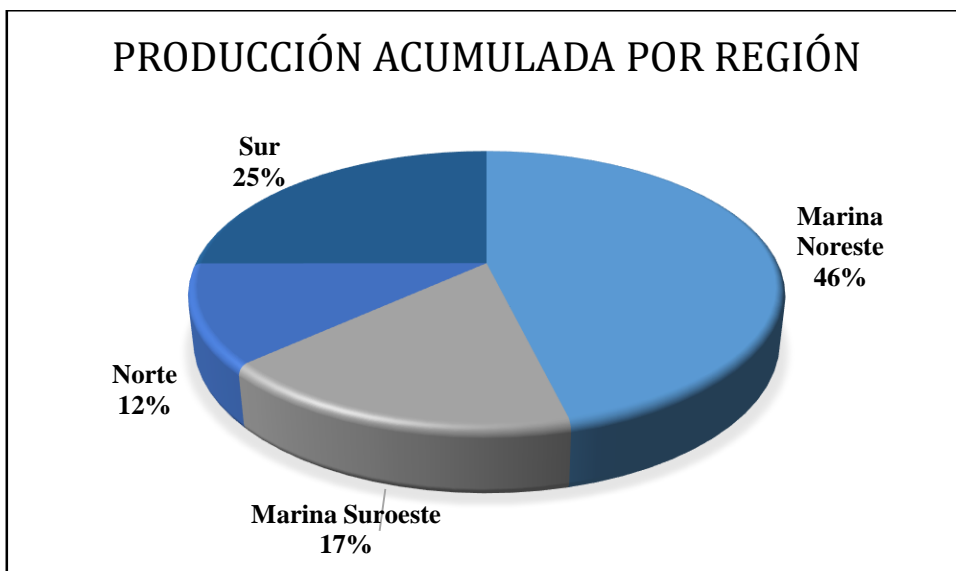
**Tabla 2.2.** Producción histórica de crudo en México. Miles de barriles diarios (mbd).

Tipo de Crudo	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
Pesado	2458	2387	243.8	2039.4	1795.6	1520	1464	1417.1	1385	1365.1	1265.5
Ligero	789.6	802	834.5	837.7	815.5	811.8	792.3	798.3	834	847.1	864.2
Superligero	135.3	144.1	180.4	198.6	210.4	296.7	320.7	337.2	328.9	310	299
Total	3382.9	3333.1	1258.7	3075.7	2821.5	2628.5	2577	2552.6	2547.9	2522.2	2428.7

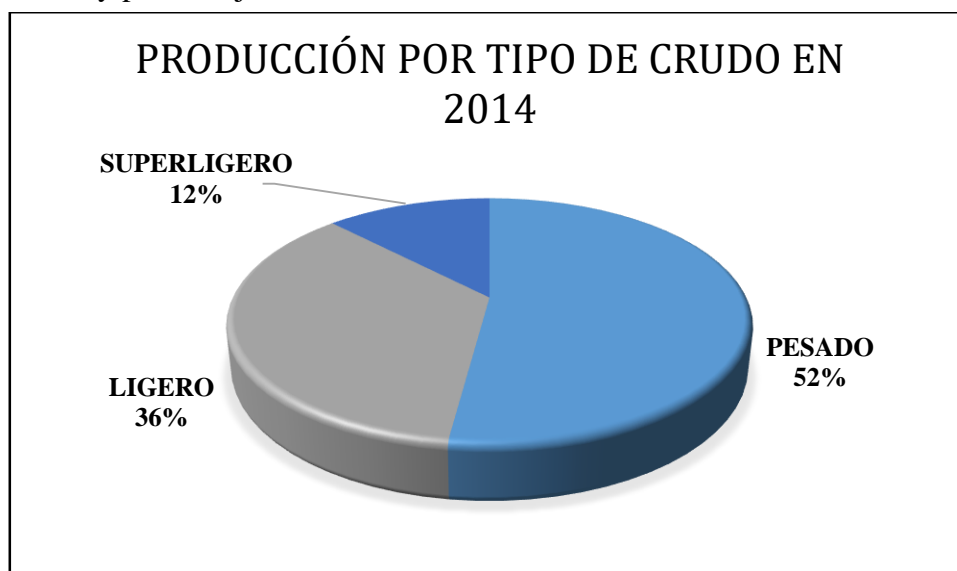
**Figura 1.1.** Producción Histórica de México de 2004 a 2014 en miles de barriles diarios.



**Figura 1.2.** Producción acumulada por región y porcentaje de contribución al total al 1 de enero de 2014.



**Figura 1.3.** Producción acumulada por tipo de crudo y porcentaje de contribución al total al 1 de enero de 2014.



**Tabla 2.3.** Producción Acumulada de crudo por región.

Millones de barriles (mmb), miles de millones de pies cúbicos (mmmpc).

Región.	PCE (mmb)	Crudo (mmb)	Gas (mmmpc)
<b>Marina Noreste</b>	21,091.5	18,868.4	10,646.1
<b>Cantarell</b>	16,124.4	14,359.6	8,471.3
<b>Ku-Maloob-Zaap</b>	4,967.1	4,508.9	2,174.8
<b>Marina Suroeste</b>	8,666.3	6,902.1	9,428.9
<b>Abkatún-Pol-Chuc</b>	7,115.0	5,852.1	6,959.0
<b>Litoral de Tabasco</b>	1,551.3	1,050.1	2,470.0
<b>Norte</b>	9,667.2	5,911.6	25,448.8
<b>Aceite Terciario del Golfo</b>	380.6	271.9	539.8
<b>Burgos</b>	2,541.3	40.2	13,508.5
<b>Poza Rica-Altamira</b>	5,954.5	5,510.0	7,628.8
<b>Veracruz</b>	790.9	89.5	3,771.7
<b>Sur</b>	18,080.8	10,751.9	30,777.4
<b>Bellota-Jujo</b>	4,517.6	3,236.7	5,082.6
<b>Cinco Presidentes</b>	2,336.9	1,916.2	2,366.4
<b>Macuspana-Muspac</b>	5,678.1	1,885.5	16,120.8
<b>Samaria-Luna</b>	5,548.1	3,713.4	7,207.7
<b>Total, General</b>	57,505.8	42,434.1	76,301.2

**Figura 1.4.** Distribucion de las areas de produccion marina, terrestre, terminales de explocarion al 1 de enero de 2014.



### 2.3. Reservas de Probadas de Crudo.

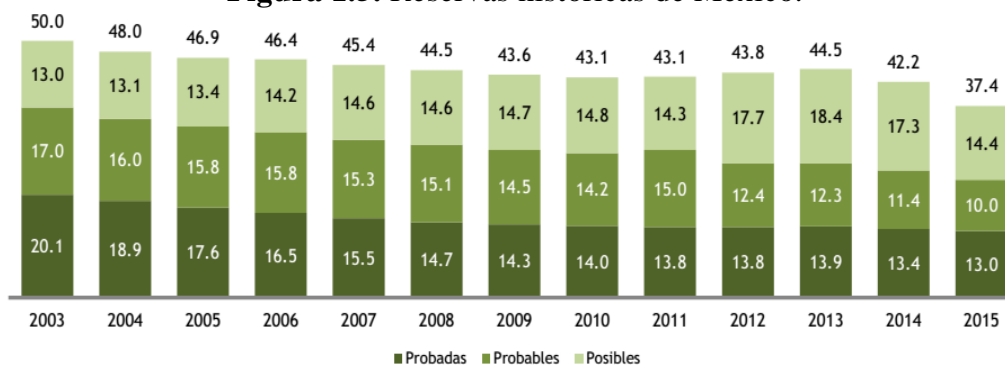
Según datos de la comisión Nacional de Hidrocarburos CNH, las reservas de crudo de 2015 a 2016 cayeron [16,17,18].

**Tabla 2.4.** Reservas 1P Nacional. Comisión Nacional de Hidrocarburos.

Año	Categoría	Aceite mmb	Gas mmmpc	PCE mmb
2015	Total, 1P	9711	15290	13017
2016	Total, 1P	7640	12651	10242

Los datos históricos de las reservas son los siguientes, esto según el informe de PEMEX al 1 de enero de 2015.

**Figura 1.5.** Reservas históricas de México.





## 2.4. Localización de los Yacimientos.

Los yacimientos de donde actualmente se extrae crudo y gas, se organizan en regiones. Al 1 de enero de 2015 la distribución de las reservas es la siguiente [18].

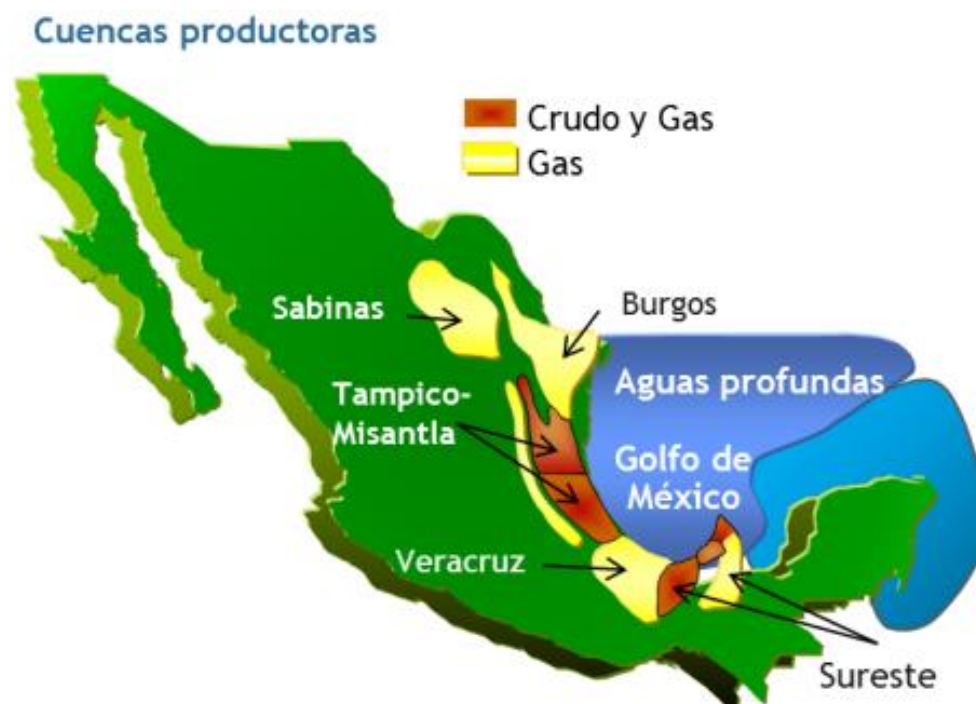
**Tabla 2.5.** Yacimientos de gas y crudo 1P (Reservas probadas).

Distribución de los yacimientos.

<b>Región.</b>	<b>PCE (mmb)</b>	<b>Crudo (mmb)</b>	<b>Gas (mmmpc)</b>
<b>Marina Noreste</b>	6,011.9	5,475.3	2,581.6
<b>Cantarell</b>	2,114.7	1,875.8	1,160.3
<b>Ku-Maloob-Zaap</b>	3,897.2	3,599.5	1,421.3
<b>Marina Suroeste</b>	2,227.3	1,442.1	4,065.3
<b>Abkatún-Pol-Chuc</b>	820.3	613.2	1,128.4
<b>Litoral de Tabasco</b>	1,407.0	828.9	2,936.8
<b>Norte</b>	1,520.2	860.6	3,313.2
<b>Aceite Terciario del Golfo</b>	801.5	601.9	950.8
<b>Burgos</b>	319.0	7.8	1,536.3
<b>Poza Rica-Altamira</b>	233.9	196.5	246.9
<b>Veracruz</b>	165.7	54.4	579.2
<b>Sur</b>	3,258.0	1,933.0	5,330.5
<b>Bellota-Jujo</b>	1,197.3	786.6	1,616.7
<b>Cinco Presidentes</b>	238.0	188.6	262.4
<b>Macuspana-Muspac</b>	318.8	82.6	1,029.6
<b>Samaria-Luna</b>	1,504.0	875.2	2,421.8
<b>Total, general</b>	13,017.4	9,711.0	15,290.5

De forma general Distribución Geográfica de las reservas que tienen estos yacimientos es la siguiente.

**Figura 7.** Distribución geográfica de las Cuencas productoras en México.



**Tabla 2.6.** Producción acumulada, reservas probadas, probables y posibles de petróleo crudo equivalente en millones de barriles.

Cuenca	Producción Acumulada	Reservas PCE [mmb]		
	PCE [mmb]	1P	2P	3P
<b>Sureste</b>	47.8	11.4	15.6	21.6
<b>Tampico Misantla</b>	6.3	1.0	6.1	12.8
<b>Burgos</b>	2.5	0.3	0.5	0.8
<b>Veracruz</b>	0.8	0.2	0.2	0.2
<b>Sabinas</b>	0.1	0.0	0.0	0.1
<b>Aguas Profundas</b>	0.0	0.1	0.5	1.9
<b>Total</b>	57.5	13.0	23.0	37.4

En junio de 2015 se fueron anunciados por el director general de PEMEX, Emilio Lozoya, nuevos descubrimientos de yacimientos en el golfo de México. La comisión nacional de hidrocarburos reporta:

**Tabla 2.7.** Descubrimientos anunciados en junio de 2015. Reservas probadas de crudo, gas y petróleo crudo equivalente.

Cuenca	Campo	Yacimiento	Pozo	°API	Reservas Probadas		
					Aceite (mmb)	Gas Natural (mmpc)	PCE (mmbpce)
Sureste	Batsil	Cretácico Superior-Medio	Batsil-1	19.0	6.9	1.1	7.1
	Cheek	BTPKS	Cheek-1	31.0	6.7	5	7.6
	Esah	Cretácico-Jurásico	Esah-1	36.0	10.1	11.8	12.2
	Jaatsul	Jurásico Superior Kimmeridgiano	Jaatsul-1	38.0	10.6	25.5	16.5
	Xikin	Jurásico Superior Kimmeridgiano	Xikin-1	38.0	50.1	32.0	56.0
	Tetl	Jurásico Superior Kimmeridgiano	Teocalli-1001	39.0	19.4	5.2	20.3
<b>Total</b>					103.8	80.7	119.8

**2.5. Precios Históricos de la MME.**

**Figura 8.** Distribución General de las Instalaciones petroleras, zonas productoras y rutas de transporte de crudo en México al 31 de diciembre de 2014.

