

**Estándares y Normas que Transforman:  
Regulaciones API e INEN en las Prácticas  
Petroleras**

Sandra Peña Murillo  
Ana Avilés Tutivén



Sandra Peña Murillo, Universidad de Guayaquil  
Ana Avilés Tutivén, Universidad de Guayaquil

Estándares y Normas que Transforman: Regulaciones API e INEN en las Prácticas Petroleras

Editado por Colloquium  
ISBN: 978-9942-600-74-5  
Primera edición 2025

La obra fue revisada por pares académicos antes de su proceso editorial, en caso de requerir certificación debe solicitarla a: [sbores@colloquium-editorial.com](mailto:sbores@colloquium-editorial.com).

Quedan rigurosamente prohibidas, bajo las sanciones en las leyes, la producción o almacenamiento total o parcial de la presente publicación, incluyendo el diseño de la portada, así como la transmisión de la misma por cualquiera de sus medios, tanto si es electrónico, como químico, mecánico, óptico, de grabación o bien de fotocopia, sin la autorización de los titulares del copyright.

Ecuador 2025



**ING. SANDRA PEÑA MURILLO MS.c.**

*La autora nace en 1977, en Guayaquil. Los estudios Universitarios y de Postgrado los cursa en la Facultad de Ingeniería Química, de la Universidad de Guayaquil; obteniendo el título de Ingeniera Química (2000) y Magister en Ingeniería Ambiental (2008); Magister en Scientiae de la Ingeniería Química (2017). Laboró en Empresas Públicas y Privadas: SGS del Ecuador, Ministerio de Minas y Petróleos, Ministerio del Ambiente, Pacifpetrol, Quibis, Universidad de Guayaquil; donde se desarrolló profesionalmente como: Asistente de Proyectos y Auditorías Ambientales; Laboratorista Control de Calidad en Combustibles (2001-2002); Delegada Regional de Protección Ambiental (2003-2009); Consultor y Asesor Técnico Ambiental (2010- Actual); Docente de Petróleo (2014 - Actual); además de: Directora del Dep. de Planificación y Acreditación (2015) y Directora de Carrera de Ingeniería Química de la Facultad de Ing. Qca de la Universidad de Guayaquil 2015 - 2018; 2022 - Actual.*

*E-mail: sandra.penam@ug.edu.ec*



**Ana Avilés Tutivén**, nació en Guayaquil. De profesión Ingeniera Química (1964).

Tiene postgrados en: Diplomados en Docencia Superior, (1997 y 2010), Especialista, Diplomado Superior y Magister en Auditoría de Gestión de la Calidad, (2005, 2006 y 2008), Diplomado Superior en Gestión de Finanzas (2009), Especialista en Gerencia en Educación Superior (2011), Magister en Docencia y Gerencia de la Educación Superior (2011).

Laboró en la Refinería de la Libertad “Anglo Ecuadorian Oilfields” y en “Oleica”. Ha sido Asesora, en proyectos ambientales y de calidad en ASECAL y SWISSCONTACT-REDEMI, Banco Mundial y Ministerio de Industria, Comercio Exterior, Industrialización, Pesca y Competitividad. Desde 1998 Docente en la Facultad de Ciencias Naturales y Matemáticas de ESPOL. Además, en la **Facultad de Ingeniería Química de la Universidad de Guayaquil** (1977-2014), Gestión de calidad, Documentos de Calidad y Auditorías (Pregrado); Auditorías y Norma ISO 17025(Postgrado); Tutor de Tesis de Pre y Post-grado. Fue directora del Departamento de Petróleo (1994-2004). Fue nombrada “Profesor Honoraria” por el Consejo Universitario, al retirarse de la Universidad de Guayaquil.

aaviles@engineer.com

.....

La verdad en toda su desnudez y pobreza  
es más adorable y santa  
que la mentira disfrazada y suntuosa.



## PRÓLOGO

Este libro es el resultado de varios años de labor y dedicación de las autoras, quienes han aportado su experiencia y tenacidad en el campo hidrocarburífero. El texto constituye una valiosa contribución para nuestra distinguida Facultad y Carrera de Ingeniería Química, reflejando nuestro compromiso continuo como docentes. Se ha desarrollado con entusiasmo y dedicación para los estudiantes de nuestra Facultad y Carrera.

Dirigido a cada uno de los estudiantes, este libro servirá como una guía metodológica que complementará sus conocimientos prácticos. Además, será útil para profesionales del área petrolera, especialmente en los Laboratorios de Análisis, ya que detalla los ensayos más importantes para comprobar las especificaciones del petróleo y sus derivados.

Más que una simple guía, este libro es un Manual de Procedimientos ya que describe detalladamente cada una de las prácticas realizadas por los estudiantes, sirviendo como apoyo para la redacción de sus reportes y proporcionando una estructura esquemática para incursionar en el sector hidrocarburífero, uno de los pilares económicos de nuestro país.

## RESUMEN

La guía metodológica del Laboratorio de Petróleos es una herramienta valiosa tanto para estudiantes como para profesionales y empresas del sector. Fue creada con el objetivo de que cada estudiante pueda reproducir con precisión los ensayos en el laboratorio, adquiriendo la destreza necesaria para aplicarlos en su vida laboral. Cada una de las prácticas incluidas en esta guía es esencial para despejar dudas y resolver problemas en diversas circunstancias. Es decir, si en algún momento necesitan determinar la capacidad requerida para transportar un derivado del petróleo, podrán calcularla en el laboratorio conociendo la gravedad específica del producto. Asimismo, si necesitan evaluar la resistencia de un combustible a bajas temperaturas, podrán realizar esta prueba en el laboratorio. Esta guía metodológica no solo facilita la comprensión y aplicación de técnicas fundamentales en el campo de los hidrocarburos, sino que también prepara a los estudiantes y profesionales para enfrentar y resolver desafíos reales en el ámbito laboral y empresarial.

# CONTENIDO

<b>INTRODUCCIÓN</b> .....	<b>9</b>
<b>FORMATO DE REPORTES DE PRÁCTICA</b> .....	<b>10</b>
<b>INSTRUCTIVO DE PRÁCTICAS DE LABORATORIO DE PETRÓLEO</b> .....	<b>11</b>
<b>PRÁCTICA N° 1: GRAVEDAD ESPECÍFICA</b> .....	<b>14</b>
1.1. <b>DEFINICIONES</b> .....	<b>15</b>
1.2. <b>OBJETIVO</b> .....	<b>18</b>
1.3. <b>MATERIALES E INSTRUMENTOS</b> .....	<b>18</b>
1.4. <b>PROCEDIMIENTO</b> .....	<b>20</b>
1.5. <b>CÁLCULOS</b> .....	<b>21</b>
1.6. <b>PRECISIÓN</b> .....	<b>22</b>
<b>PRÁCTICA N° 2: PRESIÓN DE VAPOR REID</b> .....	<b>25</b>
2.1. <b>OBJETIVO</b> .....	<b>27</b>
2.2. <b>DEFINICIÓN</b> .....	<b>27</b>
2.3. <b>IMPORTANCIA</b> .....	<b>31</b>
2.4. <b>MATERIALES Y EQUIPO</b> .....	<b>31</b>
2.5. <b>PROCEDIMIENTO</b> .....	<b>32</b>
2.6. <b>PARA ACOPLAMIENTO</b> .....	<b>32</b>
2.7. <b>PARA DESACOPLAR</b> .....	<b>33</b>
2.8. <b>PRECISIÓN</b> .....	<b>33</b>
<b>PRÁCTICA N° 3: CORROSIÓN AL COBRE</b> .....	<b>37</b>
3.1. <b>OBJETIVO</b> .....	<b>40</b>
3.2. <b>MATERIALES Y EQUIPOS</b> .....	<b>41</b>
3.3. <b>PROCEDIMIENTO</b> .....	<b>42</b>
3.4. <b>VARIABLES QUE INFLUYEN</b> .....	<b>42</b>
3.5. <b>INTERPRETACIÓN DE RESULTADOS – CORROSIÓN EN COBRE</b> .....	<b>46</b>
3.6. <b>ASTM PTP PARA EL MÉTODO DE ENSAYO ASTM D1275</b> .....	<b>47</b>
<b>PRÁCTICA N° 4: DESTILACIÓN</b> .....	<b>49</b>
4.1. <b>PETRÓLEO</b> .....	<b>49</b>
4.2. <b>PROPIEDADES DEL CRUDO DE PETRÓLEO</b> .....	<b>50</b>
4.3. <b>FUNDAMENTO DE LA OPERACIÓN DE DESTILACIÓN</b> .....	<b>51</b>
4.4. <b>OBJETIVO</b> .....	<b>53</b>
4.5. <b>CLASIFICACIÓN DEL PETRÓLEO SEGÚN SU GRAVEDAD API</b> .....	<b>53</b>
4.6. <b>EQUIPOS Y MATERIALES</b> .....	<b>54</b>
4.7. <b>PROCEDIMIENTO</b> .....	<b>54</b>
4.8. <b>CÁLCULOS</b> .....	<b>56</b>

<b>PRÁCTICA N°5: PRUEBA DOCTOR.....</b>	<b>58</b>
<b>5.1. PRINCIPIO DE LA PRUEBA.....</b>	<b>58</b>
<b>5.2. PROCEDIMIENTO DE LA PRUEBA.....</b>	<b>58</b>
<b>5.3. FUNDAMENTACIÓN DEL MÉTODO.....</b>	<b>59</b>
<b>5.4. DETECCIÓN CUALITATIVA DE MERCAPTANOS .....</b>	<b>59</b>
<b>5.5. DETECCIÓN DE AZUFRE ELEMENTAL .....</b>	<b>60</b>
<b>5.6. NAFTA.....</b>	<b>61</b>
<b>5.7. OBJETIVO .....</b>	<b>61</b>
<b>5.8. MATERIALES Y REACTIVOS.....</b>	<b>61</b>
<b>5.9. PROCEDIMIENTO.....</b>	<b>62</b>
<b>5.10. RESULTADOS E INTERPRETACIÓN .....</b>	<b>63</b>
<b>PRÁCTICA N°6: TOLERANCIA AL AGUA.....</b>	<b>65</b>
<b>6.1. ESPECIFICACIONES Y CONTROLES.....</b>	<b>66</b>
<b>6.2. RAZONES PARA LA BAJA TOLERANCIA DE AGUA.....</b>	<b>67</b>
<b>6.3. GESTIÓN Y MANEJO DEL AGUA EN EL COMBUSTIBLE .....</b>	<b>67</b>
<b>6.4. JET A1.....</b>	<b>68</b>
<b>6.5. OBJETIVO .....</b>	<b>69</b>
<b>6.6. IMPLICACIONES OPERATIVAS Y DE MANTENIMIENTO .....</b>	<b>69</b>
<b>6.7. FUNDAMENTO DE LA OPERACIÓN DE DESTILACIÓN.....</b>	<b>70</b>
<b>6.8. EQUIPOS QUE SE UTILIZAN.....</b>	<b>70</b>
<b>6.9. REACTIVOS Y MATERIALES.....</b>	<b>71</b>
<b>6.10. PROCEDIMIENTO.....</b>	<b>71</b>
<b>6.11. REPORTE .....</b>	<b>71</b>
<b>6.12. PROCEDIMIENTO PARA MEDIR EL AGUA DESTILADA .....</b>	<b>71</b>
<b>6.13. OBSERVACIÓN .....</b>	<b>72</b>
<b>PRÁCTICA N°7: PUNTO DE ANILINA.....</b>	<b>73</b>
<b>7.1. SOLVENTES Y PRODUCTOS QUÍMICOS.....</b>	<b>75</b>
<b>7.2. ECONOMÍA Y RECURSOS.....</b>	<b>75</b>
<b>7.3. OBJETIVO .....</b>	<b>75</b>
<b>7.4. ESTRUCTURA.....</b>	<b>76</b>
<b>7.5. DEFINICIÓN.....</b>	<b>76</b>
<b>7.6. APLICACIONES DEL PUNTO DE ANILINA .....</b>	<b>77</b>
<b>7.7. REACTIVOS.....</b>	<b>78</b>
<b>7.8. MATERIALES Y /O EQUIPOS.....</b>	<b>78</b>
<b>7.9. PROCEDIMIENTO.....</b>	<b>79</b>
<b>7.10. PRECISIÓN.....</b>	<b>80</b>
<b>PRÁCTICA N°8: NÚMERO DE CETANO.....</b>	<b>84</b>
<b>8.1. CLASIFICACIÓN DEL DIÉSEL EN ECUADOR.....</b>	<b>85</b>
<b>8.2. COMPORTAMIENTO DEL COMBUSTIBLE DIESEL CON RESPECTO AL NÚMERO DE CETANO .....</b>	<b>86</b>
<b>8.3. CARACTERÍSTICAS DEL DIÉSEL.....</b>	<b>86</b>
<b>8.4. DEFINICIÓN DE NÚMERO DE CETANO .....</b>	<b>86</b>
<b>8.5. CÁLCULOS .....</b>	<b>87</b>
<b>5 8.6. LIMITACIONES DE LA ECUACIÓN.....</b>	<b>88</b>