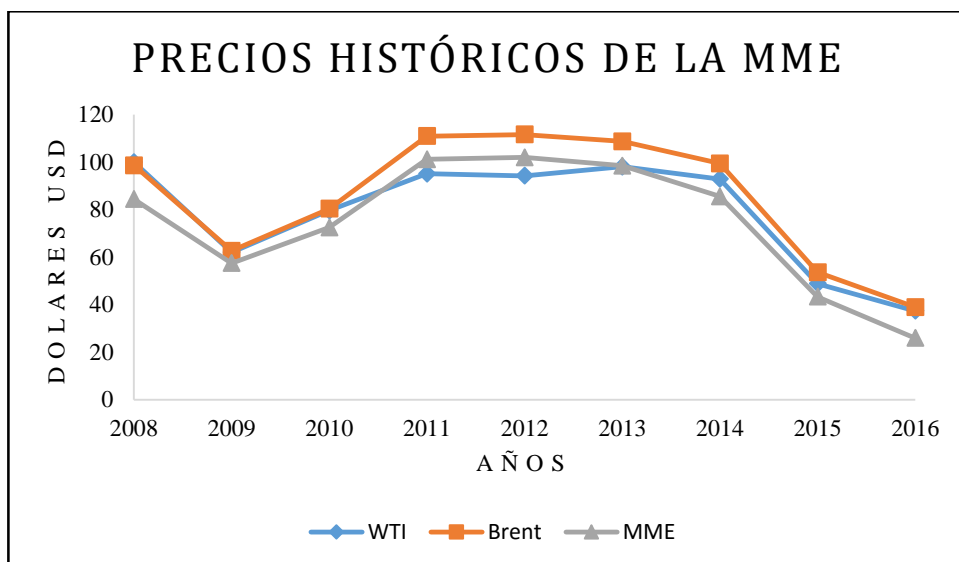


Los precios históricos de la mezcla mexicana de exportación comparados con los de referencia internacional [19].

**Tabla 2.8.** Precios históricos a los que de la MME en USD.

Periodo	WTI	Brent	MME
2008	99.914	98.578	84.382
2009	61.984	62.61	57.401
2010	79.545	80.348	72.464
2011	95.047	110.879	101.13
2012	94.175	111.551	101.96
2013	98.022	108.682	98.436
2014	92.845	99.372	85.481
2015	48.802	53.568	43.286
2016	37.375	38.892	25.924 <sup>vii</sup>

**Figura 9.**  
Comportamiento del precio de la MME comparado con los de referencia internacional, WTI y Brent.



<sup>vii</sup> Al Primer Trimestre del año.

### CAPÍTULO III.

## REFINACIÓN DEL CRUDO.

### 3.1. Plantas de Refinación.

La refinación consiste en un proceso que elimina impurezas<sup>viii</sup> contenidas en una sustancia de interés. La refinación del petróleo es el proceso por el cual se fracciona el crudo, para después en función del tipo de corte, desintegrar, rearreglar, tratar, mezclar y/o combinar, con el fin último de lograr de obtener derivados que sean comerciables. Conforme se va avanzando en el proceso de refinación, se van obteniendo productos de características definidas con valor agregado [20].

Las plantas donde se realiza la refinación del crudo reciben el nombre de Refinerías y no todas son iguales, es decir, se diseñaron y construyeron considerando el tipo de crudo a alimentar. Algunas refinerías se le han añadido más procesos, a esto se le denomina reconfiguración de la refinería.

- Configuración de una Refinería: denota el conjunto específico de **unidades de procesos de refinación** de una refinería determinada, el tamaño (capacidad de producción) de las distintas unidades, sus características técnicas destacadas y los **patrones de flujo que conectan estas unidades**.
- Complejidad de una Refinería: Marcador numérico que denota, respecto de una refinería en particular, la amplitud, capacidad e intensidad de capital de los procesos de refinación de la unidad de destilación del crudo desde su origen (que, por definición, tiene una complejidad de 1.0). A mayor complejidad de una refinería, mayor es la intensidad de las inversiones de capital de la refinería y su capacidad para agregar valor al petróleo crudo mediante:
  1. la conversión de más fracciones de crudo pesado en productos livianos y de alto valor, y
  2. la elaboración de productos livianos conforme las especificaciones de calidad más estrictas (por ejemplo, combustibles con contenido ultra bajo de azufre).

---

<sup>viii</sup> Por impureza, se hace referencia a cualquier sustancia no deseable.

Existe una clasificación general con cuatro categorías donde ponemos encontrar a las refinerías de México y del Mundo [21, 22].

1. Las refinerías con unidades de destilación atmosférica sólo realizan la destilación del crudo y ciertas operaciones de apoyo esenciales. No tienen capacidad de modificar el patrón de rendimiento natural de los petróleos crudos que procesan. Sólo realizan el fraccionamiento del crudo en gas liviano y combustible de refinería, nafta (punto de ebullición de la gasolina), destilados (queroseno, combustible pesado, diésel y combustible de calefacción) y el aceite combustible residual o pesado. Una parte de nafta puede ser apropiada en algunos casos para la gasolina con índices de octano muy bajos. Las refinerías con unidades de destilación atmosférica no disponen de instalaciones para el control de los niveles de azufre del producto y, por ende, no pueden producir *ULSF*<sup>ix</sup>.
2. Las refinerías con esquema de hydroskimming no sólo incluyen la destilación del crudo y los servicios de apoyo, sino también el reformado catalítico, diferentes unidades de hidrotreatmento y mezcla de productos. Estos procesos permiten
  - convertir la nafta en gasolina y
  - controlar el contenido de azufre de los productos refinados.

El reformado catalítico convierte la nafta de destilación directa de modo que cumpla con las especificaciones de índices de octano de la gasolina y elabora subproductos del hidrógeno para las unidades de hidrotreatmento. Las unidades de hidrotreatmento extraen el azufre de los productos livianos (incluida la gasolina y el combustible diésel) para cumplir con las especificaciones del producto y/o permitir el procesamiento de crudos con mayor contenido de azufre. Las refinerías con esquema de hydroskimming, comunes en las regiones con una alta demanda de gasolina, no tienen la capacidad de alterar los patrones de rendimiento natural de los crudos que procesan.

3. Las refinerías de conversión (o craqueo) incluyen no sólo todos los procesos presentes en las refinerías con esquema de hydroskimming, sino también, y lo

---

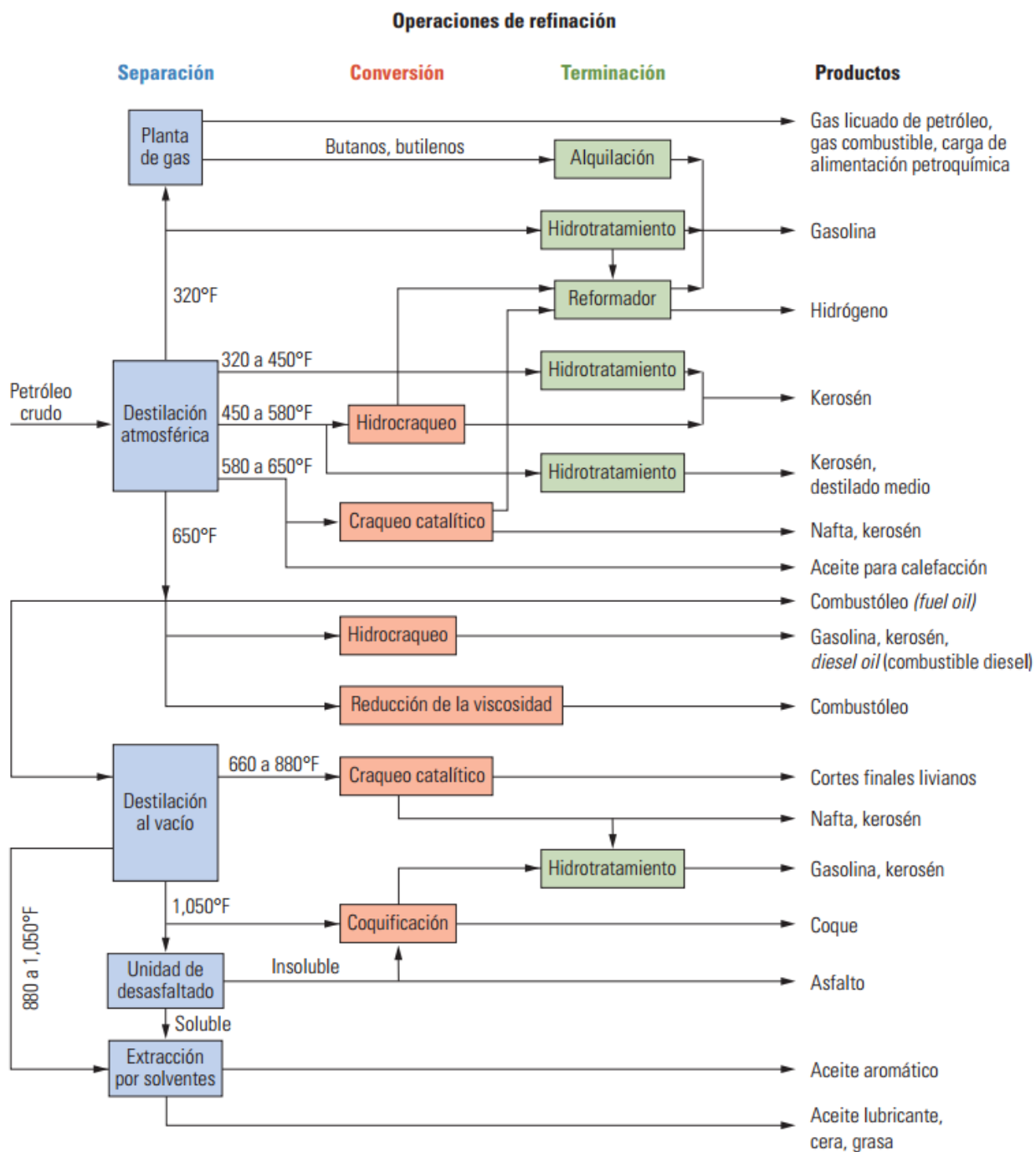
<sup>ix</sup> Por sus Siglas en inglés Ultra Low Sulfur Diesel: Diésel de Ultra bajo Azufre.

que es más importante, el craqueo catalítico y/o hidro craqueo. Estos dos procesos de conversión transforman las fracciones de petróleo crudo pesado (principalmente gasóleo), las cuales tienen altos rendimientos naturales en la mayoría de los petróleos crudos, en flujos de refinación liviana que se añaden a la gasolina, combustible pesado, diésel y materias primas de petroquímicos. Las refinerías de conversión tienen la capacidad de mejorar los patrones de rendimiento natural de los crudos que procesan, según lo necesario para satisfacer las demandas de mercado de productos livianos. Sin embargo, éstas aún elaboran (ineludiblemente) productos pesados, de bajo valor, como el combustible residual y el asfalto.

4. Las refinerías de conversión profunda (o coquización) son, según lo indica su nombre, una clase especial de refinerías de conversión. Éstas incluyen no sólo el craqueo catalítico y/o hidro craqueo para convertir las fracciones de gasóleo, sino también la coquización. Las unidades de coquización “destruyen” la fracción del petróleo crudo más pesado y menos valioso (aceite residual) mediante su conversión en flujos más livianos que sirven como alimentación adicional a otros procesos de conversión (por ejemplo, el craqueo catalítico) y para los procesos de mejoramiento (por ejemplo, el reformado catalítico) que elaboran los productos livianos más valiosos.

Las refinerías de conversión profunda que poseen suficiente capacidad de coquización destruyen básicamente todo el aceite residual de sus crudos para refinación y los convierten en productos livianos.

**Figura 10.** Esquema de las Operaciones en la refinación de Crudo. Las operaciones corresponden a una refinería de conversión profunda [23].



Los procesos, grosso modo, requeridos en una refinería son: Destilación, Procesos de Conversión, Procesos de mejoramiento y procesos de Tratamiento.



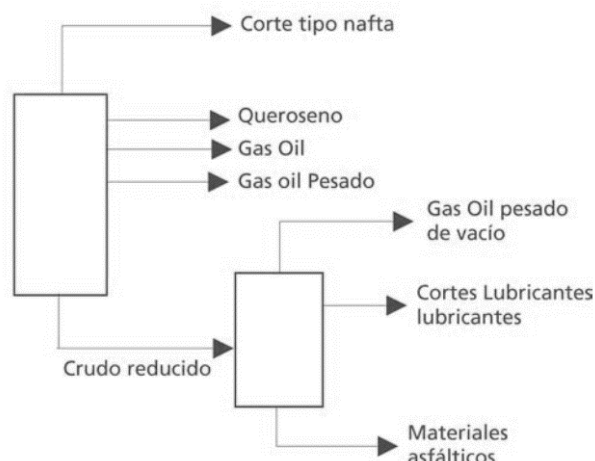
### 3.2. Destilación.

3.2.1. *Destilación Atmosférica.* La destilación es una operación unitaria que consta de múltiples contactos entre las fases de líquido y vapor. Cada contacto consiste en la mezcla de dos fases. Los contactos se realizan en una columna vertical. A medida que el vapor avanza hacia la cabeza de la columna se enriquece en las especies más volátiles. Toda refinera inicia la refinación del crudo mediante una destilación a presión atmosférica. En esta etapa, se separan por diferencia de puntos de ebullición las diferentes fracciones contenidas en el crudo en un número de flujos de refinación intermedios llamados fracciones de crudo. Las diferentes fracciones son obtenidas a lo largo de la columna que se definen mediante un punto de ebullición único, y estas fracciones a su vez, están compuestas por cientos o miles de hidrocarburos.

Dado que toda refinera inicia con la destilación, la capacidad de la refinera se expresa en términos de la destilación del crudo según la capacidad de producción.

3.2.2. *Destilación al Vacío.* Para lograr mayor rendimiento, el residuo de la torre de destilación atmosférica se somete a una destilación al vacío. De esta segunda destilación se logran obtener fracciones que pueden obtener Naftas. El esquema que siguen las refineras, de manera general es el presentado en la **Figura 10**.

**Figura 10.** De la refinación atmosférica generalmente se obtiene los siguientes cortes: Corte tipo nafta, queroseno, Gas Oil, Gas oil Pesado y crudo Reducido o aceite Residual. El aceite residual ingresa a la destilación al vacío de la que se generan Gas Oil pesado de vacío, lubricantes y residuos de la torre de vacío.



### 3.3. Procesos de Conversión.

Los procesos de conversión también llamados craqueo son los que tienen por objetivo romper las moléculas de gran tamaño y altos puntos de ebullición en compuestos más ligeros. Estos productos livianos sirven para mezclarse con gasolinas, combustible pesado, diésel y materias primas de petroquímicos de gran valor en el mercado.

Los procesos de conversión representan en una refinería una parte fundamental y necesaria actualmente, debido a:

1. Que permiten a las refinerías el uso de los componentes pesados, lo que incrementa el rendimiento total de la refinería y,
2. posibilita el seguir operando, pues pueden aun obtener productos ligeros independientemente de la calidad de crudo que ingresa a la refinería.

Dentro de una refinería podemos encontrar tres procesos de conversión de interés: Craqueo Catalítico Fluidizado, Hidrocraqueo y la coquización.