<b>8.7. RECOMENDACIONES PARA MEDIR EL ÍNDICE DE CETANO .....</b>	<b>88</b>
<b>PRÁCTICA N°9: PUNTO DE INFLAMACIÓN COPA CERRADA.....</b>	<b>90</b>
<b>9.1. PUNTO DE INFLAMACIÓN.....</b>	<b>90</b>
<b>9.2. PUNTO DE INFLAMACIÓN EN COPA CERRADA .....</b>	<b>90</b>
<b>9.3. MÉTODO DE COPA CERRADA PENSKY-MARTENS .....</b>	<b>91</b>
<b>9.4. OBJETIVO .....</b>	<b>92</b>
<b>9.5. ALCANCE.....</b>	<b>92</b>
<b>9.6. APLICACIÓN A LÍQUIDOS CON CARACTERÍSTICAS ESPECIALES.....</b>	<b>92</b>
<b>9.7. DETECCIÓN DE CONTAMINACIÓN.....</b>	<b>93</b>
<b>9.8. MATERIALES Y EQUIPOS.....</b>	<b>93</b>
<b>9.9. PREPARACIÓN DE EQUIPOS.....</b>	<b>94</b>
<b>9.10. PROCEDIMIENTO.....</b>	<b>94</b>
<b>PRÁCTICA N°10: PUNTO DE INFLAMACIÓN COPA ABIERTA .....</b>	<b>98</b>
<b>10.1. EQUIPO MANUAL DE PUNTO DE INFLAMACIÓN DE COPA ABIERTA.....</b>	<b>98</b>
<b>10.2. COPA DE ENSAYO.....</b>	<b>98</b>
<b>10.3. FUENTE DE CALOR.....</b>	<b>99</b>
<b>10.4. METODOLOGÍA DEL EQUIPO CLEVELAND .....</b>	<b>99</b>
<b>10.5. VENTAJAS DEL MÉTODO.....</b>	<b>99</b>
<b>10.6. OBJETIVO .....</b>	<b>100</b>
<b>10.7. ALCANCE.....</b>	<b>100</b>
<b>10.8. DEFINICIÓN.....</b>	<b>100</b>
<b>10.9. PUNTO DE INFLAMACIÓN.....</b>	<b>100</b>
<b>10.10. PUNTO DE COMBUSTIÓN.....</b>	<b>100</b>
<b>10.11. APLICACIONES.....</b>	<b>100</b>
<b>10.12. DISPOSITIVO DE MEDICIÓN DE TEMPERATURA .....</b>	<b>101</b>
<b>10.13. EQUIPOS Y MATERIALES .....</b>	<b>101</b>
<b>10.14. PREPARACIÓN DE LA MUESTRA.....</b>	<b>101</b>
<b>10.15. PREPARACIÓN.....</b>	<b>102</b>
<b>10.16. PRECISIÓN - REPETIBILIDAD .....</b>	<b>104</b>
<b>10.17. REPRODUCIBILIDAD .....</b>	<b>104</b>
<b>PRÁCTICA N°11: VISCOSIDAD.....</b>	<b>106</b>
<b>11.1. ACEITES LUBRICANTES .....</b>	<b>106</b>
<b>11.2. VISCOSIDAD .....</b>	<b>106</b>
<b>11.3. FACTORES QUE INFLUYEN EN LA VISCOSIDAD .....</b>	<b>108</b>
<b>11.4. ALMACENAMIENTO DE FLUIDOS VISCOSOS DECLARADOS EN UNA CERTIFICACIÓN.....</b>	<b>108</b>
<b>11.5. VISCOSÍMETRO DE TIPO SAYBOLT .....</b>	<b>108</b>
<b>11.6. OBJETIVO .....</b>	<b>109</b>
<b>11.7. DEFINICIÓN.....</b>	<b>109</b>
<b>11.8. VISCOSIDAD SAYBOLT.....</b>	<b>110</b>
<b>11.9. MATERIALES Y EQUIPOS.....</b>	<b>111</b>
<b>11.10. PROCEDIMIENTO .....</b>	<b>111</b>
<b>11.11. CÁLCULOS .....</b>	<b>113</b>
<b>6 PRÁCTICA N° 12 VISCOSIDAD CINEMÁTICA.....</b>	<b>116</b>

<b>12.1. VISCOSIDAD CINEMÁTICA.....</b>	<b>116</b>
<b>12.2. OBJETIVO .....</b>	<b>118</b>
<b>12.3. DEFINICIONES.....</b>	<b>118</b>
<b>12.4. INSTRUMENTAL.....</b>	<b>119</b>
<b>12.5. MATERIALES AGUA.....</b>	<b>119</b>
<b>12.6. SOLVENTES .....</b>	<b>119</b>
<b>12.7. SOLUCIÓN / DE ÁCIDO CRÓMICO.....</b>	<b>120</b>
<b>12.8. PROCEDIMIENTO.....</b>	<b>120</b>
<b>12.9. CÁLCULOS .....</b>	<b>121</b>
<b>12.10. PRECISIÓN .....</b>	<b>122</b>
<b>12.11. INFORME DE RESULTADOS .....</b>	<b>124</b>
<b>PRÁCTICA N° 13 PUNTO DE ESCURRIMIENTO.....</b>	<b>127</b>
<b>13.1. OBJETIVO .....</b>	<b>127</b>
<b>13.2. ALCANCE.....</b>	<b>127</b>
<b>13.3. RESUMEN .....</b>	<b>128</b>
<b>13.4. DEFINICIONES.....</b>	<b>129</b>
<b>13.5. MATERIALES Y EQUIPOS .....</b>	<b>130</b>
<b>13.6. TEMPERATURAS DEL BAÑO .....</b>	<b>130</b>
<b>13.7. PROCEDIMIENTO.....</b>	<b>131</b>
<b>13.8. LECTURA DEL TERMÓMETRO .....</b>	<b>131</b>
<b>13.9. PRECISIÓN - REPETIBILIDAD.....</b>	<b>134</b>
<b>13.10. REPRODUCTIBILIDAD .....</b>	<b>134</b>
<b>13.11. INFORME DE RESULTADOS .....</b>	<b>134</b>
<b>PRÁCTICA N° 14 AGUA POR CREPITACIÓN .....</b>	<b>136</b>
<b>14.1. CREPITACIÓN.....</b>	<b>136</b>
<b>14.2. VENTAJAS.....</b>	<b>139</b>
<b>14.3. OBJETIVO .....</b>	<b>141</b>
<b>14.4. MATERIALES Y EQUIPOS .....</b>	<b>141</b>
<b>14.5. PROCEDIMIENTO.....</b>	<b>141</b>
<b>PRÁCTICA N° 15 DETERMINACIÓN DE HOLLÍN .....</b>	<b>143</b>
<b>15.1. HOLLÍN .....</b>	<b>144</b>
<b>15.2. EFECTOS DEL HOLLÍN EN EL MEDIO AMBIENTE.....</b>	<b>146</b>
<b>15.3. OBJETIVO .....</b>	<b>147</b>
<b>15.4. MATERIALES.....</b>	<b>148</b>
<b>15.5. PROCEDIMIENTO.....</b>	<b>148</b>
<b>PRÁCTICA N° 16 PUNTO DE GOTA .....</b>	<b>152</b>
<b>16.1. PUNTO DE GOTA.....</b>	<b>152</b>
<b>16.2. LA GRASA EN LA LUBRICACIÓN INDUSTRIAL.....</b>	<b>152</b>
<b>16.3. PROPIEDADES DE LA GRASA.....</b>	<b>154</b>
<b>16.4. OXIDACIÓN DE GRASAS .....</b>	<b>154</b>
<b>16.5. OBJETIVO .....</b>	<b>155</b>
<b>16.6. DEFINICIONES.....</b>	<b>155</b>
<b>16.7. MATERIALES Y EQUIPOS .....</b>	<b>156</b>

<b>16.8. PROCEDIMIENTO.....</b>	<b>157</b>
<b>16.9. PRECISI3N.....</b>	<b>158</b>
<b>PR3CTICA N3 17 DETERMINACI3N DE DUREZA .....</b>	<b>161</b>
<b>17.1. DUREZA DE LAS GRASAS.....</b>	<b>162</b>
<b>17.2. CONSISTENCIA DE UNA GRASA LUBRICANTE .....</b>	<b>164</b>
<b>17.3. OBJETIVO .....</b>	<b>165</b>
<b>17.4. DEFINICI3N.....</b>	<b>166</b>
<b>17.5. MATERIALES Y EQUIPOS .....</b>	<b>166</b>
<b>17.6. TRATAMIENTO DE MUESTRA.....</b>	<b>166</b>
<b>17.7. PROCEDIMIENTO.....</b>	<b>166</b>
<b>Referencias Bibliogr3ficas.....</b>	<b>180</b>
<b>Anexos .....</b>	<b>189</b>

## INTRODUCCIÓN

Al presentar este resumen de los ensayos en el análisis de hidrocarburos, basados en las Normas ASTM y/o INEN, se busca proporcionar al estudiante una herramienta que le permita realizar de manera breve y sencilla las diferentes prácticas de laboratorio.

Esta Guía Metodológica incluye 17 técnicas que se desarrollan en el Laboratorio de Petróleo y Petroquímica. Utilizando los materiales disponibles en el laboratorio, los estudiantes pueden llevar a cabo las prácticas descritas.

La mayoría de los ensayos están orientados a determinar las especificaciones de productos como gasolina, diésel, JP1, aceites y grasas lubricantes. Cada técnica detalla el objetivo de la práctica, los equipos, materiales, reactivos, procedimientos, cálculos, interpretación de resultados y precisión.

El libro se ha elaborado como un recurso educativo y académico para los estudiantes de la Carrera de Ingeniería Química, así como para cualquier persona interesada en aprender y aplicar estos análisis a los derivados del petróleo.

## FORMATO DE REPORTES DE PRÁCTICA

Título de la Práctica:		Norma Aplicada:
Fecha de la Realización:		<b>Fecha de Entrega:</b>
<b>Nombre del Estudiante:</b>	<b>Grupo</b>	<b>Día- Hora</b>
Objetivo de la Práctica:		
TEORÍA		
Materiales:	Equipos:	
Procedimiento:		
Gráficos:		
Datos y Cálculos:		
Observaciones y Recomendaciones:		
Bibliografía:		
Conclusiones:		
Anexos		
Firma del Estudiante:	Firma del Docente:	

## **INSTRUCTIVO DE PRÁCTICAS DE LABORATORIO DE PETRÓLEO**

Es fundamental que, al ingresar al Laboratorio de Petróleo, los alumnos estén familiarizados con las normas, reglamentos y leyes que rigen su funcionamiento. Esto incluye necesariamente seguir las instrucciones proporcionadas por el docente facilitador, ya que estas directrices son esenciales para prevenir cualquier incidente o accidente en el laboratorio.

Se destacan las siguientes normas:

1. Las prácticas se realizarán de acuerdo al horario establecido para cada grupo.
2. El cambio de grupo se permitirá solamente con la autorización del profesora y solo por razones de extrema necesidad.
3. Las clases iniciarán, después de 10 minutos, de la hora establecida; después de ello, no se permitirá el ingreso de ningún estudiante a la práctica.
4. Los estudiantes están obligados a usar Mandil de algodón, caso contrario, no podrá asistir a la práctica.
5. En la práctica, cada estudiante o grupo se hará responsable del material y equipos empleados, y en caso de daño, el grupo tendrá que reintegrarlo.
6. Los residuos líquidos se desecharán en el recipiente designado para los mismos.
7. No comenzar una práctica sin autorización.
8. No fumar, ni usar gorras en el laboratorio.
9. No tocar los compuestos químicos con la mano; para manipularlos use cápsulas y pinzas, si son sólidos o pipetas si son líquidos.
10. El material utilizado en cada práctica debe ser lavado con detergente y abundante agua, y luego colocarlos en la estufa.
11. Lavarse las manos, antes, durante y después de finalizada cada práctica.

12. La asistencia será controlada. Su ausencia imposibilita la recepción del Reporte cuya nota será de cero en dicha práctica.
13. El estudiante que no asista a las prácticas no podrá recuperarlas, a excepción de que dicha falta sea por motivos de salud.
14. El estudiante debería presentar el informe de la práctica realizada, de acuerdo con el formato señalado, después de 48 horas, por ninguna razón se recibirá posteriormente.



# PRÁCTICA N° 1

## PRÁCTICA N°1

### DETERMINACIÓN DE LA GRAVEDAD ESPECÍFICA Y DENSIDAD DEL PETRÓLEO Y SUS DERIVADOS POR MEDIO DEL HIDRÓMETRO

Método ASTM D 1298  
Método ASTM D 4052

Método INEN 684

Este método ASTM D 1298, describe el procedimiento para la determinación de la Gravedad Específica y de los grados API del petróleo crudo y de sus derivados, por medio de un hidrómetro de vidrio. Los resultados se determinan a 60 °F o se convierten a esta temperatura por medio de las Tablas de corrección ASTM, IP.

Es conocido que los hidrocarburos líquidos tienen la propiedad física de expandirse o contraerse molecularmente, cuando su temperatura a la que están sometidos cambia, por lo que su densidad variará, a mayor temperatura menor densidad ya menor temperatura mayor su densidad. La densidad del petróleo es la que nos informa sobre la cantidad de masa por unidad de volumen que tiene un crudo. La gravedad específica es la relación que existe entre la densidad del líquido (crudo o derivado) respecto a la densidad del agua a la temperatura de referencia de 60 °F o 15,6 °C.

Este parámetro nos permite conocer cuán pesado o liviano es un derivado de petróleo que se encuentra en un tanque o buque que lo transporta. Mientras más denso pesado es el hidrocarburo, ejercerá mayor presión hidrostática en las paredes del tanque, por lo tanto, es importante conocer estas unidades, para el diseño del tanque o embarcaciones para su transporte. Conocer los grados API de un petróleo es muy importante para definir su calidad y precio, entre más alto sea el API hasta cierto punto, tiene mayor valor comercial; este ensayo permite clasificar al petróleo en: extrapesado, pesado, mediano y liviano (según clasificación API). También conocer el API de un crudo es importante en situaciones de derrames en tierra, ya que, conociendo su grado

API, podríamos predecir el tiempo en qué llegará el crudo a un cuerpo receptor, un crudo de 15°API demorará más tiempo que un crudo de 25°API, porque es más pesado, ya que posee una gravedad específica mayor (15°API = 0.964 (SG), que el crudo de 25°API = 0,902. (INEN, 2001).

## 1.1. DEFINICIONES

La gravedad específica es una medida fundamental en la caracterización de fluidos, particularmente en el ámbito de los hidrocarburos y productos derivados del petróleo. Esta propiedad se define como la relación entre el peso de un volumen dado del producto y el peso de un volumen igual de agua. Es decir, se compara cuánto pesa el producto en cuestión en comparación con el mismo volumen de agua, proporcionando una indicación de la densidad relativa del producto. (Cotos, 2019)

En los análisis de laboratorio y las aplicaciones industriales, la gravedad específica es crucial porque permite determinar la calidad y las propiedades físicas del producto. Es decir, en el sector petrolero, conocer la gravedad específica de un combustible puede influir en su clasificación, manipulación y rendimiento en diferentes condiciones. (Avendaño & Gutiérrez, 2020).

El método estándar para determinar la gravedad específica establece una temperatura de referencia de 60°F (15,6°C) tanto para el producto como para el agua. Esta temperatura se elige para asegurar la consistencia y comparabilidad de los resultados, ya que la densidad de los líquidos varía con la temperatura. Mantener una temperatura de referencia común elimina las variaciones que podrían surgir debido a cambios de temperatura, permitiendo comparaciones precisas entre diferentes muestras y estableciendo un estándar unificado para la industria.

El petróleo crudo es una mezcla compleja de compuestos químicos,

predominantemente compuesta por hidrocarburos, que son cadenas moleculares formadas por átomos de carbono e hidrógeno. Estas cadenas pueden variar en longitud y estructura, desde hidrocarburos simples como el metano (CH<sub>4</sub>) hasta cadenas largas y complejas como las encontradas en el asfalto. (Avendaño & Gutiérrez, 2020).

Además de los hidrocarburos, el petróleo crudo contiene pequeñas cantidades de compuestos que incluyen oxígeno, nitrógeno y azufre. Estos elementos están presentes en diversas formas, como alcoholes, ácidos, aminas y sulfuros. Aunque están en menores proporciones, estos compuestos tienen una influencia significativa en las propiedades del petróleo crudo y en los productos derivados de su refinación.

Para la industria petroquímica, la temperatura de ebullición es la propiedad física más crucial del petróleo, ya que permite la separación de sus componentes a través de la destilación en diferentes etapas de calentamiento. Según López, et al., (2018) este proceso es fundamental porque, una vez que las fracciones del petróleo se separan a temperaturas específicas, pueden ser purificadas y refinadas de acuerdo, a su uso final. Por ejemplo, algunos productos se destinan a la producción de combustibles, mientras que otros se utilizan en la fabricación de productos químicos y plásticos.

Además, el contenido de azufre y metales pesados en el crudo impacta significativamente su valor. La presencia de estos elementos no solo complica el proceso de refinación, sino que también incrementa los costos debido a los tratamientos necesarios para su remoción. La eliminación de azufre es esencial para cumplir con las normativas ambientales y evitar la corrosión en los equipos, mientras que la reducción de metales pesados es crucial para evitar daños en los catalizadores y mejorar la calidad de los productos finales. Por lo tanto, un petróleo con bajo contenido de azufre y metales pesados es más valioso y deseable en el mercado, ya que reduce los costos de procesamiento y mejora la eficiencia de la producción petroquímica.

La gravedad específica es un término clave en la industria de los combustibles y en otras aplicaciones relacionadas con líquidos. Se define como la relación entre el peso de un volumen dado de un líquido, como un combustible, y el peso del mismo volumen de

agua a una temperatura de referencia de 60 °F (15,6 °C).

Esta medida es crucial porque proporciona una forma de comparar la densidad de diferentes líquidos sin depender de las variaciones de temperatura. Al utilizar agua como referencia, que tiene una densidad bien establecida a 60 °F, se asegura consistencia en las mediciones y se facilita la comparación entre distintos productos. La función especial de la densidad relativa a 60/60°F. si se tiene una gravedad específica, para llevarla a °API se usa la siguiente fórmula:

$$^{\circ}API = \frac{141,5}{SG \times \frac{60}{60}} - 131,5$$

(Núñez Flores, 2019)

El petróleo se clasifica en categorías como liviano, mediano, pesado y extrapesado, basándose en la medición de su gravedad °API.