3.3.1. *Craqueo Catalítico Fluidizado (FCC)*. Operación que opera a altas temperaturas y bajas presiones, ocupa catalizador que convierte el gasóleo pesado de la destilación en gases livianos, materias primas de petroquímicos, mezcla de componentes de gasolina y mezclas para el combustible diésel. Esta operación ofrece un mayor rendimiento en la producción de gasolinas, pues el 40% del total de producción de gasolinas es aportada por el FCC. Son producidos, además, en cantidades significativas gases livianos (C1 a C4) y oleofinas. El azufre es un “contaminante” para los catalizadores de FCC, es decir, el contacto con el azufre reduce la efectividad de los catalizadores de FCC. Para corregir este problema, muchas refinerías tienen unidades de desulfuración frente al FCC que remueve la mayoría del azufre de la carga de FCC. Incluso si dichas unidades están en su lugar, el flujo de refinación producido por la unidad de FCC aún contiene algo del azufre que se encontraba en la carga de FCC. En realidad, los productos del FCC no tratados (la nafta de FCC y el aceite cíclico ligero) son las principales fuentes de azufre presentes en la gasolina y el combustible diésel.

- 3.3.2. *Hidrocraqueo*. Convierte los destilados y el gasóleo de la destilación del crudo. Es una operación, al igual que al FCC, que opera a temperatura moderada y a altas presiones. Ofrece altos rendimientos de productos livianos y una extensa flexibilidad operativa. El rendimiento del producto a partir del hidrocraqueo depende del modo como está diseñada y opera la unidad. Desde un extremo operativo, un hidrocraqueador puede convertir esencialmente toda su carga en mezcla de componentes de gasolina, con rendimientos de  $\approx 100\%$  en volumen de la carga. De manera alternativa, un hidrocraqueador puede producir combustible pesado y diésel, con rendimientos combinados de 85% a 90 % (porcentajes en volumen), junto con bajos volúmenes de gasolina.
- El hidrógeno en el hidrocraqueador no sólo causa reacciones de craqueo, sino también otras reacciones que extraen los heteroátomos, en especial el S, de los flujos hidrocraqueados, al igual que rompen las moléculas aromáticas. Estas reacciones de hidrotratamiento producen flujos hidrocraqueados con contenido de azufre muy bajo y mejores propiedades.
- El hidrocraqueo es mucho más efectivo al convertir al gasóleo pesado y elaborar productos de bajo contenido de azufre en comparación al FCC o a la coquización. Sin embargo, es mucho más costosa la operación de hidrocraqueo debido a los consumos elevados de Hidrógeno.
- 3.3.3. *Coquización*. La coquización, a diferencia del FCC e Hidrocraqueo, no emplea catalizador. Es un proceso de conversión térmica que descompone el aceite residual de la destilación del crudo, en fracciones intermedias más ligeras que pueden ser integradas a otros procesos dentro de la refinación. Esta operación es la principal para la conversión del aceite residual. Los productos que se generan a partir de la coquización son gases livianos, naftas de baja calidad, grandes volúmenes de gasóleo de coque, y coque del petróleo. El gasóleo producido en esta operación se usa como carga adicional del FCC. El coque de petróleo que se produce en el coquizador se puede vender para varios fines de uso, por ejemplo, como combustible en refinerías o plantas de energía externas.

### 3.4. Procesos de Mejoramiento.

Los procesos de mejoramiento de las fracciones del crudo, son los que hacen reaccionar a las moléculas de bajo valor, combinando o reestructurándolas en moléculas de mayor valor, se generan una mezcla de componentes para gasolinas de alto octanaje y de bajo contenido de S. Todos los procesos de mejoramiento emplean catalizadores. Los procesos de mejoramiento son: reformado catalítico, alquilación, isomerización y polimerización.

3.4.1. *Reformado Catalítico.* También llamado Reformador, es el único proceso donde el octano puede ser controlado mediante la manipulación de las condiciones de presión y temperatura. En estas unidades se procesan diversos flujos de naftas. Se realizan una serie de reacciones catalíticas que aumentan significativamente el nivel de octano produciéndose una mezcla de gasolinas en alto octanaje.

El reformado catalítico, es la fuente principal para elevar el índice de octano en la gasolina y también elabora como subproducto hidrogeno, mismo que puede ser usado en el hidrocraqueo.

3.4.2. *Alquilación.* En la alquilación se combinan olefina liviana de cuatro carbonos y algunas de tres carbonos con isobutano con el objetivo de producir una mezcla de componentes para la gasolina de alto octanaje. Usa como catalizador ácido sulfúrico y/o ácido fluorhídrico. Las unidades de alquilación solo están presentes en las refinerías que poseen unidades de FCC.

Debido al tipo del proceso de alquilación, el alquilato no contiene compuestos aromáticos ni azufre, lo que lo convierte en una mezcla de excelentes componentes para la gasolina.

3.4.3. *Isomerización.* Se reorganizan las moléculas de parafinas de bajo octanaje (C5 y C6) provenientes de la destilación atmosférica transformándolas en isoparafinas de alto octanaje y así, incrementar en forma significativa el octano de las naftas. En la isomerización se genera un producto que no contiene azufre.

3.4.4. *Polimerización.* Combina dos o tres moléculas de olefina ligera para producir componentes de gasolina de alto octanaje. Proceso relativamente económico. Pero no se usa demasiado debido a que la polig Gasolina es una mezcla de

componentes de gasolina no muy deseada. Es altamente olefínica y las olefinas son inestables en la gasolina dado que tienden a formar gomas cuando se almacenan.

### 3.5. Procesos de hidrotratamiento.

Los procesos de hidrotratamiento tienen por objeto eliminar heteroátomos<sup>x</sup> de las fracciones del crudo y de las corrientes dentro de la refinación. Las importancias de estas unidades son:

1. Cumplir con las especificaciones del refinado. La presencia de heteroátomos que restan valor comercial a los productos finales.
2. Dentro de las corrientes de refinación también están presentes unidades de hidrotratamiento, debido a que este puede reducir la vida útil de los catalizadores usados en procesos adicionales.

Por lo regular los hidrotratamiento destinados a eliminar azufre, reciben el nombre de hidrodesulfuración, por su parte el destinado a eliminar nitrógeno es denominado hidrogenitrificación.

Las refinerías que elaboran productos livianos tienen muchas unidades de hidrotratamiento. Éstas operan en diferentes fracciones de petróleo crudo, flujos de refinería intermedios, materias primas y componentes de mezcla, que varían de las naftas livianas al crudo pesado, y cumplen diferentes propósitos.

- Todos los reformadores catalíticos tienen hidrotratadores de nafta que reducen el contenido de azufre de la carga del reformador a  $< 1$  ppm, para proteger el catalizador reformador. Algunos reformadores también tienen hidrotratadores posteriores (unidades de saturación del benceno) para extraer el benceno del reformado.
- Muchas unidades de FCC, en especial en las refinerías que producen un tipo de crudo sulfuroso para refinación o combustible con bajo contenido de azufre y combustible diésel, tienen carga de FCC de hidrotratadores. Estos hidrotratadores reducen las emisiones de óxidos de azufre del FCC, protegen el catalizador de FCC de la contaminación por nitrógeno y metales, mejoran los

---

<sup>x</sup> Principalmente Azufre, nitrógeno y metales pesados.

rendimientos del craqueo y reducen el contenido de azufre de los productos obtenidos en el proceso de FCC. Casi todas las unidades de FCC de las refinerías que producen gasolina con bajo contenido de azufre tienen hidrotratador de nafta de FCC para extraer el mayor contenido de azufre de la nafta, una importante mezcla de componentes de gasolina que produce el FCC.

### **3.6. Procesos de Separación.**

A lo largo de la refinación se requiere separar uno o más componentes de una fracción. Para ello se usan diversas propiedades físicas y químicas de las mezclas o de los componentes de las mismas. La destilación se vale de la diferencia en las temperaturas de ebullición. La extracción es otro proceso común que ocupa como principio la solubilidad de un compuesto en otro denominado solvente. Los compuestos especialmente extraídos son el benceno, tolueno y xileno, materias primas para los petroquímicos.

### **3.7. Procesos de Mezclado.**

La mezcla de productos, la operación en el proceso final de cada refinería, a pesar del tamaño o la configuración total, consiste en la mezcla los flujos de refinación en diferentes proporciones para elaborar productos refinados terminados, cuyas propiedades cumplen todas las normas industriales y gubernamentales aplicables, a un costo mínimo.

La producción de cada producto terminado requiere la mezcla de varios componentes debido a que las refinerías no producen el volumen suficiente de una única mezcla de componentes para cumplir la demanda de cualquiera de los principales productos de mezcla, como la gasolina, el combustible pesado y el combustible diésel.

### **3.8. Productos Derivados del Crudo y Aplicaciones.**

Se puede clasificar a los derivados del crudo en función de los usos que les son otorgados, como energéticos y no energéticos.

Aplicaciones energéticas:

- Gasolina: Consumo en los vehículos automotores de combustión interna.
- Turbocombustible o turbosina: Gasolina para aviones jet.
- Gasolina de aviación

- ACPM o Diesel: De uso común en camiones y autobuses.
- Queroseno: Se utiliza en estufas domésticas y en equipos industriales.
- Cocinol: Especie de gasolina para consumos domésticos.
- Gas propano o GLP: Se utiliza como combustible doméstico e industrial.
- Combustóleo o Fuel Oil: Es un combustible pesado para hornos y calderas industriales.

#### Aplicaciones no energéticas:

- Bencina industrial: Se usa como materia prima para la fabricación de disolventes alifáticos.
- Disolventes alifáticos: Sirven para la extracción de aceites, pinturas, pegantes y adhesivos; para la producción de thinner, gas para quemadores industriales, elaboración de tintas, formulación y fabricación de productos agrícolas, de caucho, ceras y betunes, y para limpieza en general.
- Asfaltos: Se utilizan para la producción de asfalto y como material sellante en la industria de la construcción.
- Bases lubricantes: Es la materia prima para la producción de los aceites lubricantes.
- Ceras parafínicas: Es la materia prima para la producción de velas y similares, ceras para pisos, fósforos, papel parafinado, vaselinas, etc.
- Polietileno: Materia prima para la industria del plástico en general
- Alquitrán aromático (Arotar): Materia prima para la elaboración de negro de humo que, a su vez, se usa en la industria de llantas. También es un diluyente
- Ácido nafténico: Sirve para preparar sales metálicas tales como naftenatos de calcio, cobre, zinc, plomo, cobalto, etc., que se aplican en la industria de pinturas, resinas, poliéster, detergentes, tensoactivos y fungicidas
- Benceno: Sirve para fabricar ciclohexano. Se usa como disolventes de grasas, aceites, pinturas y nueces en el grabado fotográfico de impresiones. También se utiliza como intermediario químico. El Benceno también se usa en la manufactura de detergentes, explosivos, productos farmacéuticos y tinturas.

- Ciclohexano: Es la materia prima para producir caprolactama y ácido adípico con destino al nylon.
- Tolueno: Se usa como disolvente en la fabricación de pinturas, resinas, adhesivos, pegantes, thinner y tintas, y como materia prima del benceno.
- Xilenos mezclados: Se utilizan en la industria de pinturas, de insecticidas y de thinner.
- Ortóxileno: Es la materia prima para la producción de anhídrido ftálico.
- Alquibenceno: Se usa en la industria de todo tipo de detergentes, para elaborar plaguicidas, ácidos sulfónicos y en la industria de curtientes.

Como productos petroquímicos se pueden también clasificar las áreas de aplicación.

**Tabla 3.1.** Aplicaciones de petroquímicos por área.

<b>Materias primas para prendas de vestir o fibras sintéticas.</b>	<p>Acrilación: Se puede teñir fácilmente.            Poliester: muebles, tanques, lanchas y Dacron.            Nylon: Telas y medias.            Spandex: Medias, trajes de baño y ropa para gimnasia (Lycra).            Vinyón: Estambres.</p>
<b>Agricultura</b>	<p>Fertilizantes            Herbicidas            Fungicidas</p>
<b>Ganadería</b>	<p>Complementos alimenticios</p>
<b>Alimentación</b>	<p>Alimentos industrializados            Vitaminas            Complementos proteínicos</p>
<b>Aditivos</b>	<p>Preservativos            Modificadores            Ácidos y bases            Saborizantes            Enducolorantes            Colorantes</p>
<b>Salud</b>	<p>Reactivos: Para la obtención de medicamentos.            Glicerina: Para Supositorios.            Disolventes: Preparación de Antibióticos.            Polímeros o biomateriales: fabricación de prótesis.            Odontología: Resinas acrílicas.</p>



**CAPÍTULO IV.**  
**PROPIEDADES DE CALIDAD DE UN CRUDO.**

#### 4.1. Densidad (°API).

La industria del petróleo usa como índice para clasificar al crudo la densidad expresada en grados API (parámetro internacional American Petroleum Institute). Los grados API están definidos como:

$$^{\circ}API = \frac{141.5}{SG} - 131.5 \quad [4.1]$$

Donde

$$SG = \frac{\rho}{\rho_{ref}}$$

$$\begin{aligned} \rho_{H_2O}|_{4.0^{\circ}C} &= 1.000 \text{ g/cm}^3 \\ &= 1000.0 \text{ kg/m}^3 \\ &= 62.43 \text{ lb}_m/\text{ft}^3 \end{aligned}$$

**Tabla 4.1.** Tipos de crudo mexicano en función de su densidad °API y el contenido de S.

Crudo	Tipo	°API	% S (en peso)
Pánuco	Pesado	10	3.0
Maya	Mediano	22.6	3.3
Istmo	Ligero	33.74	1.45
Olmeca	Superligero	39.3	0.8

#### 4.2. Viscosidad del Crudo.

Una baja viscosidad generalmente indica alto rendimiento de nafta o diésel, y una alta viscosidad indica alto rendimiento en asfalto, pero en ningún caso se emplea como indicador de calidad. Es importante caracterizar el crudo respecto a su viscosidad, que si bien esta no determina el precio que pueda tener en el mercado, si es una característica de importancia; esto debido a que debe de ser trasladado por kilómetros de ductos hasta los lugares de almacenamiento y de ahí a las refinerías. Bombear un crudo de alta viscosidad resulta entonces un consumo energético diferenciable al de una viscosidad baja.

Conocer la variación de los cambios de viscosidad en función de la temperatura permite calcular la pérdida de carga en los oleoductos, tuberías y conductos de la refinería, lo que permite especificar el equipo de bombeo e intercambiadores de calor.

El método común para determinar la viscosidad de un crudo es empleando un capilar de diámetro y longitud determinados, a una temperatura dada, donde es medido el tiempo que transcurre para que el crudo recorra el total de la longitud del capilar. Mediante la ecuación de la *ley de Hagen-Poiseuille* [24].

$$Q = \frac{\pi(\mathcal{P}_0 - \mathcal{P}_L)R^4}{8\mu L} = \frac{V}{t} \quad [4.2]^{xi}$$

La determinación de la viscosidad mediante equipo especializado obedece a la norma ASTM D 88, método que se expresa en segundos Saybolt. Por supuesto existen valores normalizados expresados para su conversión a diferentes unidades, ASTM D 2161.