**CRUDO LIVIANO:** El crudo liviano, definido por un grado API superior a 31.1, es especialmente valioso en la industria petrolera debido a su alta concentración de hidrocarburos de bajo peso molecular. Esta característica no solo facilita su transporte, reduciendo costos logísticos y riesgos asociados, sino que también optimiza el proceso de refinación. La capacidad de producir mayores cantidades de combustibles clave, como diésel, queroseno y gasolina, convierte al crudo liviano en una materia prima preferida. En un contexto donde la demanda de estos combustibles sigue siendo alta, contar con un crudo que maximice su producción es estratégicamente ventajoso, tanto económicamente como desde una perspectiva de eficiencia energética. (Rueda et al., 2023)

**CRUDO MEDIANO:** El crudo mediano, con un grado API que oscila entre 22 y 29.9, presenta una concentración media de hidrocarburos de bajo peso molecular, lo que facilita su transporte y manejo. Este tipo de petróleo ofrece un equilibrio ideal entre facilidad de refinación y versatilidad en su uso final. No solo es capaz de producir combustibles esenciales, sino que también proporciona materias primas valiosas para la producción de polímeros y parafinas. Esta dualidad en su utilidad lo convierte en una opción atractiva para las refinerías que buscan diversificar sus productos finales, maximizando su rentabilidad y adaptabilidad a las fluctuaciones del mercado. En un entorno donde la demanda de

productos derivados del petróleo es diversa, el crudo mediano ofrece una solución balanceada que satisface múltiples necesidades industriales y comerciales. (Rueda et al., 2023)

**CRUDO PESADO:** El crudo pesado, con un grado API entre 10 y 21.9, tiene una alta concentración de hidrocarburos de mediano peso molecular, lo que complica su transporte debido a su mayor viscosidad y densidad. Sin embargo, este tipo de petróleo es muy valioso por su capacidad para producir una amplia gama de productos. Es especialmente buscado para la obtención de parafinas, polímeros, aceites y combustibles. Su riqueza en componentes más pesados lo hace ideal para la producción de productos industriales y especializados. Aunque su manejo y refinación pueden ser más costosos y técnicamente desafiantes, el crudo pesado ofrece una fuente abundante de materias primas esenciales para diversas aplicaciones industriales, lo que justifica su extracción y procesamiento a pesar de los desafíos logísticos. La capacidad de convertir este recurso en productos de alto valor añadido es una ventaja estratégica en el mercado energético y de materiales. (Rueda et al., 2023)

**CRUDO EXTRAPESADO:** Los crudos extrapesados, con un grado API igual o inferior a 10, presentan una baja concentración de hidrocarburos de alto peso molecular, lo que los hace extremadamente densos y difíciles de transportar. Sin embargo, su densidad y composición los convierten en una fuente invaluable de productos específicos como aceites, parafinas, polímeros y betunes. A pesar de los desafíos logísticos y tecnológicos asociados con su extracción y transporte, estos crudos ofrecen materias primas cruciales para diversas industrias, especialmente aquellas que requieren productos más pesados y duraderos. La inversión en tecnologías avanzadas para manejar y procesar crudos extrapesados puede ser costosa, pero los beneficios obtenidos en términos de producción de materiales especializados justifican estos esfuerzos. Además, el aprovechamiento de crudos extrapesados contribuye a diversificar las fuentes de materias primas y a asegurar un suministro más estable de productos esenciales en el mercado. (Rueda et al., 2023)

## 1.2. OBJETIVO

Conocer la densidad relativa del petróleo y sus derivados.

## 1.3. MATERIALES E INSTRUMENTOS

- Hidrómetros de vidrio

- Termómetro (Tabla 1)
- Cilindro de vidrio o plástico transparente

**Tabla 1. Especificaciones de termómetros**

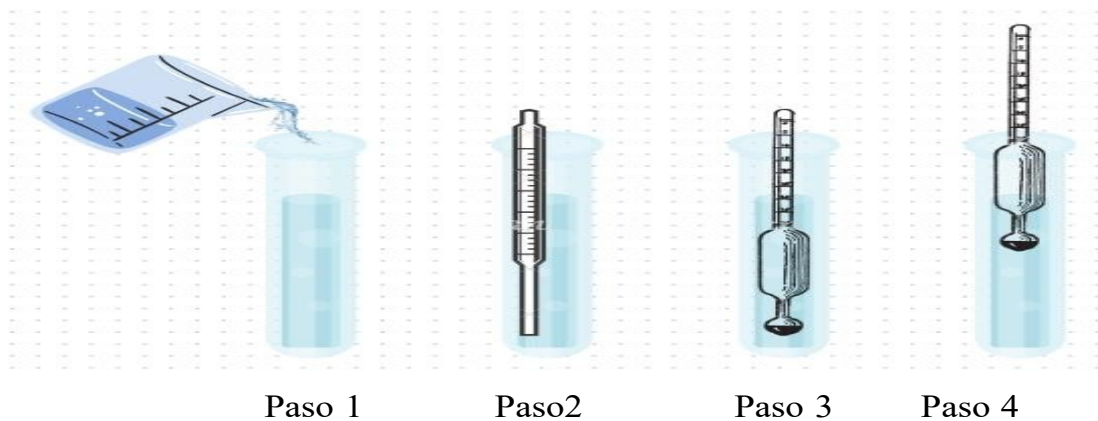
Especificación	Tipo	Escala	Rango	Graduación Intervalo	Escala Error
IP 64	Densidad	°C	-20 A +102	0.2	±0.1
EI N°12C	Gravedad	°C	-20 A +102	0.2	±0.1
IP 64 F	Densidad relativa (Grav. Especifica)	°F	-5 a +215	0.5	±0.25
E1N°12 F	Gravedad	°F	-5 a +215	0.5	±0.25

*Fuente: Norma INEN 684 - Norma ASTM D 1298 Standard Method*

#### 1.4. PROCEDIMIENTO

- Verter la muestra dentro de la probeta limpia, sin salpicar, evitando, la formación de burbujas de aire.
- Colocar la probeta que contiene la muestra en un lugar libre de corriente de aire. Durante el periodo de prueba, la temperatura de la muestra no debe variar en más de 5°F.
- Sumergir el hidrómetro suavemente dentro de la probeta que contiene la muestra, y cuando se haya asentado, sumerja, una o dos divisiones de la escala dentro del líquido y después suéltese el hidrómetro.
- Mantener seco el resto del vástago, ya que el líquido innecesario sobre el vástago cambia el peso efectivo del instrumento y afecta la lectura.
- Cuando, el hidrómetro ha quedado inmóvil, flotando libremente y la temperatura de la muestra, es constante dentro de 0,2 °F, lea el hidrómetro, hasta la más próxima media división de la escala (figura N°1). (INEN, 2002).

**Figura 1. Procedimiento aplicado a la práctica**



*Fuente: Autoras*

## 1.5. CÁLCULOS

Cuando se realizan mediciones con líquidos opacos utilizando un hidrómetro, es crucial aplicar correcciones para obtener lecturas precisas. La opacidad del líquido puede interferir con la medición directa del hidrómetro, por lo que se deben ajustar las lecturas para compensar esta interferencia.

Para líquidos opacos, la corrección en la lectura observada varía según el tipo de medición realizada:

**Grados API:** La corrección se resta de la lectura observada. Esto se debe a que, en presencia de líquidos opacos, el hidrómetro puede registrar un valor más bajo de lo esperado debido a la dificultad para penetrar y medir correctamente el líquido. Al restar la corrección, se ajusta el valor para reflejar con mayor precisión la gravedad específica del líquido a la temperatura de referencia.

**Densidad:** En el caso de mediciones de densidad, la corrección se suma a la lectura observada. La razón es que el hidrómetro puede subestimar la densidad real del líquido debido a la interferencia de la opacidad. Al sumar la corrección, se compensa esta subestimación y se ajusta el valor de la densidad hacia arriba.

Es importante que la corrección aplicada no supere 1°API. Esto asegura que los ajustes realizados sean razonables y dentro de un rango aceptable para mantener la precisión de las mediciones. Una variación mayor a 1°API podría indicar errores significativos en la medición o en el procedimiento de corrección, lo que podría afectar la exactitud de los resultados y la interpretación de los datos.

Ajustar las lecturas observadas con correcciones específicas para líquidos opacos es esencial para obtener resultados precisos y fiables. La aplicación adecuada de estas correcciones garantiza que las mediciones de grados API y densidad reflejen con exactitud las propiedades del líquido en cuestión.

## 1.6. PRECISIÓN

Los resultados no deben diferir en más de los siguientes valores

REPETIBILIDAD	0,2° API
REPRODUCTIBILIDAD	0,5° API

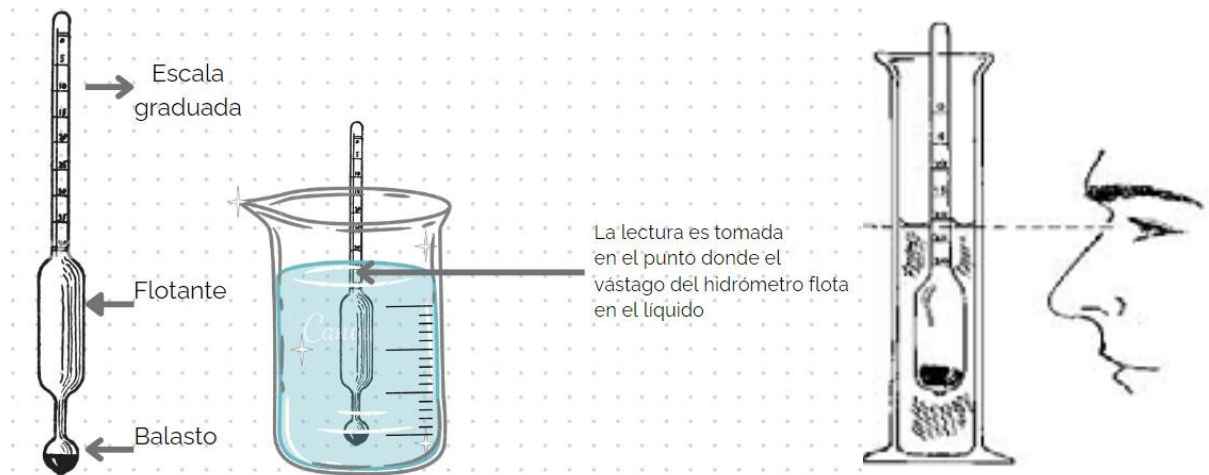
**Tabla 2. Tiempo mínimo de inmersión para hidrómetros**

PETRÓLEO CRUDO O DERIVADOS	TIEMPO MÍNIMO DE INMERSIÓN
Gasolinas, naftas, kerosenes, destilados	5
Petróleo crudo de 16°API o mas	5
Petróleo crudo entre 13 y 16°API	10
Petróleo crudo menor que 13°API y aceites combustibles de viscosidad mayor de 00 SSU a 38°C y menor de 170 SSU a 100°C	15
Aceites combustibles residuales de viscosidadde 170 SSU a 100°C o más viscosas	10

*Fuente: Norma Inen 684 - Norma ASTM D 1298 Standard Method*

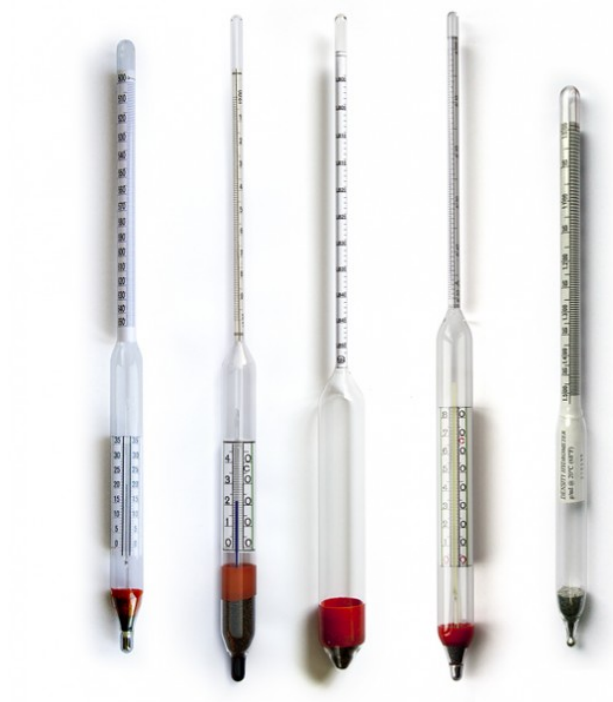
En la figura 2, podemos observar la escala graduada del hidrómetro con la forma de observar las lecturas, que el punto donde el vástago del hidrómetro flota en el líquido, para líquidos transparentes se observa de arriba hacia abajo y para líquidos opacos u oscuros se observa de abajo hacia arriba.