**Tabla 4.2.** Viscosidad cinemática de algunos crudos a 20 °C.

Nombre del Crudo	País de Origen	Viscosidad (mm <sup>2</sup> /s)
Zarzaitine	Argelia	5
Nigerian	Nigeria	9
Dahra	Libia	6
Safaniyah	Arabia Saudita	48
Bachaquero	Venezuela	5500
Tía Juana	Venezuela	70

### 4.3. Contenido de Agua y Sales.

El crudo al extraerse presenta cantidades variables de agua, sales y sedimentos. El agua contenida en el crudo se presenta en forma de emulsiones. Estas cantidades de agua pueden a su vez contener sales disueltas. También es posible encontrar sales y sedimentos en forma de cristales muy finos.

<sup>xi</sup> El termino  $\mathcal{P}$  representa el efecto combinado de la presión estática y la fuerza de gravitación. Para este caso se define como  $\mathcal{P} = P - \rho gz$ .

Para determinar el contenido de agua en un crudo se usa un método normalizado [ASTM D 95], cuyo fundamento consiste en arrastrar el agua formando un azeótropo<sup>xii</sup> con ayuda de un hidrocarburo aromático (En general xileno). A temperatura ambiente este azeótropo se separa en dos fases: Agua y Xileno. De esta forma el volumen de agua puede ser determinado y relacionado con el volumen total del crudo muestreado, estableciendo una relación en volumen de agua y crudo.

El contenido de agua es bajo a la salida del pozo, es durante el transporte y almacenamiento donde crece la concentración de agua.

**Tabla 4.3.** Contenido de agua de algunos crudos.

Crudos	País de Origen	Contenido de Agua (% Vol.)
<b>Dahra</b>	Libia	Trazas
<b>Safniyah</b>	Arabia Saudita	Trazas
<b>Arabia Light</b>	Arabia Saudita	Trazas
<b>Zarzaitine</b>	Argelia	0.05
<b>Mandgi</b>	Gabon	0.6
<b>Bachaquero</b>	Venezuela	1.8

Las sales presentes en un crudo son del orden de ppm, sin embargo, representan un serio problema en la extracción y refinación del crudo. El método para determinar el contenido de cloruros esta estandarizado por NF M 07-23 y ASTM 3230. El resultado de estas dos medidas se expresa en mg de NaCl/kg de crudo. Resulta importante disminuir el contenido de sales por:

- 1.- El cloruro sódico puede depositarse en placas sobre las paredes del tubo tras la vaporización parcial del agua por la pérdida de carga entre el fondo y la cabeza del pozo. Cuando estos depósitos llegan a ser importantes, el diámetro del pozo disminuye, lo que lleva consigo una disminución de la producción. Con el fin de evitar este problema se inyecta agua dulce.
- 2.- Las sales se depositan en las tuberías, en los tubos de los intercambiadores, lo que disminuye la transferencia de calor, y en los tubos de los hornos, lo que crea puntos calientes y favorece la deposición de coque.

<sup>xii</sup> Mezcla de dos o más especies químicas diferentes en estado líquido, los cuales ebullicionan a temperatura constante, y actúan como si fuesen un solo compuesto químico.

3.- Otro de los efectos no deseables de las sales es que desactivan los catalizadores del reformado y craqueo.

Para evitar todo ello es que el crudo antes de la refinación debe estar desalado. El proceso consiste en hacer colisionar y decantar en un depósito las pequeñas gotas de agua con la ayuda de un campo eléctrico de 0.7 a 1kV/cm.

**Tabla 4.4.** Contenido en sales en algunos crudos.

Crudos	País de origen	NaCl mg/Kg de crudo [ppm en peso]
Arabian Light	Arabia Saudita	25
Agha Jari	Irán	25
Hassi Messaoud	Argelia	30
Kuwait	Kuwait	35
Boscan	Venezuela	60
Bonny	Nigeria	135
Brega	Libia	155
Safaniyah	Arabia Saudita	280
Sarir	Libia	354

#### 4.4. Acidez de los Crudos.

Los crudos contienen ácidos carboxílicos, la concentración de estos ácidos es determinada por naturalización con KOH. Como medida de expresa en mg de KOH/g de crudo, es decir, la cantidad de KOH necesaria para la neutralización de la acidez en un crudo.

En las fracciones ligeras o medias, los ácidos carboxílicos son lineales. Para los cortes de gasóleo en su mayoría los ácidos son cíclicos, conocidos como ácidos nafténicos. A altas temperaturas (350 - 400 °C) estos ácidos son altamente corrosivos.

**Tabla 4.5.** Índice de acidez de algunos crudos en mg de KOH/g de crudo.

Nombre del Crudo.	Origen.	Mg KOH/g de crudo.
<b>Hassi Messaoud</b>	Argelia	0
<b>Arabian Light</b>	Arabia Saudita	0.07
<b>Nigerian</b>	Nigeria	0.15
<b>Agha Jari</b>	Irán	0.22
<b>Becnaquero</b>	Venezuela	2.9

#### 4.5. Punto de Congelación (Pour Point).

Al disminuir la temperatura en el crudo se observa un incremento de la viscosidad. Para un compuesto puro tendríamos un cambio de estado, de líquido a sólido, sin embargo, al ser el crudo una mezcla de diversos componentes, el paso a estado sólido no se realiza a temperatura constante, sino en un intervalo de temperatura cuyos límites son función de los tratamientos anteriores a los que el crudo ha sido sometido.

Los crudos contienen cristales de parafinas. Un precalentamiento de 45°C - 65°C disminuye el punto de congelación del crudo, debido a que elimina los cristales de parafina. Si el precalentamiento se realiza a 100 °C aproximadamente, aumentará del punto de congelación debido a la evaporación de hidrocarburos ligeros.

**Tabla 4.6.** Puntos de congelación de algunos crudos.

Nombre del Crudo	País de Origen	Punto de Congelación (°C)
<b>Hassi Messaoud</b>	Argelia	-60
<b>Zarzaitine</b>	Argelia	-24
<b>Dahra</b>	Libia	-1
<b>Ozouri</b>	Gabón	-16
<b>Abqaiq</b>	Arabia Saudita	-24
<b>Kuwait</b>	Kuwait	-12
<b>Gash Saran</b>	Irán	-12
<b>Bachaquero</b>	Venezuela	+15
<b>Boscan</b>	Venezuela	+15

Para determinar el punto de congelación se emplea la norma NF T 60-105 y la ASTM D 97, que estipulan ensayos además de un precalentamiento de la muestra en un intervalo de 45°C a 48°C.

#### 4.6. Presión de Vapor.

La determinación de la presión de vapor y del punto de inflamación son de importancia al caracterizar un crudo, pues permite tener una primera aproximación del contenido en hidrocarburos ligeros. En un producto petrolífero la presión de vapor refleja un valor resultante de las distintas presiones de vapor de las distintas fracciones de vapor de los componentes que a su vez forman la mezcla.

En la salida de un pozo de extracción, se puede alcanzar 20 bares de presión de vapor. Para su almacenamiento es necesario disminuir este valor por debajo de 1 bar, para ello se separan los componentes de mayor presión de vapor en depósitos que permiten la separación en dos fases, líquida y vapor. Los distintos componentes del crudo se separan y concentran en alguna de las fases hasta alcanzar el equilibrio.

Para reducir las pérdidas de volumen por la generación de vapores, el crudo es almacenado en tanques de lecho flotante. La forma para determinar la presión de vapor se trata en las normas NF M 07-007 y ASTM D 323. Para el punto de inflamación por las normas NF M 07-001 y ASTM D 56.

**Tabla 4.7.** Presión de vapor Reid y punto de inflamación.

Nombre del Crudo	País de origen	P de Vapor (bar)	Punto de Inflamación (°C)
<b>Hassi Messaoud</b>	Argelia	0.75	<20
<b>Nigerian</b>	Nigeria	0.26	<20
<b>Kirkuk</b>	Irak	0.29	<20
<b>Qatar</b>	Qatar	0.50	<20
<b>Kuwait</b>	Kuwait	0.51	<20
<b>Bachquero</b>	Venezuela	0.06	46

#### 4.7. Contenido de Asfáltenos.

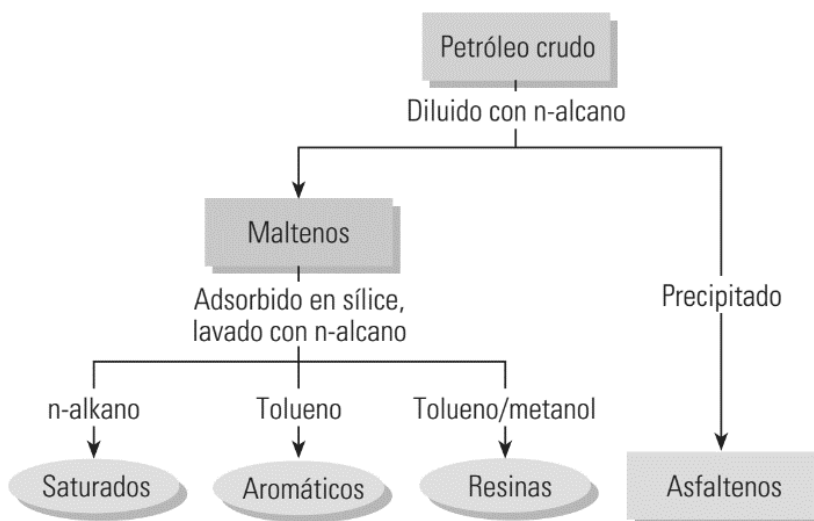
Son una clase de componentes de los hidrocarburos [25]. Los asfáltenos son insolubles en n-alcános, como el n-heptano el n-heptano, y solubles en tolueno. Son sólidos friables, con color oscuro, con una densidad de aproximadamente  $1.2 \text{ g/cm}^3$ . Influidos, es decir, no posee punto de fusión definido, se descomponen con calor generando un residuo carbonoso.

El asfalto es un material altamente impermeable [26], adherente y cohesivo, capaz de resistir altos esfuerzos instantáneos y fluir bajo la acción de cargas permanentes, que tiene las propiedades ideales para la construcción de pavimentos cumpliendo las siguientes funciones:

- 1.- Impermeabilizar la estructura del pavimento, haciéndolo poco sensible a la humedad y eficaz contra la penetración del agua proveniente de la precipitación.
- 2.- Proporciona una fuerte unión y cohesión entre agregados, capaz de resistir la acción mecánica de disgregación producida por las cargas de los vehículos. Igualmente mejora la capacidad portante de la estructura, permitiendo disminuir el espesor de la carpeta asfáltica.

Dado que el contenido de asfaltenos constituye un factor importante en la determinación del procesamiento y refinación de un crudo, se han desarrollado diversos métodos que permiten la cuantificación de asfaltenos y caracterización de los asfaltenos, pero en la industria de la refinación resulta de mayor importancia, conocer el contenido de los mismos en las cargas de crudo.

En el fraccionamiento SARA (Saturados, aromáticos, resinas y asfaltenos) los asfaltenos se separan de los otros componentes de los hidrocarburos mediante el agregado de un n-alcáno, tal como n-heptano.



#### 4.8. Contenido de Parafinas.

Las parafinas están constituidas esencialmente por alcanos [27], con una porción baja muy baja de isoalcanos y cicloalcanos. Sus puntos de fusión están comprendidos entre 30°C y 70°C; el peso molecular medio es del orden de 350 g/mol. Los aromáticos están presentes en un nivel de trazas.

La parafina, a su vez es una mezcla sólida y cristalina de hidrocarburos. Se caracteriza por su estado sólido a temperatura atmosférica y presenta poca deformación a esta temperatura e incluso bajo presión considerable. Es preciso hacer la distinción entre las Parafinas normales (metano, etano, propano, butano, etc.) y las Ceras Parafínicas.

De acuerdo con el peso molecular, punto de fusión, características de cristalización y composición química, estas ceras están clasificadas en dos grandes grupos: ceras parafínicas propiamente dichas, y ceras parafínicas microcristalinas. Las primeras son de bajo peso molecular y las segundas de alto peso molecular.

Las aplicaciones de estos productos son muy diversas. Las parafinas totalmente desaromatizadas encuentran aplicación en la industria alimenticia, en particular como embalaje para alimentos. Generalmente les son adicionadas polímeros como aditivo, las parafinas se utilizan mucho para impregnar papel y cartón, con el fin de obtener estos embalajes estancos. Las parafinas o ceras se usan en la preparación de paneles de aglomerado.



**CAPÍTULO V.**  
**TECNICAS PARA MEDIR LAS PROPIEDADES DE CALIDAD**  
**DE UN CRUDO.**

**5.1. Técnicas y Procedimientos de Medición de las Propiedades(ASTM).**

5.1.1. *Viscosidad.* La técnica de medición de la viscosidad se realiza observándose la norma ASTM 88 [28]. Este método hace referencia a los procedimientos empíricos para determinar la viscosidad Saybolt Universal o Saybolt Furol de productos del petróleo a temperaturas especificadas entre 21° y 99° C (70° y 210° F).

La Viscosidad Saybolt es el tiempo en segundos, corregido, durante el cual fluyen 60 ml de muestra a través de un orificio universal calibrado bajo condiciones específicas. El valor de la viscosidad se informa en segundos Saybolt Universales (SSU) a una temperatura especificada.

Viscosidad Saybolt Furol: Es el tiempo en segundos, corregido, durante el cual fluyen 60 ml de muestra a través de un orificio Furol calibrado bajo condiciones específicas. El valor de la viscosidad se informa en segundos Saybolt Furol (SSF) a una temperatura especificada. La palabra Furol es una contracción de las palabras "Fuel and road oils" (aceites y combustibles para carreteras).

La viscosidad Saybolt Furol es, aproximadamente, 1/10 de la viscosidad Saybolt Universal, y es recomendada para la caracterización de los productos del petróleo tales, como el combustible (Fuel- oil) y otros materiales residuales, que tengan viscosidades Saybolt Universales mayores de 1000 segundos.

Consiste en determinar el tiempo en segundos que demora en fluir 60 ml de muestra, a través de un orificio calibrado, medido bajo condiciones cuidadosamente controladas. El tiempo obtenido se corrige por un factor que depende de la abertura del orificio, el cual es reportado como la viscosidad de la muestra a la temperatura de ensayo.

5.1.2. *Contenido de Agua.* El conocimiento del contenido de agua de los productos del petróleo es importante en la refinación, compra, venta y transferencia de productos. La cantidad de agua tal como se determina de acuerdo a la norma ASTM D 95, método de ensayo (al 0,05%

en volumen más próximo), se puede utilizar para corregir el volumen involucrado en la transferencia de custodia de productos derivados del petróleo y materiales bituminosos.

El método normalizado, determina el contenido de agua al formar un azeótropo con ayuda de un hidrocarburo aromático (por lo general xileno). A temperatura ambiente este azeótropo se separa en dos fases: agua y xileno. Una vez formado el azeótropo, se destila y se recolecta el agua en una trampa graduada, el volumen de agua se mide y relaciona con el volumen total de crudo tratado.

5.1.3. *Contenido de Sales.* El método estandarizado para la determinación de sales en un crudo está dado por la norma ASTM D 3230. Este método de prueba es utilizado para determinar la concentración aproximada de cloruros en el crudo, una información que será importante al decidir si o no el crudo necesita desalarse. También la eficiencia del proceso de desalado puede ser evaluada.

El exceso de cloruro en el crudo frecuentemente produce corrosión en las unidades de refinación y también tiene efectos perjudiciales en catalizadores usados en estas unidades. Este método de prueba proporciona un medio rápido y conveniente de determinación aproximada de contenido de cloruro en el crudo y es muy útil en los procesadores de crudo.

El método mide la conductibilidad de una solución de crudo en un solvente de mezcla alcohólica cuando ésta se somete a una tensión eléctrica. Este método de prueba mide la conductibilidad debido a la presencia de cloruros inorgánicos, y otro material conductivo, en el crudo. Un espécimen de prueba homogenizado se disuelve en un solvente de mezcla alcohólica y se coloca en una celda de prueba que consiste en un beaker (vaso de precipitados) y un juego de electrodos. Se aplica un voltaje sobre los electrodos, y es medido el flujo resultante. El contenido de cloruro (sal) se obtiene por la referencia a una curva de calibración de corriente contra la concentración del cloruro de mezclas conocidas. Las curvas de la calibración están basadas en patrones preparados aproximados en tipo y concentración de cloruros en el crudo que está siendo medido.

5.1.4. *Punto de Inflamación.* Este método de ensayo ASTM D 56 cubre la determinación del punto de inflamación de los líquidos con una viscosidad inferior a  $5,5 \text{ mm}^2 \text{ s (cSt)}$  a  $40 \text{ }^\circ\text{C}$

(104 °F), o por debajo de 9,5 mm<sup>2</sup>/s (cSt) a 25 °C (77 °F), y un punto de inflamación inferior a 93 °C (200 °F).

5.1.5. *Presión de Vapor.* Este método de ensayo ASTM D 323 cubre los procedimientos para la determinación de la presión de vapor de la gasolina, el petróleo crudo volátil, y otros productos de petróleo volátil. La presión de vapor es una propiedad física importante de líquidos volátiles. Este método de ensayo se utiliza para determinar la presión de vapor a 37,8 °C (100 °F) de los productos derivados del petróleo y aceites crudos con punto de ebullición inicial por encima de 0 °C (32 °F).

La cámara de líquido del aparato de presión de vapor se llena con la muestra enfriada y se conecta a la cámara de vapor que ha sido calentado a 37,8 °C (100 °F) en un baño. El aparato montado se sumerge en un baño a 37,8 °C (100 °F) hasta que se observa una presión constante. La lectura, adecuadamente corregida, se reporta como la presión de vapor Reid.

## 5.2. Metodología para la Determinación de las Propiedades de Calidad de un Crudo.

5.2.1. *Objetivo General.* Generar una serie de metodologías que permitan evaluar de forma general las propiedades de calidad de un crudo, proponiendo métodos estandarizados bajo las normas ASTM, que puedan ser usadas para la formación de los futuros ingenieros petroquímicos de la facultad de Química.

A continuación, se presentan las metodologías propuestas. Estas metodologías se consideran genéricas, es decir, no están pensadas para un crudo en específico, esto a que el solo pretenden determinar propiedades generales. También se anexa al inicio de cada metodología, una tabla donde se coloca la variable evaluada; y como estas otorgan información preliminar de los posibles tratamientos que pudiera llevar el crudo que se caracteriza.

5.2.2. *Determinación de Densidad y Viscosidad.*

**Tabla 5.1.**

Variable	Importancia.
<b>Densidad</b>	La densidad es la propiedad más importante, y se usa, al igual que el contenido de S, para determinar de forma directa el precio que puede alcanzar un crudo. Estas son las variables comparadas a la hora de una

transacción económica. Si se cuenta con un crudo de densidad mayor a 31 °API, indicará generalmente un bajo costo en la extracción y refinación.

### Viscosidad

La viscosidad es una propiedad que debe de ser conocida para la determinación del transporte del crudo desde los puntos de extracción hasta los puntos de almacenamiento o zonas de refino. Una mayor viscosidad indicará un mayor gasto energético en el bombeo y, una menor viscosidad consumirá una menor cantidad de energía, que directamente se traduce en costos de operación.

### Objetivo.

Determinar experimentalmente la densidad y viscosidad de una muestra de crudo, observando la variación de la viscosidad en función de la Temperatura.

### Marco Teórico.

#### 1) Densidad.

La densidad de una sustancia es su masa por unidad de volumen ( $\text{kg/m}^3$ ,  $\text{g/cm}^3$ ,  $\text{lb}_m/\text{ft}^3$ ) [Ec. 5.1]. El volumen específico de una sustancia es el volumen que ocupa una masa unitaria de esa sustancia, es el inverso de la densidad [Ec. 5.2]. Las densidades de sólidos y líquidos puros son básicamente independientes de la presión y varían relativamente poco con la temperatura.

La gravedad específica (o densidad relativa) de una sustancia es la relación entre la densidad de la sustancia y la densidad de una sustancia de referencia a condiciones específicas. La sustancia de referencia que se emplea con mayor frecuencia para sólidos y líquidos es el agua a 4.0°C, que tiene la siguiente densidad:

$$\rho = \frac{m}{V} \quad [5.1]$$

$$\bar{V} = \frac{1}{\rho} \quad [5.2]$$

$$SG = \frac{\rho}{\rho_{ref}} \quad [5.3]$$

$$\rho_{H_2O}|_{4.0^\circ C} = \begin{matrix} 1.000 \text{ g/cm}^3 \\ 1000.0 \text{ kg/m}^3 \\ 62.43 \text{ lb}_m/\text{ft}^3 \end{matrix}$$

Se usa un hidrómetro para medir directamente la densidad relativa de un líquido. Normalmente se utilizan dos escalas hidrométricas, a saber:

1. La escala API que se utiliza para productos de petróleo.
2. Las escalas Baumé, que a su vez usan 2 tipos: uno para líquidos más densos que el agua y otro para líquidos más ligeros que el agua.

Las relaciones entre estas escalas hidrométricas y el peso específico son:

$$^\circ API = \frac{141.5}{GS} - 131.5 \quad [5.4]$$

$$GS = \frac{140}{130 + ^\circ Baumé} \quad [5.4.a]^{xiii}$$

$$GS = \frac{145}{145 - ^\circ Baumé} \quad [5.4.b]^{xiv}$$

## 2) Viscosidad

La viscosidad es la oposición de un fluido a ser deformado, la viscosidad absoluta o dinámica ( $\mu$ ) es la resistencia que presentan los fluidos al desplazamiento de sus capas intermoleculares. Esta propiedad solo se manifiesta en líquidos en movimiento.

La unidad internacional de viscosidad dinámica en el sistema internacional (SI) es el pascal segundo (Pa·s) o también Newton segundo por metro cuadrado (N·s/m<sup>2</sup>), es decir kilogramo por metro segundo (kg/m·s). El poise es la unidad correspondiente en el sistema CGS de unidades y tiene dimensiones de dina segundo por centímetro cuadrado (dyn·s/cm<sup>2</sup>) o

<sup>xiii</sup> Para líquidos más ligeros que el agua.

<sup>xiv</sup> Para líquidos más pesados que el agua.

de gramos por centímetro segundo (g/cm·s). El submúltiplo centipoise (cP),  $10^{-2}$  poises, es la unidad más utilizada para expresar la viscosidad dinámica.

Viscosidad cinemática ( $\nu$ ), es el cociente de la viscosidad dinámica y de la densidad. En el sistema internacional (SI) la unidad de viscosidad cinemática es el metro cuadrado por segundo ( $m^2/s$ ). La unidad CGS correspondiente es el stoke (St), con dimensiones de centímetro cuadrado por segundo ( $cm^2/s$ ) y el centistoke (cSt),  $10^{-2}$  stokes, que es el submúltiplo más utilizado.

El fundamento para los viscosímetros de tubo capilar es la *ley de Hagen-Poiseuille*<sup>xv</sup>. La velocidad volumétrica de flujo Q o caudal.

$$Q = \frac{\pi(\mathcal{P}_0 - \mathcal{P}_L)R^4}{8\mu L} = \frac{V}{t} \quad [5.5]^{xvi}$$

Por lo tanto, la viscosidad es:

$$\mu = \frac{t\pi(\mathcal{P}_0 - \mathcal{P}_L)R^4}{8VL} \quad [5.6]$$

$$\text{Si } k = \frac{\pi R^4}{8VL} \quad [5.7]$$

$$\mu = tk(\mathcal{P}_0 - \mathcal{P}_L) \quad [5.8]$$

Si el líquido fluye únicamente por acción de la gravedad en un tubo en posición vertical, el cambio de presión es el peso que ejerce la columna del líquido en el área de sección trasversal del tubo, esto es:  $\mathcal{P}_0 - \mathcal{P}_L = \rho gL$ . Por lo tanto, la ecuación [5.8] se puede expresar como:

$$\mu = tk\rho gL \quad [5.9]$$

Como k, g y L, son constantes se puede asumir que:  $K = k * g * L$ , entonces:

$$\mu = t * K * \rho \quad [5.10]$$

<sup>xv</sup> El desglose de la ecuación de la ley de Hagen-Poiseuille hecho a partir de la ecuación 2.3-19 del BIRD, R. B., W. E. STEWART Y E. N. LIGHTFOOT, *Fenómenos de Transporte*, 1ª. Ed. México, 2011.

<sup>xvi</sup> El termino  $\mathcal{P}$  representa el efecto combinado de la presión estática y la fuerza de gravitación. Para este caso se define como  $\mathcal{P} = P - \rho gz$ .

Donde K está en función de la geometría del viscosímetro. Podemos ocupar la ecuación anterior para obtener la viscosidad de un fluido usando una viscosidad de referencia conocida, por lo general se usa agua.

$$\frac{\mu}{\mu_{ref}} = \frac{tK\rho}{t_{ref}K\rho_{ref}} \quad [5.11]$$

$$\mu = \frac{t\rho}{t_{ref}\rho_{ref}} \cdot \mu_{ref} \quad [5.12]^{xvii}$$

donde:

$t$  = tiempo en segundos

$\rho$  = densidad en  $g/cm^3$

$\mu$  = viscosidad en  $g/cm \cdot s$

### **Materiales, Equipo y Reactivos.**

- 1 Picnómetro.
- 1 Balanza analítica.
- 1 Termómetro.
- 1 Plato de calentamiento.
- 1 Viscosímetro de Otswald.
- 1 Soporte universal.
- 1 Pinzas de tres dedos o para bureta.
- 1 Jeringa manguera de hule adaptada.
- 1 Baño de hielo.

### **Metodología.**

*Densidad con picnómetro:*

- I. Con ayuda de una balanza pese un picnómetro seco y limpio. Registre este valor junto con el volumen del picnómetro.
- II. Agite el crudo invirtiendo el recipiente que la contenga y en un vaso de precipitados tome una muestra de crudo, llene el picnómetro y tape. Limpie el exceso derramado por fuera de las paredes del picnómetro.
- III. Nuevamente llevar la muestra a la balanza y pesar.

*Con termohidrómetro:*

<sup>xvii</sup> Nótese que la constante K ya no aparece en la ecuación 2.7, por lo que no es necesario determinar.

- IV. Colocar la muestra en la probeta, removiendo las burbujas de aire en la superficie. Se debe tomar una cantidad suficiente de muestra (Mas de 250 ml), que permita al termohidrómetro flotar libremente y a la vez permitir una fácil lectura.
- V. Introducir cuidadosamente el termohidrómetro en la muestra, sin que este toque las paredes de la probeta hasta unas dos divisiones al inicio de la escala y soltarlo lentamente.
- VI. Dejar flotar libremente y durante el tiempo necesario para que el termohidrómetro adquiera reposo y se pueda determinar la lectura en el punto en que la superficie de la muestra corta la escala vertical del termohidrómetro.
- VII. Inmediatamente tomar la temperatura de la muestra, utilizando el termómetro del hidrómetro (si lo posee) o en un termómetro separado para realizar las correcciones necesarias.
- VIII. Calentar la muestra a temperatura de 30°C, 40°C y 50°C en el baño de María y repetir la determinación de la gravedad API a la temperatura correspondiente.

*Viscosidad:*

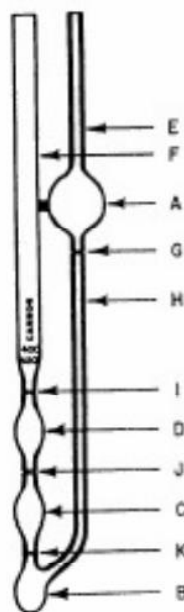
- I. Para introducir la muestra dentro del viscosímetro, invertir el instrumento e introducir el capilar de menor diámetro (Capilar E) en la muestra.
- II. Aplicar succión por el Capilar F, llevando el fluido hasta que quede una pequeña cámara de aire en el Bulbo A.
- III. Extraer el Viscosímetro de la muestra, ubicarlo en su posición vertical normal y limpiar el Capilar E.
- IV. Ubicar el viscosímetro en posición vertical en el soporte Universal por medio de la pinza para bureta, en caso de que la prueba sea a temperatura ambiente.
- V. Permitir que la muestra fluya a través del capilar H, hasta la mitad de llenado del bulbo B. Mantener este nivel hasta el momento de la determinación, colocando un tapón en el Capilar F.
- VI. Retire el tapón del Capilar F e inicie el conteo de tiempo cuando el líquido pase por el aforo K hasta alcanzar el aforo J<sup>xviii</sup>. Estos serán los tiempos para la viscosidad a temperatura ambiente.

<sup>xviii</sup> I. Tomar el tiempo de forma continua. Marcar el en cronometro como vuelta cuando se llegue a la marca J, tiempo C. El tiempo D es que transcurrido entre la marca J e I.



- VII. Para determinar la viscosidad a diferentes temperaturas, caliente por 15 min en baño maría la muestra de crudo ya contenida en el viscosímetro. Se harán determinaciones a Temperatura ambiente, 40°C, 60°C y 80°C.
- VIII. Una vez haya transcurrido el tiempo de transferencia de calor, retirar el baño maría, y realice nuevamente las mediciones del paso VI.

Viscosímetro cannon fenske  
para líquidos opacos.



### Resultados.

1. Calcule el volumen específico, la gravedad específica y °API.
2. Grafique temperatura contra densidad (°API) para cada especie. Explique el comportamiento del gráfico.
3. Calcule la densidad dinámica, densidad cinemática. Reporte los valores en unidades del SI y del CGS correspondiente, reporte el análisis dimensional.
4. Calcule la viscosidad cinemática de la muestra, multiplique el tiempo de flujo en segundos de cada bulbo (tiempo C y tiempo D) por las respectivas constantes de Calibración.