**Figura 2: Lectura del Hidrómetro**



*Fuente: Norma INEN 684*

**Figura 3: Clases de Hidrómetro**



*Fuente: Norma INEN 684*



# PRÁCTICA N° 2

## PRÁCTICA N°2

### PRESIÓN DE VAPOR DE LOS PRODUCTOS DEL PETRÓLEO

Método REID ASTM D 323

Método INEN 928

La presión de vapor es una propiedad crucial de los productos del petróleo, ya que influye en su almacenamiento, manejo y desempeño en diversas aplicaciones. La Presión de Vapor REID (RVP) se determina mediante el Método REID ASTM D 323, un estándar ampliamente utilizado en la industria petrolera. (Iriarte, 2019)

La presión de vapor REID (RVP) es la presión ejercida por los vapores de un líquido cuando se encuentra en equilibrio a una temperatura específica. En el contexto de los productos del petróleo, se mide a 100°F (37,8°C). Los productos con alta RVP se evaporan más fácilmente, lo que puede ser deseable para la ignición en motores, pero también plantea riesgos de pérdida de producto y generación de emisiones. Una alta presión de vapor puede aumentar el riesgo de explosión y complicar el almacenamiento y transporte. Para cumplir con las especificaciones y regulaciones, es fundamental conocer y controlar la RVP de los productos del petróleo. (Iriarte, 2019)

Es muy importante este ensayo, ya que con la presión de vapor, se determinan los niveles de volatilidad de los derivados del petróleo, es decir este parámetro nos permite conocer indirectamente la tasa de evaporación de un derivado del petróleo, desde el transporte hasta la comercialización de los hidrocarburos, un combustible liviano que se transporta en una ciudad con alta temperatura, va a sufrir más pérdida o se va a volatizar más que si se transportare un combustible pesado, ya que la Presión de vapor Reid del liviano es más alta y esta propiedad mide la tendencia a la vaporización de un líquido.

Un crudo de Ancón (35 a 40°API), posee °API mayor y por lo tanto es más volátil que un crudo de oriente (15 a 25°API); los API son inversamente proporcionales a la gravedad específica, pero directamente proporcionales con la Presión de vapor Reid.

Conocer este parámetro es importante para realizar el diseño de los tanques de almacenamiento ya que, de acuerdo, a la presión de vapor, se podrá prever la lámina de espesor que se requiera para la construcción del mismo. También es un parámetro en el arranque de motores, ya que mientras más alta es la presión de vapor más facilidad de arranque existe. (Rosales, 1984)

Al utilizar un baño de temperatura constante, el método Reid asegura que las variaciones de temperatura no afecten la medición de la presión de vapor. Esto es crucial porque la presión de vapor es altamente dependiente de la temperatura, y cualquier fluctuación podría resultar en datos inexactos. (Arias, 2023).

El método Reid también considera la seguridad en la manipulación de los hidrocarburos. Al encapsular la muestra en un recipiente y utilizar un manómetro para medir la presión, se minimiza la exposición del operador a vapores potencialmente peligrosos. Sin embargo, es importante señalar que el método Reid tiene sus limitaciones, ya que es una herramienta valiosa para la industria de los hidrocarburos debido a su capacidad para proporcionar mediciones precisas de la presión de vapor, cruciales para la seguridad, eficiencia y desempeño de los combustibles. No obstante, como cualquier método científico, debe utilizarse con un entendimiento claro de sus capacidades y limitaciones para asegurar que los datos obtenidos sean fiables y útiles.

El Método REID se utiliza ampliamente para:

**Gasolinas:** Evaluar su volatilidad para asegurar un rendimiento adecuado en motores de combustión interna.

**Destilados intermedios:** Como el queroseno y el diésel, para asegurar su estabilidad durante el almacenamiento y manejo.

**Crudos livianos y otros productos del petróleo:** Para determinar la aptitud para el transporte y el cumplimiento de las regulaciones ambientales.

## 2.1.OBJETIVO

- Determinar el nivel de volatilización de los combustibles.
- Determinar la presión de vapor absoluta de aceite crudo volátil y productos de petróleo viscosas, no volátiles, con excepción de los gases licuados de petróleo.

## 2.2.DEFINICIÓN

La presión de vapor Reid (PVR) es una medida utilizada para determinar la volatilidad de los hidrocarburos líquidos, según el método estándar ASTM D323. Este parámetro es crucial en la industria del petróleo, especialmente para evaluar el comportamiento de combustibles como la gasolina y sus mezclas con otros compuestos, como el etanol. (Jessica et al., 2023).

Según Pérez, (2018), la Presión de Vapor Reid (RVP) es una medida crucial en la industria del petróleo y los combustibles, ya que representa la presión relativa ejercida por los vapores emitidos por una muestra de combustible a una temperatura estándar de 37.8 °C. Este parámetro es esencial para entender y predecir el comportamiento de los combustibles bajo condiciones de almacenamiento y uso.

El RVP es particularmente importante por varias razones. En primer lugar, un RVP alto indica que el combustible tiene una mayor tendencia a evaporarse, lo que puede ser ventajoso en términos de facilidad de encendido en motores de combustión interna, especialmente en climas fríos. Sin embargo, también puede plantear problemas de volatilidad, como la formación de vapores inflamables que pueden aumentar el riesgo de explosiones y fugas en los sistemas de almacenamiento y distribución.

Además, el control del RVP es crucial para cumplir con las regulaciones ambientales. Los combustibles con un RVP excesivamente alto contribuyen a la emisión de compuestos orgánicos volátiles (COV), que son precursores de la formación de ozono troposférico, un contaminante perjudicial para la salud y el medio ambiente.

Por tanto, la determinación y regulación del RVP en los combustibles no solo aseguran un rendimiento óptimo y seguro en su uso, sino que también son fundamentales

para minimizar el impacto ambiental y cumplir con las normativas vigentes. La industria debe equilibrar cuidadosamente la volatilidad del combustible para garantizar tanto la eficiencia operativa como la seguridad y la sostenibilidad ambiental.

En mezclas que contienen un 10% de etanol, se ha observado que la PVR puede incrementarse en un 14% en comparación con la gasolina pura. Esto significa que la adición de etanol en pequeñas cantidades aumenta la volatilidad del combustible, lo que puede tener implicaciones en su almacenamiento y uso. Sin embargo, a medida que se aumenta la cantidad de etanol en la mezcla, por ejemplo, al 30% en volumen (v/v), la presión de vapor Reid tiende a descender en comparación con la gasolina pura.

Este comportamiento indica que la volatilidad del combustible disminuye con concentraciones más altas de etanol. Cuando las mezclas contienen etanol en composiciones del 17% y 30%, la PVR es similar a la de la gasolina pura hasta cierto punto, pero luego disminuye al ajustar la mezcla con una mayor cantidad de etanol. Este ajuste es necesario para mantener el equilibrio y asegurar que el combustible tenga propiedades adecuadas para su uso en motores. (Jessica et al., 2023).

La presión de vapor Reid es un indicador importante de la volatilidad de las mezclas de gasolina y etanol. La variación de la PVR con diferentes concentraciones de etanol refleja cambios en las propiedades del combustible, lo que es fundamental para optimizar su desempeño y cumplimiento de regulaciones ambientales.

La presión de vapor, definida como la presión ejercida por los vapores de un líquido contra las paredes del recipiente que lo contiene a una temperatura específica, es una propiedad fundamental en la comprensión del comportamiento de líquidos en diversas aplicaciones industriales y científicas.

Una de las razones principales por las que la presión de vapor es crucial es porque determina la volatilidad de un líquido. Un líquido con alta presión de vapor a una

temperatura dada se evaporará más fácilmente, lo que tiene implicaciones significativas en su manejo, almacenamiento y uso. Por ejemplo, en la industria de combustibles, la presión de vapor debe ser cuidadosamente controlada para asegurar que el combustible no se evapore demasiado rápido, lo que podría llevar a pérdidas y peligros de inflamabilidad.

Además, la presión de vapor también juega un papel vital en procesos de destilación y separación. En la industria petroquímica, la separación de componentes de una mezcla líquida se basa en diferencias en sus presiones de vapor. Conocer la presión de vapor de cada componente a una temperatura específica permite diseñar procesos de destilación más eficientes y económicos. (Jessica et al., 2023).

En el ámbito de la refrigeración, la presión de vapor es esencial para el funcionamiento de los sistemas de refrigeración y aire acondicionado. Los refrigerantes se seleccionan y utilizan en base a sus presiones de vapor a diferentes temperaturas, lo que garantiza que el sistema opere de manera eficiente y segura.

Por tanto, entender y medir la presión de vapor es fundamental no solo para el control y la optimización de procesos industriales, sino también para garantizar la seguridad y la eficacia en la utilización de líquidos en una amplia gama de aplicaciones. La presión de vapor refleja la interacción entre las moléculas de un líquido y la energía térmica, y su correcta gestión es clave para el éxito en múltiples disciplinas.

La presión de vapor es una medida absoluta, ya que representa la presión ejercida por los vapores de una sustancia en un sistema cerrado, sin influencia externa. Esto es porque la presión atmosférica externa está equilibrada por la presión atmosférica ya existente dentro de la cámara de aire. (Pérez, 2018)

En términos prácticos, la presión de vapor se determina en condiciones donde la muestra de líquido y su vapor están en equilibrio dentro de un recipiente cerrado. En este contexto, cualquier presión adicional ejercida por la atmósfera externa no afecta la medida interna de la presión de vapor. La cámara de aire del recipiente ya contiene aire

a la presión atmosférica, lo que asegura que las mediciones reflejen únicamente la contribución del vapor del líquido.

Esta característica de la presión de vapor es crucial para diversas aplicaciones. En la industria de los combustibles, por ejemplo, conocer la presión de vapor absoluta de un producto permite predecir su comportamiento en diferentes condiciones de almacenamiento y uso. Una presión de vapor adecuada garantiza que el combustible no se evaporará excesivamente, evitando pérdidas por volatilización y reduciendo riesgos de inflamabilidad.

Además, en el diseño de sistemas de almacenamiento y transporte de líquidos, comprender la presión de vapor ayuda a prevenir problemas como la formación de burbujas de vapor (cavitación) que pueden dañar equipos y tuberías. Por tanto, la consideración de la presión de vapor como una medida absoluta es fundamental para la seguridad, eficiencia y control de calidad en diversas industrias.

**Presión absoluta** se define como la suma de la presión manométrica y la presión atmosférica, y esta relación es esencial para la correcta comprensión y aplicación de la presión en distintos contextos industriales y científicos. (Gary, 2010).

Primero, es crucial entender que la presión absoluta incluye todas las fuerzas que actúan sobre un sistema, tanto la presión interna medida en relación con el vacío (presión manométrica) como la presión ejercida por la atmósfera que rodea el sistema. Esto se debe a que la presión manométrica, por sí sola, solo mide la presión en relación con la presión atmosférica, sin tener en cuenta la presión absoluta externa.

En aplicaciones prácticas, como en la calibración de instrumentos de medición, el uso de presión absoluta proporciona una lectura precisa al considerar la presión total aplicada. Por ejemplo, en procesos industriales que requieren alta precisión, como en la industria petroquímica o en sistemas de compresión y vacío, es vital conocer la presión absoluta para asegurar que las condiciones operativas sean adecuadas y seguras. La

presión absoluta permite una evaluación precisa de las condiciones de operación, sin las variaciones que podrían surgir debido a cambios en la presión atmosférica. (Gary, 2010).

En el diseño y operación de sistemas de contención o en el análisis de la eficacia de procesos, la presión absoluta es esencial para la precisión en la medición y el control. En sistemas de vacío, por ejemplo, conocer la presión absoluta ayuda a definir el grado de vacío y a ajustar el proceso para obtener las condiciones deseadas.

Además, en la meteorología y la ciencia atmosférica, la presión absoluta es crucial para estudiar y predecir el comportamiento de la atmósfera, ya que proporciona una imagen completa de las condiciones de presión en diferentes altitudes y climas.

### **2.3.IMPORTANCIA**

La Presión de vapor es importante determinarla para:

- Seguridad en el transporte
- Almacenamiento (evitar pérdidas)
- Características del arranque en los combustibles para motores

Las especificaciones de la presión de vapor (PVP), deben ajustarse conforme a la temperatura y altitud empleadas.

### **2.4.MATERIALES Y EQUIPO**

Equipo para determinar la PVR

- Cámara de vapor
- Cámara de líquido

- Manómetro

## 2.5.PROCEDIMIENTO

Con el equipo de laboratorio de petróleo, se procede de la siguiente manera:

## 2.6.PARA ACOPLAMIENTO

1. Cerrar llave inferior
2. Abrir llave superior
3. Llenar
4. Cerrar llaves
5. Eliminar excedente
6. Acoplar fuertemente
7. Abrir llave superior
8. Invertir
9. Introducir al baño ( $37,8^{\circ}\text{C}\pm 0,1\text{C}$ ) = ( $100^{\circ}\text{F}\pm 0,2^{\circ}\text{F}$ )
10. Mirar si hay fuga
11. Golpear suavemente el manómetro
12. Observar la lectura
13. Dejar 5 minutos en el baño
14. Retirar el baño
15. Agitar (invertido)
16. Leer verticalmente
17. Poner en el baño
18. Repetir cada dos minutos, hasta que la lectura sea la misma dos veces.

## 2.7.PARA DESACOPLAR

1. Invertir
2. Abrir válvula inferior lentamente, para despresurizar
3. Cerrar
4. Poner a posición normal
5. Cerrar válvula superior
6. Desacoplar

## 2.8.PRECISIÓN

**Tabla 3. Repetibilidad**

Material	Libras por pulgadas cuadradas	Repetibilidad
Gasolina	5-15	0,46 psi
Gasolina	5-15	0,10

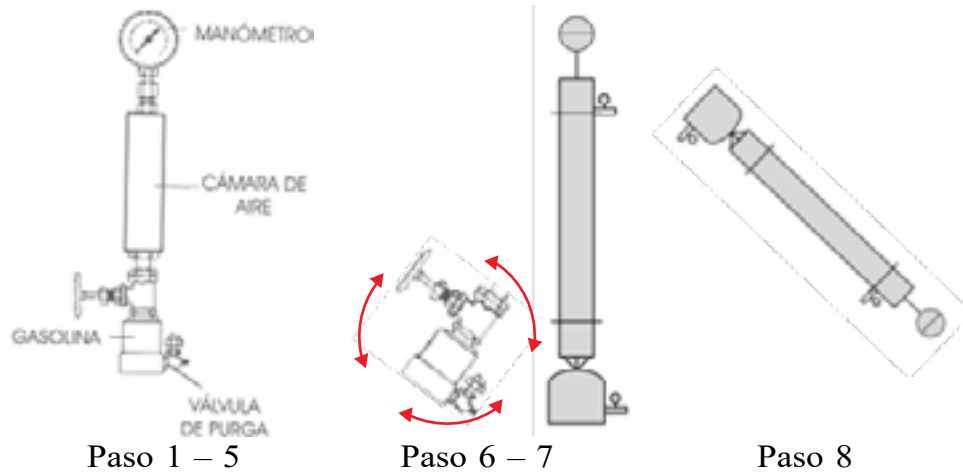
*Fuente: Autoras*

**Tabla 4. Reproducibilidad**

Material	Libras por pulgada cuadradas	Reproducibilidad
Gasolina	5-15	0,75
Gasolina	0-5	0,35

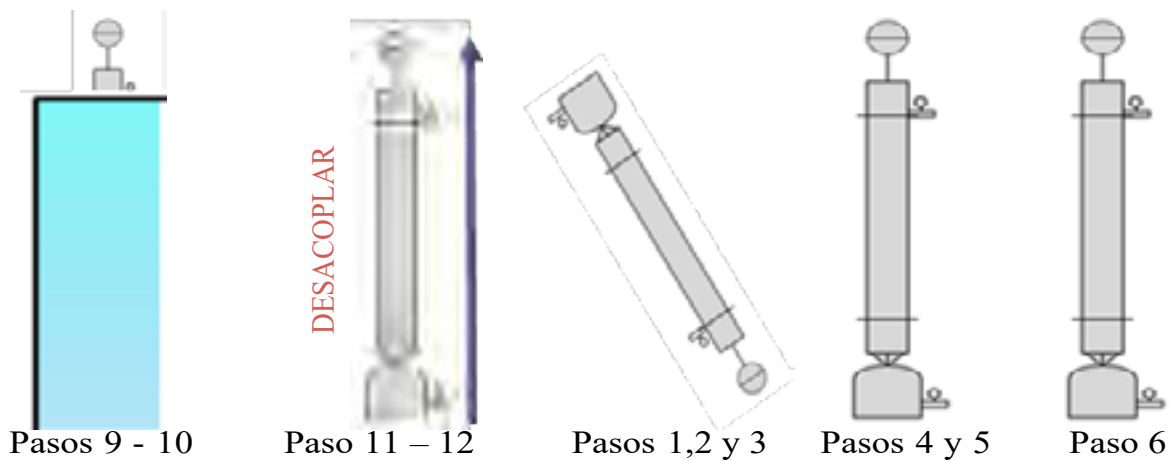
*Fuente: Autoras*

**Figura 4: Acoplamiento Equipo**



*Fuente: Autoras*

**Figura 5: Desacoplamiento Equipo**



*Fuente: Autoras*

Este procedimiento garantiza que el acoplamiento y desacoplamiento del mecanismo se lleve a cabo de manera segura y eficiente, protegiendo tanto la integridad del equipo de laboratorio como la precisión de las mediciones.

En primer lugar, la seguridad es fundamental en cualquier procedimiento de laboratorio, especialmente cuando se trata de equipos que pueden ser delicados o sensibles. Un acoplamiento y desacoplamiento correcto minimiza el riesgo de daños físicos al equipo y reduce la posibilidad de

accidentes que podrían comprometer la seguridad del operador y la funcionalidad del equipo.

La eficiencia del proceso también es crucial, un procedimiento bien diseñado permite que el equipo se acople y desacople sin interrupciones innecesarias, lo que optimiza el tiempo de operación y evita retrasos que podrían afectar el flujo de trabajo en el laboratorio. La eficiencia en este contexto no solo mejora la productividad, sino que también asegura que las tareas se realicen dentro de los parámetros especificados, manteniendo la calidad del trabajo y evitando errores.

Además, mantener la integridad del equipo de laboratorio es vital para asegurar la longevidad y el funcionamiento óptimo del mismo. Un procedimiento adecuado evita el desgaste prematuro de las partes y minimiza el riesgo de fallos mecánicos que podrían resultar en costosos reemplazos o reparaciones. Esto también contribuye a la estabilidad y confiabilidad del equipo, lo cual es esencial para obtener resultados consistentes y reproducibles.

Finalmente, la precisión de las mediciones depende en gran medida del estado y del funcionamiento adecuado del equipo. Un acoplamiento y desacoplamiento cuidadosos y precisos aseguran que los componentes se alineen correctamente y funcionen como se espera, evitando errores en las mediciones que podrían comprometer los resultados experimentales. La integridad del equipo y la precisión de las mediciones están intrínsecamente relacionadas; sin un procedimiento riguroso, los datos obtenidos podrían ser inexactos y, en consecuencia, menos útiles para las investigaciones y aplicaciones.



# PRÁCTICA N° 3

## PRÁCTICA N°3

### CORROSIÓN AL COBRE, AZUFRE LIBRE Y CORROSIVO EN LOS DERIVADOS DEL PETRÓLEO

Método REID ASTM D 130

Método INEN 927

Este ensayo proporciona información crucial para la prevención de accidentes ambientales y laborales, ya que permite conocer la corrosividad de un hidrocarburo. Esto se debe a la presencia de compuestos como azufre, mercaptanos, disulfuros y tiofenos, entre otros.

**En la prevención de riesgos:** conociendo el grado corrosivo de un derivado, se puede determinar las características de las líneas de las tuberías que va a transportar con respecto a ese hidrocarburo, así, evitar derrames por corrosión. De esta misma manera, se determinará para tanques de almacenamiento, y para el proceso de industrialización de derivados. Como también conociendo este parámetro podremos plantear posibles soluciones para implementar un sistema de tratamiento con el fin de eliminar o reducir los agentes corrosivos de un derivado del petróleo.

**En la parte ambiental:** cualquier combustible corrosivo, al combustionar, emanará gases tóxicos, como los SO<sub>x</sub>, que generan la lluvia ácida. Si previamente se analiza el combustible, se evita el uso de este combustible.

**En seguridad:** para motores de combustión interna y de turbinas, es necesario realizar esta práctica, para evitar daños en las tuberías de cualquier motor, en especial las de turbina, porque se puede prevenir accidentes por daño a cañerías. (Rosales, 1984)

Todos los tipos de petróleo ya sean crudos o productos refinados, contienen

compuestos orgánicos que incluyen heteroátomos como azufre y nitrógeno. Estos compuestos tienen un impacto significativo en la salud, el medio ambiente y la durabilidad de los equipos industriales. (Valencia, 2009)

Es importante destacar que el azufre y el nitrógeno presentes en el petróleo pueden ser extremadamente perjudiciales para la salud. Muchos de estos compuestos son conocidos por sus propiedades cancerígenas y mutagénicas, lo que representa un riesgo para los seres vivos, incluidos los seres humanos. La exposición prolongada a estos compuestos puede resultar en serias consecuencias para la salud, como el desarrollo de cáncer y otras enfermedades graves.