Viscosímetro	Constantes cSt/s	
	C	D
50	0.003911	0.002877
100	0.01506	0.001124
150	0.03334	0.02609
200	0.0948	0.0719
300	0.2486	0.1896
400	1.1760	0.8877

- Reportar la medida de las dos determinaciones como la viscosidad cinemática en Centi Stokes (Cstk).

### 5.2.3. Determinación de Viscosidad Saybolt.

**Tabla 5.2.**

Variable.	Importancia.
Viscosidad Saybolt.	Es importante a la hora de una transferencia de un commodity en el mercado, que este se tenga las características que se le atribuyen, y que estas hayan sido evaluadas por métodos confiables. Por eso es que para la determinación de la viscosidad de productos petrolíferos se usa equipo especializado, con el único fin de garantizar la fidelidad de la propiedad reportada.

### Objetivo.

Determinar la viscosidad cinemática de crudo usando el viscosímetro Saybolt, observando el método normalizado ASTM D-88, obteniendo la viscosidad en SSU para relacionarlas con el SI.

### Marco Teórico.

En la industria petrolera, concretamente a la hora de caracterizar un crudo, es importante determinar la viscosidad por métodos estandarizados que dan fiabilidad a los resultados. Esto debido a que el crudo es un commodity, que naturalmente debe ser trasladado de su lugar extracción a almacenes y a su vez de almacenes a refinerías. Este traslado se realiza mediante oleoductos. Para determinar la carga de las bombas con las que debe ser bombeado y o el diámetro de las tuberías en una refinería, es importante conocer la viscosidad de un crudo.

La técnica de medición de la viscosidad se realiza observándose la norma ASTM 88<sup>xix</sup> [29]. Este método hace referencia a los procedimientos empíricos para determinar la viscosidad Saybolt Universal o Saybolt Furol de productos del petróleo a temperaturas especificadas entre 21° y 99° C (70° y 210° F).

La Viscosidad Saybolt es el tiempo en segundos, corregido, durante el cual fluyen 60 ml de muestra a través de un orificio universal calibrado bajo condiciones específicas. El valor de la viscosidad se informa en segundos Saybolt Universales (SSU) a una temperatura especificada [30].

Viscosidad Saybolt Furol: Es el tiempo en segundos, corregido, durante el cual fluyen 60 ml de muestra a través de un orificio Furol calibrado bajo condiciones específicas. El valor de la viscosidad se informa en segundos Saybolt Furol (SSF) a una temperatura especificada. La palabra Furol es una contracción de las palabras "Fuel and road oils" (aceites y combustibles para carreteras).

La viscosidad Saybolt Furol es, aproximadamente, 1/10 de la viscosidad Saybolt Universal, y es recomendada para la caracterización de los productos del petróleo tales, como el combustible (Fuel- oil) y otros materiales residuales, que tengan viscosidades Saybolt Universales mayores de 1000 segundos.

Consiste en determinar el tiempo en segundos que demora en fluir 60 ml de muestra, a través de un orificio calibrado, medido bajo condiciones cuidadosamente controladas. El tiempo obtenido se corrige por un factor que depende de la abertura del orificio, el cual es reportado como la viscosidad de la muestra a la temperatura de ensayo.



Figura 5.1. Viscosímetro Saybolt.

<sup>xix</sup> Debe de consultarse esta norma y el método que establece para estar mayormente familiarizado con la práctica. También se recomienda consultar la ASTM D 2161 para establecer la relación entre los SSU y las diferentes unidades de Viscosidad dinámica y cinemática.

**Materiales, Equipo y Reactivos.**

- 1 Viscosímetro Saybolt
  - 1 Vasos de precipitados
  - 1 Termómetro
  - 1 Copas Saybolt
  - 2 Probetas graduadas de 100 mL
- Muestra a ensayar en cantidad suficiente (>60 mL)

**Metodología.**

- I. Ubique en el equipo las copas y fije el termómetro en la celda.
- II. Tome una muestra de crudo en un vaso de precipitados. Vierta hasta la marca interna de la celda.
- III. Ingrese la temperatura a la cual se determinará la viscosidad. El equipo automáticamente alcanzara dicha temperatura. Verificar con el termómetro.
- IV. Una vez alcanzada la temperatura, el equipo automáticamente iniciara el ensayo y arrojará como resultado, la viscosidad en SSU.
- V. Repetir la prueba para diferentes temperaturas (15, 30, 45, 60, 75 & 90 °C). Cada vez que se cambie de muestra ha de limpiarse la celda y al final debe dejarse el equipo limpio, para ello usar Varsol<sup>xx</sup> para limpiar la celda del equipo Saybolt.
- VI. Para finalizar apague el equipo, limpie el equipo las celdas usadas con Varsol, lave las copas y retire el termómetro.

**Resultados.**

- 1.- Expresar las viscosidades en SSU de un mismo fluido a diferentes temperaturas.
- 2.- Según la norma ASTM D 2161, convertir la viscosidad Saybolt SSU a las diferentes unidades del sistema internacional.
- 3.- Graficar el comportamiento de la viscosidad en función de la temperatura.

---

<sup>xx</sup> Es de suma importancia que se consulte la ficha de seguridad de esta especie química.

#### 5.2.4. *Contenido de Agua por Destilación.*

Variable	Importancia.
% Vol Agua	En función del contenido de agua y la relación con el volumen, se determina la calidad del crudo y por tanto influye en el momento de fijar su precio. Se busca vender crudo mas no una mezcla de crudo-agua.

#### **Objetivo.**

Determinar el contenido de agua presente en una muestra de crudo por destilación, aplicando la metodología normalizada ASTM D95-99 para relacionar el volumen de agua y con el volumen de crudo.

#### **Marco Teórico.**

*Contenido de Agua:* El conocimiento del contenido de agua de los productos del petróleo es importante en la refinación, compra, venta y transferencia de productos. La cantidad de agua tal como se determina de acuerdo a la norma ASTM D 95 [31], método de ensayo (al 0,05% en volumen más próximo), se puede utilizar para corregir el volumen involucrado en la transferencia de custodia de productos derivados del petróleo y materiales bituminosos.

El material a ensayar se calienta a reflujo con un disolvente inmiscible en agua, que co-distila con el agua en la muestra. El disolvente condensado y el agua se separan continuamente en una trampa, el agua en la sección graduada de la trampa y el disolvente se regresa.

#### **Materiales, Equipo y Reactivos.**

1	Equipo de destilación DEAN & STARK (Balón, trampa y condensador)	Muestra de crudo
2	Vaso de precipitados	Tolueno
1	Probeta 25 mL	
1	Probeta 50 mL	

#### **Metodología.**

- I. Preparar la muestra: El crudo a destilar debe de agitarse completamente durante al menos 1 minuto. Medir 25 mL de la muestra en una probeta y verterlos en el balón del equipo de Destilación. Medir 50 mL de Tolueno con una segunda

probeta y lavar los residuos dejados por el crudo en la primera probeta, vertiendo la mezcla tolueno-crudo en el balón de destilación.

- II. Armar el equipo de destilación: Fijar el balón de destilación y unir con la trampa de agua. Unir el condensador con la trampa de agua: observando que quede completamente unidas las partes esmeriladas en cada unión. Conectar las mangueras al condensador<sup>xxi</sup>.
- III. Iniciar la destilación: Para ello es importante mantener un flujo constante de agua fría el condensador y haber alcanzado una temperatura constante en el balón de Destilación, se deberá observar una ebullición suave y constante. La destilación debe permanecer hasta que la lectura en la trampa de agua permanezca constante, es decir, que indicará que se ha retirado el agua en su totalidad de la mezcla<sup>xxii</sup>. Al alcanzar la lectura constante de agua detener el calentamiento sin suspender la circulación de agua fría, esta será suspendida cuando todo el sistema este frío. Para asegurar tomar la lectura del contenido de agua, se debe de bajar el agua adherida a las paredes internas del condensador.

### **Resultados.**

- I. Reporte el contenido de agua en mL.
- II. Reporte el contenido de agua en porcentaje de volumen, de acuerdo al apartado 10 del procedimiento estandarizado ASTM D95-99.

---

<sup>xxi</sup> La entrada de agua fría es por la parte inferior del condensador.

<sup>xxii</sup> Para garantizar una lectura constante de agua en la trampa, se debe dejar destilando la muestra de 1 h 30 min - 2 h.

5.2.5. *Determinación de Salinidad de un Crudo.***Tabla 5.3.**

<b>Variable.</b>	<b>Importancia.</b>
<b>Concentración de cloruros.</b>	Debe de ser evaluada y controlada constantemente, pues la generan corrosión en líneas ya que desactivan de los catalizadores, lo que traduce inmediatamente en costos de mantenimiento.

**Objetivo.**

Determinar la presencia y concentración de cloruros en un crudo por valoración y por el método normalizado ASTM D 3230, observando y comparando las diferencias que presentan ambos métodos.

**Marco Teórico.**

El método estandarizado para la determinación de sales en un crudo está dado por la norma ASTM D 3230. Este método de prueba es utilizado para determinar la concentración aproximada de cloruros en el crudo, una información que será importante al decidir si o no el crudo necesita desalarse.

El exceso de cloruro en el crudo frecuentemente produce corrosión en las unidades de refinación y también tiene efectos perjudiciales en catalizadores usados en estas unidades. Este método de prueba proporciona un medio rápido y conveniente de determinación aproximada de contenido de cloruro en el crudo y es muy útil en los procesadores de crudo.

El método mide la conductibilidad de una solución de crudo en un solvente de mezcla alcohólica cuando ésta se somete a una tensión eléctrica [32]. Este método de prueba mide la conductibilidad debido a la presencia de cloruros inorgánicos, y otro material conductivo, en el crudo. Un espécimen de prueba homogenizado se disuelve en un solvente de mezcla alcohólica y se coloca en una celda de prueba que consiste en un beaker y un juego de electrodos. Un voltaje se aplica sobre los electrodos, y el flujo actual resultante es medido. El contenido de cloruro (sal) se obtiene por la referencia a una curva de calibración de corriente contra la concentración del cloruro de mezclas conocidas. Las curvas de la calibración están

basadas en patrones preparados aproximados en tipo y concentración de cloruros en el crudo que está siendo medido.

### Materiales, Equipo y Reactivos.

#### Materiales

*Para la valoración con indicador.*

- 2 Probetas 25 mL y 50 mL
- 1 Cilindro Metálico provisto de embolo
- 1 Vaso de precipitados 100 mL
- 1 Pipeta Volumétrica 10 mL
- 2 Tubos para la centrifugación
- 1 Jeringa Hipodérmica con aguja de 5 mL
- 1 Baño María
- 1 Piceta
- 1 Equipo de Centrifugación
- 1 Placa de agitación
- 1 Soporte Universal
- 1 Bureta
- 1 Pinzas para Bureta

#### Reactivos.

- Muestra de Crudo
- Varsol
- Nitrato de Plata
- Desemulsificante
- Cromato de potasio [Indicador]
- Agua Tipo II

*Para el método Estandarizado ASTM D 3230.*

- |  |   |
|--|---|
| 1 Analizador de sal en crudo Digital (Salinometro) | Xileno  |
| 1 Probeta de vidrio con tapón 100 mL               | Solución Alcohólica (63% butanol & 37% metanol anhidro) |
| 1 Pipeta volumétrica 10 mL                         | Aceite Neutro Mineral <sup>xxiii</sup>                  |
| 1 Vaso de precipitados 150 mL                      | Muestra Crudo   |
|  | Soluciones Estándar para el Salinometro                 |
|  | Agua tipo II  |

### Metodología.

*Por valoración con indicador:*

- I. Preparar la muestra: Medir 25 mL de crudo con una probeta y vaciarlo en un cilindro metálico. En otra probeta medir de 37.5 mL a 38 mL de Varsol<sup>xxiv</sup> con el que debe de lavarse el residuo de crudo contenido en la primera probeta, verter la mezcla Varsol – Crudo en el cilindro metálico.

<sup>xxiii</sup> Cualquier aceite refinado libre de sal en una viscosidad de aproximadamente 100 SSU a 100 °F y libre de aditivos.

<sup>xxiv</sup> Es de suma importancia que se consulte la ficha de seguridad de esta especie química.



Con la probeta<sup>xxv</sup> que se midió el Varsol, medir ahora de 37.5 mL a 38 mL de AGUA TIPO II<sup>xxvi</sup>; verter esta cantidad de agua en el cilindro metálico, la mezcla final deberá tener tres componentes, Crudo, Varsol y Agua.

Colocar el émbolo en el cilindro, procurando no atrapar burbujas de aire. Una vez colocado el émbolo, se debe bombear<sup>xxvii</sup> lo que provocará la emulsión de la mezcla, el recorrido del émbolo no deberá exceder una pulgada.

Con el fin de garantizar una emulsión uniforme, calentar a baño María el cilindro a temperatura de 50 °C por 30 min; cada 10 min bombear.

- II. Preparar la solución de Nitrato de Plata con la que se valorará. Realizar los cálculos para 100 mL 0.0282 N de solución estándar.
- III. Centrifugar la muestra: Verter equitativamente la emulsión Crudo, Varsol y Agua, en dos tubos de centrifugación, alternando el llenado de las mismas. A cada tubo agregar dos gotas de desemulsificante y centrifugar por 6 min. Retirar la muestra y con una jeringa extraer el agua de cada tubo. Si el agua saliera contaminada con sólidos, deberá filtrarse al vacío.
- IV. Valorar la muestra: Tomar una alícuota<sup>xxviii</sup> de 10 mL, vaciar la alícuota en un matraz Erlenmeyer de 100 mL y adicionar una gota de indicador. Titular con solución de Nitrato de plata hasta el vire de amarillo a rosado.

*Por el método Estandarizado ASTM D 3230:*

- IV. Preparar el Blanco: En una probeta con tapón de 100 mL, adicionar 15 mL de Xileno, seguidos de 10 mL de aceite neutro mineral medidos con una pipeta volumétrica. Lavar el residuo de aceite en la pipeta con xileno y verter la mezcla en la probeta, la mezcla Xileno – Aceite mineral no debe exceder los 50 mL. Agitar vigorosamente. Adicionar ahora 50 mL de solución Alcohólica, nuevamente agitar y dejar en reposo por 5 min.
- V. Curva de Calibración. La curva de calibración se prepara de forma similar al blanco, salvo que se cambia el aceite neutro mineral por cantidades variables en

<sup>xxv</sup> Se realiza en la misma probeta con el fin de arrastrar los residuos de Varsol aun contenidos en el recipiente, por lo tanto, no es necesario lavar la segunda probeta previa medición de los 38 mL de agua.

<sup>xxvi</sup> El agua de acuerdo a la ASTM 1193:2001 se clasifica en cuatro tipos. El agua Tipo II se prepara por destilación, comúnmente conocida como agua destilada.

<sup>xxvii</sup> Para esta práctica, cada vez que se haga referencia a bombear se deberá hacerse por 25 veces.

<sup>xxviii</sup> Por tratarse de un procedimiento analítico, deberá usarse material volumétrico para la valoración, se recomienda pipeta volumétrica de 10 mL.

volumen de estándares, de acuerdo a la siguiente tabla. Al final se deben lograr los 100 mL, aforando en cantidad variable el Xileno.