En términos de impacto ambiental, la combustión de petróleo que contiene azufre y nitrógeno genera óxidos de nitrógeno (NOx) y óxidos de azufre (SOx). Estos contaminantes atmosféricos contribuyen a la formación de smog y lluvia ácida, fenómenos que tienen efectos adversos en la calidad del aire, los ecosistemas acuáticos y terrestres, y en la salud pública. Los NOx pueden contribuir a la formación de ozono troposférico, un contaminante nocivo que afecta la respiración, mientras que los SOx pueden causar acidosis en suelos y cuerpos de agua, afectando la biodiversidad. (Valencia, 2009)

Desde un punto de vista técnico, estos compuestos también generan problemas en la industria, como la corrosión catalítica. Los catalizadores en los sistemas de control de emisiones de los motores y las plantas de procesamiento pueden deteriorarse debido a la presencia de azufre y nitrógeno, lo que reduce la eficiencia del sistema y aumenta los costos operativos. La corrosión resultante puede llevar a fallos prematuros en el equipo, aumentando los gastos de mantenimiento y reemplazo. Además, la presencia de estos compuestos en los combustibles requiere procesos de refinación y tratamiento adicionales para reducir sus niveles, lo que incrementa los costos de producción. Las tecnologías para eliminar el azufre y el nitrógeno son costosas y complejas, pero esenciales para cumplir con las normativas ambientales y de salud.

La indicación de la tendencia del combustible a atacar los metales con los que estará en contacto durante su producción, distribución y almacenamiento es crucial para

garantizar la durabilidad y seguridad de los equipos involucrados. Este comportamiento, conocido como corrosividad, puede tener un impacto significativo en la integridad de los sistemas de manejo de combustibles.

Primero, la corrosividad de un combustible puede causar daños severos a los equipos metálicos, como tuberías, bombas y tanques. Los combustibles con alta tendencia a la corrosión pueden acelerar el desgaste y la degradación de estos componentes, lo que no solo reduce su vida útil, sino que también puede llevar a costosas reparaciones o reemplazos. Este riesgo es especialmente importante en sistemas de transporte y almacenamiento, donde los equipos están en contacto prolongado con el combustible. (Pérez et al., 2013)

Además, la corrosividad puede afectar la eficiencia operativa. Los depósitos corrosivos pueden obstruir tuberías y filtros, disminuyendo el flujo de combustible y requiriendo mantenimiento más frecuente. Esto puede resultar en tiempos de inactividad inesperados y costos adicionales para la limpieza y el reemplazo de componentes afectados.

Desde un punto de vista de seguridad, un combustible corrosivo puede presentar riesgos adicionales. La corrosión puede llevar a fugas o rupturas en los sistemas de contención, lo que podría provocar derrames peligrosos o incluso incendios. Por lo tanto, evaluar la tendencia corrosiva del combustible es esencial para diseñar sistemas que incluyan materiales resistentes a la corrosión o tratamientos de protección adecuados. (Valencia, 2009)

Por otro lado, entender la corrosividad también ayuda en el diseño de procesos de producción y almacenamiento que minimicen estos efectos. Por ejemplo, se pueden emplear recubrimientos protectores en las superficies metálicas o seleccionar aleaciones especiales que resistan mejor la corrosión.

La presencia de ácidos o compuestos de azufre en el combustible puede causar corrosión y deterioro en las láminas de cobre de los sistemas de inyección. Realizar mediciones regulares permite identificar estos problemas antes de que causen fallos

graves en el equipo. La detección temprana facilita la implementación de medidas correctivas, evitando reparaciones costosas y tiempos de inactividad prolongados. (Valencia, 2009)

Medir el deterioro de las láminas de cobre también actúa como un indicador de la calidad del combustible utilizado. Los combustibles de baja calidad o contaminados con azufre y ácidos son más propensos a causar corrosión. Por lo tanto, estas mediciones ayudan a garantizar que el combustible cumpla con los estándares de calidad necesarios para el funcionamiento seguro y eficiente del equipo de inyección.

El deterioro de los componentes del sistema de inyección puede llevar a una combustión incompleta del combustible, lo que a su vez puede aumentar las emisiones de contaminantes al medio ambiente. Al mantener los sistemas de inyección en buen estado mediante la monitorización de la corrosión de las láminas de cobre, se puede contribuir a la reducción de emisiones nocivas, apoyando así las iniciativas de protección ambiental. (López et al., 2018)

La medición del deterioro de las láminas de cobre en equipos de inyección es una práctica fundamental para asegurar la calidad del combustible, proteger el medio ambiente, garantizar la seguridad operativa y extender la vida útil del equipo. La implementación de estas mediciones permite una gestión más eficiente y proactiva de los sistemas de inyección, resultando en beneficios tanto económicos como operativos. (López et al., 2018)

### **3.1.OBJETIVO**

Reconocer la presencia de azufre y otros compuestos corrosivos de azufre en la gasolina de aviación, gasolinas de automotores, kerosene, diésel, aceite, combustibles,

aceites lubricantes y solventes.

Para abordar los problemas asociados con las emisiones de SO<sub>x</sub>, es fundamental promover el uso de combustibles más limpios y tecnologías alternativas. La transición hacia energías renovables, como la eólica, solar e hidráulica, puede reducir significativamente la dependencia de combustibles fósiles y, por ende, las emisiones de azufre. Asimismo, el desarrollo y adopción de vehículos eléctricos y la mejora en la eficiencia energética de los procesos industriales son pasos cruciales hacia un futuro más sostenible.

El azufre contenido en el petróleo y sus derivados es un elemento altamente contaminante que, al ser liberado en forma de óxidos durante la combustión, plantea serios riesgos para la salud humana, el medio ambiente y las infraestructuras. La adopción de medidas regulatorias, el fomento de tecnologías limpias y la transición hacia energías renovables son esenciales para mitigar los impactos negativos del azufre y avanzar hacia un futuro más limpio y saludable.

Es importante, que el aceite no sea corrosivo para el cobre, en usos hidráulicos, aislantes, instrumentos de aviación, etc.

### **3.2.MATERIALES Y EQUIPOS**

- Tubo 25 por 150 mm
- Baño, manteniendo a una temperatura de 50°C ± 1°C (122±2°F) o 100± 1°C(212 ± 2°F).

- Bomba de acero, que soporta una presión de 100 Psi (libras /pulgadas cuadradas).
- Termómetros de inmersión total, con graduaciones de 1°C (2°F) o menos. Nomás de 26mm, de mercurio. ASTM 12°C (12°F) o IP 64C (64°F).
- Lija de carburo de silicio
- Iso-Octano
- Tiras de cobre
- Papel filtro y tabla de lectura.

### **3.3.PROCEDIMIENTO**

1. Pulir la lámina de cobre, con lija de carburo de silicio
2. Lavar con iso-octano y secar con papel filtro
3. Poner 30cc de muestra en el tubo
4. Introducir la lámina de cobre
5. Colocar la bomba
6. Calentar en el baño de agua
7. Retirar del baño, después del tiempo indicado (tabla N°3)
8. Enfriar
9. Abrir
10. Retirar la lámina de cobre con una pinza y lavar con iso-octano
11. Comparar con las tablas
12. La muestra debe estar libre de agua y el tubo limpio y seco.

### **3.4.VARIABLES QUE INFLUYEN**

- Tiempo de contacto
- Temperatura

- Interpretación de la apariencia en la lámina.

Las variables en cualquier ensayo o prueba deben adaptarse a las condiciones reales a las que el producto será expuesto para obtener resultados relevantes y aplicables. Realizar un ensayo a 100°C, cuando las condiciones de uso real son más cercanas a 50°C no proporcionará una evaluación precisa de cómo se comportará el producto en su entorno operativo real.

La validez de los resultados depende de que las condiciones del ensayo reflejen fielmente el entorno en el que el producto será utilizado. Si las pruebas se realizan a temperaturas que no corresponden a las condiciones reales, los resultados pueden ser engañosos o irrelevantes. Por ejemplo, si un producto está destinado a operar en un rango de temperatura de 50°C y se prueba a 100°C, las propiedades y comportamientos observados en el ensayo pueden no reflejar cómo funcionará el producto en la práctica. Esto podría llevar a decisiones incorrectas sobre su adecuación, rendimiento o seguridad.

Además, ajustar las condiciones del ensayo a las condiciones reales ayuda a identificar posibles fallos o debilidades en el producto antes de su uso en condiciones normales. Si se realiza un ensayo bajo condiciones excesivamente severas, se pueden detectar problemas que no se manifestarían en el rango de temperatura esperado. Aunque esto puede parecer beneficioso, también puede dar lugar a una sobreestimación de los riesgos, lo que podría llevar a una sobrerregulación o a modificaciones innecesarias en el producto.

Por otro lado, realizar ensayos en condiciones representativas asegura que los resultados sean relevantes para las aplicaciones prácticas. Esto permite que los diseñadores y fabricantes ajusten sus productos para satisfacer de manera más efectiva los requisitos del mercado y las expectativas del usuario final. Por ejemplo, en la industria automotriz, probar componentes a las temperaturas a las que realmente estarán expuestos garantiza que se optimicen para el rendimiento y la durabilidad en condiciones

normales de operación.

Finalmente, adecuar las variables del ensayo a las condiciones reales ayuda a cumplir con los estándares y regulaciones pertinentes, que a menudo están basados en condiciones de uso específicas. Esto no solo asegura la conformidad con las normativas, sino que también proporciona confianza en la calidad y la fiabilidad del producto.

Adaptar las variables de ensayo a las condiciones reales de uso es esencial para obtener resultados precisos y aplicables. Esto garantiza que el producto sea evaluado de manera efectiva, que se puedan identificar problemas potenciales en condiciones operativas reales y que se cumplan los estándares de calidad y seguridad necesarios.

A continuación, se presenta el ensayo realizado y los resultados obtenidos.