<b>Soluciones estándar.</b>		
<b>Sal g/m<sup>3</sup> de crudo</b>	<b>Sal lb/1000 bbl de crudo</b>	<b>Solución diluida. Mezcla de sales mL.</b>
3	1.0	0.3
9	3.0	1.0
15	5.0	1.5
30	10.0	3.0
45	16.0	4.5
60	21.0	6.0
75	26.0	8.0
90	31.0	9.5
115	40.0	12.0
145	51.0	15.0
190	66.0	20.0
215	75.0	22.5
245	86.0	25.5
290	101.0	30.0
430	151.0	45.0

- VI. Realizar la lectura en forma directa del salinometro, para ello vierta el blanco en un vaso de precipitados. Sumerja completamente los electrodos del salinometro y realice su lectura.
- VII. Pepear la muestra. Repita el primer paso, salvo que, en vez de usar aceite neutro mineral, emplee la muestra de crudo.
- VIII. Realizar la lectura en forma directa como en el paso II. De la lectura obtenida debe restarse el banco.

### **Resultados.**

- I. En función del volumen y la concentración de la solución estándar, determinar el contenido de cloruros presentes en la muestra de crudo. Reporte los cálculos realizados y las consideraciones hechas. Reporte la memoria de Cálculo para la preparación de la solución estándar y para la obtención de la concentración de cloruros en el Crudo.
- II. Elabore una curva de calibración, graficando la concentración contra la señal obtenida en el salinometro.

- III. Realice una regresión lineal, con base en a la ecuación obtenida, determine la concentración de cloruros presentes en la muestra de crudo.
- IV. ¿Existen diferencia en los valores obtenidos por ambos métodos? Explique.

#### 5.2.6. Determinación de Ceras Parafínicas, Asfaltenos y Sedimentos.

**Tabla 5.5.**

Variable	Importancia.
% masa ceras parafínicas	Si se cuenta con un contenido elevado de ceras parafínicas, se pueden presentar problemas de taponamiento en las tuberías, lo que provoca riesgos en la operación y el incremento de caídas de presión, por tanto, mayor consumo energético en el bombeado.
% masa asfaltenos	El elevado contenido de asfaltenos se observa en la disminución de los grados °API, lo que repercute directamente en el precio de un crudo. También se hace necesaria su refinación en refinerías de conversión profunda, con el fin de obtener disminuir la producción de cortes pesados.
% masa sedimentos	Si se cuenta con altos contenidos de sedimentos, puede presentarse taponamiento en los oleoductos y líneas de proceso. Esta variable otorga información de la cantidad en masa de a que no se puede obtener ningún rendimiento. Es deseable un contenido bajo de sedimentos.

#### Objetivo.

Determinar el contenido de parafinas, asfáltenos y sedimentos de una muestra de Crudo mediante centrifugación progresiva, observando y analizando los problemas que pueden generarse por los precipitados de compuestos orgánicos.

#### Marco Teórico.

En el campo de la producción de yacimientos petrolíferos es de vital importancia caracterizar claramente la clase o tipo de crudo que se extrae. Dentro de este estudio se incluye el contenido de parafinas y asfáltenos, ya que, al ser éstos componentes pesados del crudo,

pueden generar graves problemas cuando precipitan, principalmente en las líneas de producción, equipos de tratamiento y zonas de almacenamiento.

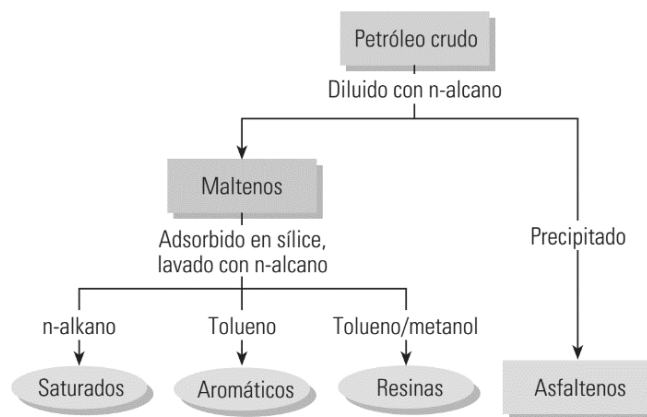
Los asfaltenos son hidrocarburos aromáticos y nafténicos de alto peso molecular, que se encuentran en dispersión coloidal en algunos crudos. Insolubles en n-alcenos, como el n-heptano, el n-heptano, y solubles en tolueno. Son sólidos friables<sup>xxix</sup>, con color oscuro, con una densidad de aproximadamente 1.2 g/cm<sup>3</sup>. Influsibles, es decir, no posee punto de fusión definido, se descomponen con calor generando un residuo carbonoso.

Los asfaltenos están en mayor concentración en crudos pesados, donde suelen mantenerse estables en solución y por tanto no contribuyen al taponamiento de pozos y tuberías. Sin embargo, en crudos ligeros, donde el contenido de asfaltenos es menor, se presentan comúnmente precipitaciones y, por ende, pueden llegar a obturar parcial o totalmente las tuberías.

La parafina, a su vez es una mezcla de hidrocarburos sólida y cristalina. Se caracteriza por su estado sólido a temperatura atmosférica y presenta poca deformación a esta temperatura e incluso bajo presión considerable. Es preciso hacer la distinción entre las Parafinas normales (metano, etano, propano, butano, etc.) y las Ceras Parafínicas. Estas últimas son las causantes de problemas en los pozos y equipos y, por consiguiente, los que interesan en la práctica.

De acuerdo con el peso molecular, punto de fusión, características de cristalización y composición química, estas ceras están clasificadas en dos grandes grupos: *ceras parafínicas propiamente dichas*, y *ceras parafínicas microcristalinas*. Las primeras son de bajo peso molecular y las segundas de alto peso molecular.

En el fraccionamiento SARA (Saturados, aromáticos, resinas y asfaltenos) los asfaltenos se separan de los otros componentes de los hidrocarburos mediante el agregado de un n-alceno, tal como n-heptano.



<sup>xxix</sup> Que se puede desmenuzar, descomponer en sus partes o constituyentes.

**Materiales, Equipo y Reactivos.**

3	Vasos de precipitados 100 mL	Hielo
2	Tubos de vidrio para centrifugación con tapón.	Muestra de crudo
4	Pipeta de 5 mL	n-heptano
1	Gradilla	Tolueno
1	Pinza metálica para tubos	
1	Recipiente para baño de hielo	
1	Cristalizador	
1	Balanza Analítica	
1	Equipo de centrifugación	
1	Horno	

**Metodología.***1.- Para la cuantificación de asfaltenos y parafinas.*

- I. Preparación de las muestras. Pesar y marcar dos tubos para centrifugación en balanza analítica. Pesar en cada tubo de centrifugación 1.000g de crudo<sup>xxx</sup> para luego disolver con n-heptano, llenar el tubo hasta  $\frac{3}{4}$  de capacidad con el solvente. Agitar por 5 min.
- II. Extracción. Centrifugue ambas muestras, coloque los tubos enfrente el uno del otro para no desbalancear. Retire las muestras y decante<sup>xxxii</sup> la solución contenida en los tubos, recibiendo en baño de hielo. Deje el baño de hielo por dos horas<sup>xxxii</sup>.
- III. Al residuo [R1] aun presente en los tubos, nuevamente n-heptano hasta lograr  $\frac{3}{4}$  de volumen del tubo. Agitar por 5 min y llevar nuevamente a centrifugación. Nuevamente decantar y recibir en un recipiente diferente. Repetir esta operación (paso III) hasta lograr que la fase líquida sea clara.
- IV. Secar el residuo [R2] contenido en los tubos en un horno a 90 °C – 100°C por 15 min. Pesar la muestra sin extraerla de los tubos.

*2.- Para la cuantificación de sedimentos (Continuación).*

<sup>xxx</sup> La muestra de crudo debe ser agitada antes de ser vertida en un vaso de precipitados. Colocar el tubo en la balanza y tarar, después de ello dosificar con una pipeta desde el vaso de precipitados hasta el tubo.

<sup>xxxii</sup> La decantación tiene por objeto separar ambas fases formadas, la líquida de la sólida, por tanto, se debe realizar con mucho cuidado para no perder cantidad de sólidos.

<sup>xxxii</sup> Reemplazar el hielo cada vez que sea necesario.

- V. Con el residuo [R3] de la prueba anterior. Disolver con Tolueno hasta  $\frac{3}{4}$  del tubo y agitar por 5 min, centrifugar y decantar. Repetir esta operación (paso V) hasta lograr que la fase líquida sea clara.
- VI. Secar el residuo contenido en los tubos en un horno a  $90^{\circ}\text{C} - 100^{\circ}\text{C}$  por 15 min. Pesar la muestra sin extraerla de los tubos.

### Resultados.

- I. De los sólidos precipitados en el baño de Hielo [R1]. ¿Pueden ser cuantificados? De ser así, proponga una metodología.
- II. Expresar la masa residual [R2] contenida en los tubos, esta es de asfaltenos.
- III. Exprese la masa residual [R3] contenida los tubos, esta es de sedimentos.

#### 5.2.7. Punto de Inflamación (Flash Point) por Copa Cerrada, ASTM D93.

Variable	Importancia.
Flash Point	Otorga información de seguridad y, por tanto, las consideraciones de transporte y almacenamiento. También un Flash Point bajo estará directamente relacionado con el contenido de componentes ligeros en un crudo.

### Objetivo.

Determinar el Flash Point de una muestra de Crudo por copa cerrada bajo el método normalizado ASTM D93, observando y procurando la correcta operación y funcionamiento del equipo.

### Marco Teórico.

Punto de Inflamación o Punto de Chispa (Flash Point): En productos de petróleo. Se define como la mínima temperatura corregida a presión barométrica de 101.3 kPa (1 atm), a la cual la aplicación de una fuente de ignición causa que los vapores de la muestra generen un fogonazo instantáneo.

Todos los productos de petróleo queman y bajo ciertas circunstancias sus vapores se encienden con una violenta explosión. Sin embargo, para que esto ocurra, la cantidad de vapor

en el aire debe estar comprendida entre ciertos límites. Cuando un producto líquido de petróleo es expuesto al aire, algunos de sus vapores causan ciertas concentraciones de vapor y aire. Cuando la temperatura del líquido se eleva, más y más vapores son producidos, aumentando la relación vapor-aire. Eventualmente se llega a una temperatura a la cual la mezcla vapor-aire puede mantener momentáneamente una combustión, si una fuente de ignición está presente.

Esta temperatura es el punto de chispa del producto. Para los combustibles y los solventes, el punto de chispa es usualmente determinado por el método de “recipiente cerrado” (ASTM D-93), para lo cual se calienta la muestra en una cápsula cubierta denominada Pensky-Martens [33]. El mantener la copa cerrada, hace que las condiciones de prueba sean lo más parecidas posibles a los del producto en servicio. Para los productos de petróleo con puntos de chispa mayores a 79 °C (excepto combustibles) se aplica el método de “recipiente abierto” (NORMA ASTM D-92), para lo cual se calienta la muestra en una cápsula abierta denominada Cleveland.

Tanto el punto de chispa como el de encendido de un líquido de petróleo son básicamente medidas de inflamabilidad. El punto de chispa es la temperatura mínima a la cual el líquido está suficientemente evaporado para crear una mezcla de aire y combustible, para arder si es encendida. Como su nombre lo indica, la combustión a esta temperatura sólo se mantiene por un instante. Por el contrario, el punto de encendido significa algo más; éste es la temperatura a la cual el vapor es generado a una velocidad lo suficientemente constante, para mantener la combustión. En ambos casos, la combustión es solamente posible cuando la velocidad de vapor de combustible y de aire, se encuentra dentro de ciertos límites. Una mezcla que sea muy pobre o muy rica, no quemará.

### **Materiales, Equipo y Reactivos.**

Equipo de copa cerrada Pensky-Martens

Muestra de Crudo

- 1 Vaso de precipitados 150 mL

**Metodología.**

Para el Flash Point ASTM D93: Una vez limpio el equipo colocar la muestra<sup>xxxiii</sup> a ensayar hasta la marca interna de la copa. Llevar la copa hasta su base en el equipo y asegurar. En orden deberá colocarse la tapa de copa asegurándose, conectar el agitador, el termómetro para gases, termómetro para la muestra, colocar el ignisor asegurándolo y por último el brazo mecánico. Seleccione en el equipo el tipo de muestra y el ensayo que se realizara (Consulte el manual del equipo). El equipo iniciara el calentamiento automáticamente y determinara el flash point.

Una vez terminada la prueba, limpiar el equipo con solventes que permitan eliminar cualquier residuo presente en la copa. Apagar el equipo asegurando casa sensor en el lugar correspondiente.

**Resultados.**

- I. Reporte la temperatura sin corregir que arroja el equipo.
- II. Reporte el valor de Temperatura Corregido por Presión Atmosférica.
- III. Mediante el seguimiento del método ASTM D93 corrija la temperatura. ¿Es la corresponde esta temperatura con la temperatura corregida que arroja el equipo?

---

<sup>xxxiii</sup> Previa homogenización del total de la muestra, para ello agite el contenedor de crudo.



## CAPÍTULO VI. COMENTARIOS.

En el último año se ha observado la disminución de los precios en los crudos debido a la oferta excesiva comparada con la demanda. Pero la situación particular de la región de Norte América, se ha observado la disminución del WTI en comparación con el Brent. ¿A qué se debe esta disminución del precio de WTI? ¿Está estrechamente relacionado con el incremento de la oferta la disminución de precio de WTI? Lo que ocurre es algo más complejo y que abarca demás variables. La tendencia a la baja de WTI con respecto al crudo del mar del norte debe de EU que rebasaron la capacidad de refinación al sobreproducir crudo que almacena en Cushing. Los crudos de características similares como lo son el de referencia americano y europeo, solo deben de diferenciarse en precio por el costo de transporte hasta el punto de refinación más los costos de refinación.

Atendiendo a lo anterior es que la caracterización de las propiedades de un crudo es importante. Pues la viscosidad otorgara información sobre la carga que deberán ejercer las bombas en los oleoductos, de forma tal que energéticamente no es lo mismo bombear un crudo ligero a un pesado. Ineludiblemente este gasto energético se traduce en costos. A su vez el contenido de azufre, asfaltenos y parafinas, necesariamente requerirán de procesos de tratamiento, conversión o de mejoramiento, lo que nuevamente se traduce en costos. Estos costos son los que influyen en la fijación del precio de un crudo, y están ligados estrechamente a la fijación de precio de cualquier crudo. Por lo tanto, podemos decir, que la oferta y la demanda figan de forma general los precios de los crudos internacionalmente, pero las propiedades de calidad de un hidrocarburo, fijan su precio con respecto a otros crudos, los llamados de referencia.

Lo anterior lo observamos en Estados Unidos, pues el crudo de referencia WTI ahora ha disminuido su precio respecto al Brent. Al incrementarse la producción del WTI y su consecuente abundancia de inventarios en los almacenes de Cushing, provoco que la baja en demanda de importación del Brent. Este costo de transporte desde el mar del norte al golfo era la principal razón de la cotización del WTI sobre el Brent, y al no ser necesaria ya la importación del crudo referente europeo, es que se ven aparejados los precios.

El caso mexicano resulta similar. El país al que exporta en mayor cantidad es Estados Unidos y dada la cercanía geográfica, es que la MME cotizada apenas unos dólares debajo de los crudos de referencia internacional americano y europeo.

La mezcla de mayor reserva en México es el crudo maya, cuyas características hacen que este crudo en el sistema nacional de refinación sea difícil de refinar. Atendiendo a este hecho Petróleos mexicanos anuncio el año pasado la importación de crudo ligero a la par de la exportación de crudo pesado con Estados Unidos. Esta dedición estratégica, se realiza con el fin de lograr aprovechar la capacidad de refinación en México. Esta dedición obedece a dos criterios básicos, uno operativo y otro económico:

1. Las refinorías en México, construidas en las décadas de los 70's y 80's fueron diseñadas para el refinado de crudo ligero, y al cambiar el escenario estas refinorías perdieron capacidad, pues el crudo ligero en México ha ido a la baja; mientras que la producción de crudo pesado ha aumentado. Para lograr procesar este crudo pesado, ahora se pretende ingresar en mezcla el crudo ligero y pesado. Esto disminuirá la producción de cortes pesados como lo es el gasóleo. Durante años en México, la Comisión Federal de Electricidad, compro a PEMEX este hidrocarburo que quemaba para generar energía en las hidroeléctricas, pero los últimos años CFE ha optado por Gas.
2. La operación de una planta petroquímica y química siempre seguirá el principio de intensidad de capital. De igual forma, detener operaciones ineludiblemente conduce a gastos por mantenimiento, de forma tal que las refinorías y plantas petroquímicas siempre conviene económicamente tenerlas operando. Siguiendo este principio es que para incrementar la capacidad del sistema nacional de refinación se opta por ingresar una mezcla de crudos livianos y pesados.

Y es precisamente que entra aquí la necesidad de caracterizar las mezclas resultantes de crudo, para decidir en función de sus propiedades que procesos de refinación deben y pueden aplicarse en considerando los productos deseados. Por eso es pertinente determinar las características de calidad de un crudo. Pues cada carga de refinación es única y particular, dado que cada crudo es único y aun dentro del mismo yacimiento se presentan diferencias. Pero si a

ello añadimos la situación actual que enfrenta Pemex con la importación de crudo ligero, se vuelve potencialmente de interés la caracterización de cada mezcla a refinar.

Por otra parte, existe la posibilidad de ingresar únicamente mezclas mexicanas a las refinerías, pero en este sentido sería necesarias operaciones de refinación orientadas a la conversión profunda y en este sentido, nuevamente se observa la importancia de caracterizar las cargas de crudo a ingresar. Es entonces completamente necesario para el profesional que tenga contacto con la petroquímica en conocer las propiedades que tenga un crudo, pues en función de este podrá decidir si se le otorgan aplicaciones del tipo energético o de tipo petroquímico.

Dentro de la cadena de suministro, es de vital importancia conocer un eslabón antes y después de la operación que se ejecuta. Atendiendo a ello, es que se pueden ofrecer mejores respuestas y propuestas a los mercados, con el enfoque hacia lo que los clientes requieren. El ingeniero petroquímico entonces, necesariamente debe de conocer la procedencia de sus suministros y las características que guardan estos. Por esto también es importante que el ingeniero petroquímico de nuestra facultad sepa caracterizar adecuadamente un crudo, pues atiende a la visión de la cadena de suministro enfocándose en un eslabón previo a la petroquímica, la refinación del crudo. Y la refinación del crudo necesariamente nos conduce no solo a las operaciones, sino a la materia prima que se refina. Por eso también es de importancia la caracterización de las propiedades de calidad de un crudo.

La presente revisión bibliográfica tuvo el objetivo de ofrecer un panorama de como las propiedades de calidad de un crudo influyen en la toma de decisiones y estuvo enfocado en ello. Observándose el panorama actual nacional e internacional. Por eso se propusieron 6 prácticas o metodologías de laboratorio que podrán usar los alumnos de ingeniera petroquímica de nuestra facultad. Se determinó la viscosidad, atendiendo al hecho de que esta propiedad puede influir en la determinación del precio de un crudo en cierta zona. La densidad por su parte, nos otorga información respecto a los rendimientos en productos que podrá tener un crudo dentro de la refinación. El contenido de asfaltenos y parafinas resulta de interés, pues otorga información de forma general a los rendimientos de petroquímicos en particular al igual que los posibles problemas que se presenten en los procesos de conducción hasta los puntos de refino y dentro de las refinerías mismas.

### **CONCLUSIONES.**

Las prácticas que fueron propuestas cumplen con las metodologías estandarizadas de la normatividad ASTM, de forma que se logra el objetivo planteado; dado que se logra proponer técnicas con el fin de evaluar las propiedades de calidad de un crudo.

Los procedimientos para cada una de las propiedades son, de forma general, los que permiten clasificar las principales características que se evalúan al caracterizar un crudo y se propusieron de forma que todas las metodologías estén al alcance de los alumnos de ingeniería petroquímica de la Facultad de Química de la UAEM.

En su conjunto, estas propiedades evaluadas, otorgan información que permite orientar al estudiante de ingeniería petroquímica de la UAEM para que tengan un primer acercamiento respecto al tratamiento que pudiera llevar un crudo en su refinación; también les permitirá tener información suficiente para hacer una primera comparación con los crudos de referencia, para cualquier crudo mexicano, con el WTI de Estados Unidos.

**BIBLIOGRAFÍA.**

1. Reyes, I., (2016) “Formación de petróleo a partir de animales marinos” en *La revista de la industria petrolera*. [En línea] PetroQuiMex. Disponible en: <http://www.petroquimex.com/010911/articulos/5.pdf> [Accesado el 1 de abril de 2016]
2. Wauquier, J., (2004) *El refinado del petróleo*. Edición en español. Madrid, Díaz de Santos.
3. Kraus, R., (1998) “Prospección, perforación y producción de petróleo y gas natural” en *Enciclopedia de Salud y Seguridad en el Trabajo* [En línea] Volumen III. 1998, Ministerio de Trabajo y Asuntos Sociales Subdirección General de Publicaciones. Disponible en: <http://www.insht.es/InshtWeb/Contenidos/Documentacion/TextosOnline/Enciclopedia OIT/tomo3/75.pdf> [Accesado el 29 de febrero de 2016]
4. Domènech, J., (2012) “Brent Blend, WTI... ¿Ha llegado el momento de pensar en un nuevo petróleo de referencia a nivel global?” en *Observatorio de divulgación financiera* [En línea] No. 13. noviembre de 2012. Institut D'estudis Financers, disponible en: <http://www.iefweb.org/es/divulgacion-financiera/observatorio-divulgacion-financiera/doc/30> [Accesado el 30 de abril de 2016]
5. Secretaria de Energía. (2014). “Tipos de Petróleo” en *Instituto Mexicano del Petróleo*. [En línea]. México, disponible en: <http://www.imp.mx/petroleo/?imp=tipos> [Accesado el día 30 de abril de 2016]
6. Ferreyra, J. y G. Choy., (2014) “Relación entre los precios del petróleo Brent y WTI” en *Revista Moneda* [En línea] No. 159. Octubre 2014. Banco Central de Reservas del Perú, disponible en: <http://www.bcrp.gob.pe/docs/Publicaciones/Revista-Moneda/moneda-159/moneda-159-04.pdf> [Accesado el 1 de abril de 2016]
7. Martin-Moreno, J., (2016) “El papel de la OPEP ante los retos de la Nueva Economía del Petróleo” en *Observatorio de divulgación financiera* [En línea] No. 19. marzo de 2016. Institut D'estudis Financers, disponible en: <http://www.iefweb.org/es/divulgacion-financiera/observatorio-divulgacion-financiera/doc/52> [Accesado el 30 de abril de 2016]
8. Scarpellini, S.; Aranda, A. y I. Zabalza, (2008) *Introducción a los mercados energéticos*. Zaragoza, Presas Universitarias de Zaragoza.

9. PMI comercio Internacional., (2016) Tipos de Petróleo Crudo [En línea]. Disponible en: <http://www.pmi.com.mx/Paginas/Tipoproducto.aspx?IdSec=14> [Accesado el 17 de mayo de 2016]
10. Pemex., (2014) Crudo Maya. [En línea]. México, disponible en: <http://www.pemex.com/comercializacion/productos/Paginas/petroleo/crudo-maya.aspx> [Accesado el 15 de mayo de 2016]
11. Pemex., (2014) Crudo Ismo. [En línea]. México, disponible en: <http://www.pemex.com/comercializacion/productos/Paginas/petroleo/crudo-istmo.aspx> [Accesado el 15 de mayo de 2016]
12. Pemex., (2014) Crudo Olmeca. [En línea]. México, disponible en: <http://www.pemex.com/comercializacion/productos/Paginas/petroleo/crudo-olmeca.aspx> [Accesado el 15 de mayo de 2016]
13. Pemex., (2014) Crudo Altamira. [En línea]. México, disponible en: <http://www.pemex.com/comercializacion/productos/Paginas/petroleo/crudo-altamira.aspx> [Accesado el 15 de mayo de 2016]
14. Pemex., (2015) Anuario Estadístico 2014. [En línea]. México, disponible en: <http://www.pemex.com/ri/Publicaciones/Paginas/AnuarioEstadistico.aspx> [Accesado el 17 de mayo de 2016]
15. Comisión nacional de hidrocarburos., (2016) Volumen original, reservas y producción acumulada de hidrocarburos al 1ro. de enero de 2015 [En línea]. Disponible en: <http://www.cnh.gob.mx/5100.aspx> [Accesado el 17 de mayo de 2016]
16. Comisión nacional de hidrocarburos., (2016) Reservas 1P al 1 de enero de 2016. [En línea] México. Disponible en: [www.cnh.gob.mx/\\_docs/Reservas%201P%20OdG%20\(FINAL\).pptx](http://www.cnh.gob.mx/_docs/Reservas%201P%20OdG%20(FINAL).pptx) [Accesado el 30 de abril de 2016]
17. Alexandri, R. et al., (2015) Prospectiva de petróleo crudo y petrolíferos 2015 – 2029. México, Secretaria de Energía.
18. Pereña, J. et al., (2015) Reservas de Hidrocarburos de México al 1 de enero de 2015. [En línea]. México, PEMEX. Disponible en: <http://www.pemex.com/ri/Publicaciones/Reservas%20de%20Hidrocarburos%20Archi>

- vos/20150909%20Reservas%20al%201%20de%20enero%202015\_e.pdf [Accesado el 30 de abril de 2016]
19. Secretaria de Economía., (2016) Seguimiento precio del Petróleo Mezcla Mexicana (MME) [En línea] México, Disponible en: <http://portalweb.sgm.gob.mx/economia/es/energeticos/mezcla-mexicana.html> [Accesado el 15 de abril de 2016]
  20. Mathpro., (2011) Introducción a la refinación del petróleo y producción de gasolina y diésel con contenido de ultra bajo azufre. The International Council on Clean Transportation (icct) [En línea], octubre, Bethesda Maryland, Disponible en: [http://www.theicct.org/sites/default/files/ICCT\\_RefiningTutorial\\_Spanish.pdf](http://www.theicct.org/sites/default/files/ICCT_RefiningTutorial_Spanish.pdf) [Accesado el 24 de abril de 2016]
  21. Granados, E. et al., (2013) “Refinación de petróleo y su impacto económico-tecnológico para la producción de gasolinas en México al 2030” en *Ingeniería Investigación y Tecnología* [En línea] Volumen XIV, No. 4. Octubre-diciembre 2013, Disponible en: <http://www.redalyc.org/articulo.oa?id=40428833002> [Accesado el 30 de mayo de 2016]
  22. Guerrero, L., (2009) “Economía de la refinación” en *Economía Informa* [En línea] No. 359. julio – agosto 2009, Facultad de Economía, UNAM disponible en: <http://www.economia.unam.mx/publicaciones/econinforma/pdfs/359/06luisgerardo.pdf> [Accesado el 3 de abril de 2016]
  23. Allan, D. y P. Davis., (2007) “Revisión de las operaciones de Refinación: Una mirada por detrás del cerco” en *Oilfield Review* [En línea] Volumen 19. No. 2. Otoño de 2007, Schlumberger, disponible en: [http://www.slb.com/~media/Files/resources/oilfield\\_review/spanish07/aut07/p14\\_21.pdf](http://www.slb.com/~media/Files/resources/oilfield_review/spanish07/aut07/p14_21.pdf) [Accesado el 31 de mayo de 2016]
  24. Bird, R.; Stewart, W. y E. Lightfoot, (1960) Fenómenos de Transporte. Edición en español reimpresión 2011, Editorial Reveté.
  25. Akbarzadeh, K. et al., (2007) “Los asfáltenos: Problemáticos pero ricos en potencial” en *Oilfield Review* [En línea] Volumen 19. No. 2. Otoño de 2007. Schlumberger, disponible en: [http://www.slb.com/~media/Files/resources/oilfield\\_review/spanish07/aut07/composite.pdf](http://www.slb.com/~media/Files/resources/oilfield_review/spanish07/aut07/composite.pdf) [Accesado el 30 de mayo de 2016]

26. Salazar, J., (2011) “Guía para la realización de ensayos y clasificación de asfaltos, emulsiones asfálticas y asfaltos rebajados según el Reglamento Técnico Centroamericano (RTCA 75.1.22:047)” en *Métodos y Materiales*. Año 1, Volumen 1, diciembre 2011, pp. 25-38.
27. Araiza, E., (2008) *Determinación del umbral de cristalización de las parafinas en el crudo del campo colorado*. Tesis de Maestría. Bucaramanga Colombia, Facultad de Ingenierías Físicoquímicas, Universidad Industrial del Santander.
28. American Standard for Testing and Materials. ASTM D88 - 07(2013): Standard Test Method for Saybolt Viscosity.
29. American Standard for Testing and Materials. ASTM D2161: Standard Practice for Conversion of Kinematic Viscosity to Saybolt Universal Viscosity or to Saybolt Furol Viscosity.
30. Nieto, F. y J. Molina, (2010) *Guías prácticas de laboratorio de crudos y aguas*. Bogotá, Universidad de América.
31. American Standard for Testing and Materials. ASTM D95-99: Standard Test Method for Water in Petroleum Products and Bituminous Materials by Distillation.
32. American Standard for Testing and Materials ASTM D3230: Standard Test Method for Salts in Crude Oil (Electrometric Method).
33. American Standard for Testing and Materials. ASTM D 93: Standard Test Methods for Flash Point by Pensky-Martens Closed Cup Tester.