**Figura 6: Pasos para el Ensayo**





Paso 1



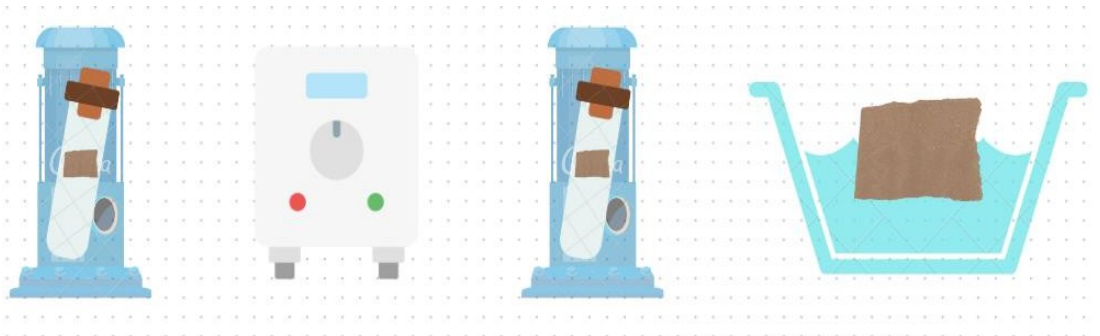
Paso 2



Pasos 3 y 4

*Fuente: Autoras*

### Figura 6: Pasos para el Ensayo

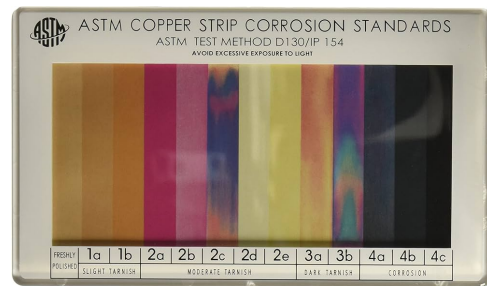


Paso 5

Pasos 6 y 7

Pasos 8 y 9

Paso 10



*Fuente: Autoras*

**Tabla 5. Tiempo en el baño - Condiciones para ensayo**

CONDICIONES PARA EL ENSAYO	CLASE DE PRODUCTO	
3 horas $\pm$ 5 min	Baño 50°C $\pm$ 1 C	Gasolinas, kerosenes, diesel, crudo
3 horas $\pm$ 5 min	Baño 100°C $\pm$ 1°C	Solventes, aceites lubricantes
2 horas $\pm$ 5 min	Baño 100°C $\pm$ 1°C	Gasolina de aviación, combustibles turbo reactores

*Fuente: Autoras*

**Tabla 6. Escala de corrosión**

NÚMERO	DESIGNACIÓN	DESCRIPCIÓN
0	Sin mancha	Casi igual
1	Ligeramente manchada	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Anaranjada claro</li> <li>• Anaranjado oscuro</li> </ul>
2	Mancha moderada	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Rojo claro</li> <li>• Azul suave</li> <li>• Colores múltiples</li> <li>• Plateado</li> <li>• Bronceado dorado</li> </ul>
3	Mancha oscura	<ul style="list-style-type: none"> <li>• tornasol oscuro</li> <li>• múltiples con rojo y verde sin gris</li> </ul>
4	Corrosión	<ul style="list-style-type: none"> <li>• negro claro</li> <li>• negro opaco</li> <li>• negro brillante</li> </ul>

*Fuente: Norma INEN 927- Norma ASTM D 130 Standard Method*

### 3.5.INTERPRETACIÓN DE RESULTADOS – CORROSIÓN EN COBRE

Para inspeccionar, mantenga la lámina de cobre del ensayo de tal forma que pueda observarse por la luz reflejada desde un ángulo aproximado de 45 grados.

Clasificar el líquido aislante como corrosivo o no corrosivo de acuerdo con la tabla ASTM Copper Strip Corrosion Standards del Test Method D130. Si el resultado de la lámina en cuestión no es claro o está en el límite (entre corrosivo y no corrosivo) sumerja la mitad de la lámina en una solución de ácido clorhídrico en agua destilada 1:1 a temperatura ambiente y durante  $20 \pm 2$  min agitando periódicamente.

- ✓ Si el depósito en cuestión permanece inalterado sin desaparecer o decolorarse, reporte el resultado como corrosivo.
- ✓ Si el depósito desaparece o se torna marrón o beige, no hay azufre corrosivo y el resultado se informa como no corrosivo.

La comparación con la tabla (*tarnish level*), se hace con la porción no tratada de la lámina de cobre. (Revisión Del Método ASTM D1275, n.d.)

### **3.6. ASTM PTP PARA EL MÉTODO DE ENSAYO ASTM D1275**

*Proficiency Testing Programs*: PTPs son programas estadísticos de aseguramiento de calidad que permite a los laboratorios evaluar su comportamiento respecto de este método dentro de su propio laboratorio cuando se comparan sus datos con los de otros laboratorios que participan en todo el mundo con el mismo programa.

- El seguimiento estricto del procedimiento de este método es crucial. El resultado es muy sensible a la precisión, en la preparación de la lámina y de la muestra de aceite.
- ASTM D130 *Copper Strip Corrosion Standards* no es una escala de corrosividad. El estándar es una escala de niveles de coloración que considera los efectos de variación en las formulaciones de los aceites y el impacto de las concentraciones de oxígeno en la muestra durante el periodo de inducción.
- El método ASTM D1275 es estrictamente cualitativo. Solo hay 2 resultados posibles: corrosivo o no corrosivo.
- Es conveniente aplicar este método por duplicado o triplicado al menos hasta adquirir experiencia. (Revisión Del Método ASTM D1275, n.d.)



# PRÁCTICA N° 4

11

## PRÁCTICA N°4

### DESTILACIÓN DE PRODUCTOS DE PETRÓLEO

Método ASTM D 86-23

Método INEN 926

Este ensayo nos permite la separación de los componentes de una mezcla de hidrocarburos, como lo es el petróleo, en función de sus temperaturas de ebullición, es decir nos permite conocer cuánto puede aportar un crudo de derivados o fracciones livianas, con una destilación se puede determinar cuánta gasolina, diésel, jet fuel se va a extraer de un crudo. Esto es el aporte volumétrico de un crudo, lo que implica realizar un balance de materia. A mayor grado API, vamos a obtener mayor volumen volumétrico de fracciones livianas, que un crudo con °API bajo. Por ejemplo, un crudo de 35 °API, tendrá un mayor aporte volumétrico de fracciones livianas que un crudo con °API 20.

Los diferentes tramos de la curva permiten interpretar aspectos del comportamiento del producto.

La destilación de petróleo en laboratorio es de gran utilidad en el refinamiento y formulación de combustibles, la curva ASTM D86 es uno de los ensayos más importantes del crudo. Estos parámetros están involucrados en el diseño del proceso, columnas de fraccionamiento primario de petróleo y el dimensionamiento de equipos. **(INEN,2010)**

#### 4.1.PETRÓLEO

La palabra petróleo procede del griego Πετρέλαιο, “aceite de roca”. El petróleo en sí es una mezcla de compuestos químicos presentes en el suelo o las rocas, formada por una combinación de hidrocarburos, principalmente hidrocarburos alifáticos y aromáticos, así como otros compuestos.

Se extrae de los pozos de petróleo a través de la perforación y se utiliza como combustible en la generación de energía, la fabricación de productos químicos y la producción de productos derivados del petróleo como el gas, la gasolina y el diésel.

## 4.2. PROPIEDADES DEL CRUDO DE PETRÓLEO

El petróleo es un compuesto muy complejo, por lo que los refinadores no se esfuerzan en analizar los componentes puros que contiene. Se realizan pruebas analíticas sencillas para evaluar el crudo como materia prima para una refinería en particular. Los resultados de estas pruebas se comparan con los de otras materias primas disponibles para asignarle un valor. (Gary, 2020) Las propiedades más útiles son:

**Densidad, °API:** La densidad es una característica de gran importancia para el comercio, ya que el precio de los crudos está relacionado con ella. Esta propiedad se suele expresar en grados API. (Landeta Gabriel, 2014)

**Contenido de azufre:** El contenido de azufre se expresa como porcentaje en peso de azufre y puede variar desde menos de 0,1% hasta más de 5%. Los crudos con un contenido superior al 0,5% de azufre generalmente requieren un procesamiento más extenso que los que tienen un contenido de azufre menor. Aunque el término "crudo ácido" se refería inicialmente a los crudos que contenían sulfuro de hidrógeno, independientemente del contenido total de azufre, ahora se usa para describir cualquier crudo de petróleo con un contenido en azufre lo suficientemente alto como para requerir un procesamiento especial. No hay una línea divisoria clara entre los crudos ácidos y dulces, pero el contenido en azufre del 0,5% se usa comúnmente como criterio. (Gary, 2020)

**Composición del petróleo:** El contenido de carbono, hidrógeno y azufre en el petróleo varía entre 83-87%, 11-16% y 0-4%, respectivamente. Esto significa que hay una cantidad significativa de hidrógeno en relación con el carbono. El metano, el hidrocarburo más simple, es el componente principal del gas natural, compuesto por un átomo de carbono unido a cuatro átomos de hidrógeno (CH<sub>4</sub>).

Las moléculas más importantes presentes en el petróleo entonces son:

- Parafinas (lineales y ramificadas, -iso-).
- Olefinas: cadenas lineales con enlaces dobles.
- Naftenos: hidrocarburos cíclicos con enlaces simples.
- Naftenos: hidrocarburos cíclicos con enlaces simples.
- Además de hidrocarburos, en el petróleo están presentes moléculas con azufre, nitrógeno y diferentes metales: vanadio, níquel, sodio, etcétera.

### **4.3.FUNDAMENTO DE LA OPERACIÓN DE DESTILACIÓN**

Se debe considerar los siguientes requerimientos para que se realice la separación de componentes por la operación de destilación.

- Los componentes de la mezcla deben tener diferentes puntos de ebullición.
- Las composiciones del vapor y del líquido deben ser diferentes, siendo lo contrario no podrá realizarse el proceso de destilación (Espinal Perla et al., 2009).

La carrera de destilación, indica:

- Facilidad de arranque
- Velocidad de aceleración
- Pérdida por dilución en el cárter

La pérdida por dilución en el cárter está relacionada principalmente con la temperatura que destila el 90%. La facilidad de arranque esta relacionadas con la temperatura que destila el 10% y el punto seco es el punto final de ebullición.

La destilación de petróleo en laboratorio es una técnica crucial en el refinamiento y formulación de combustibles, permite separar los hidrocarburos y otros compuestos en fracciones según sus puntos de ebullición. En el laboratorio, esta separación detallada facilita el análisis y la identificación de los componentes, lo que es esencial para la formulación de combustibles con propiedades específicas.

Cada tipo de combustible requiere propiedades específicas para su uso eficiente. La destilación en laboratorio permite ajustar la composición de las fracciones obtenidas, como la gasolina, el queroseno o el diésel, para cumplir con los estándares deseados. Esto es crucial para desarrollar combustibles con características precisas, como el punto de inflamación, la viscosidad o la estabilidad. (Wauquier, 2004)

En el laboratorio, se pueden realizar pruebas rigurosas para asegurar la calidad de los combustibles. La destilación ayuda a garantizar que los combustibles refinados cumplen con los requisitos normativos y técnicos. Esto es importante para la seguridad y el rendimiento de los motores y equipos que utilizan estos combustibles. (Valencia, 2019)

La investigación en laboratorio permite experimentar con nuevas técnicas de destilación y formulación. Esto puede llevar a la creación de combustibles más eficientes y sostenibles, como biocombustibles o mezclas alternativas, contribuyendo a la evolución de la industria energética. De igual manera permite la separación de compuestos perjudiciales y la mejora de la calidad del combustible. Esto puede reducir las emisiones contaminantes y mejorar la eficiencia del combustible, lo que tiene un impacto positivo en el medio ambiente. (Wauquier, 2004)

La destilación Engler, en la que se destilan 100 cc a una velocidad uniforme de 5 cc/min, es un procedimiento específico utilizado principalmente para determinar las características de viscosidad y ebullición de líquidos, particularmente en el ámbito de los combustibles y aceites.

La destilación Engler es un método estándar para evaluar la viscosidad de líquidos y su comportamiento durante la destilación. En esta técnica, se mide el volumen de líquido que se destila en un tiempo determinado, proporcionando datos precisos sobre cómo un líquido se comporta bajo condiciones controladas. La velocidad uniforme de 5cc/min asegura una tasa constante de evaporación, lo que permite una evaluación más precisa y repetible de las propiedades del líquido.

La cantidad específica de 100 ml de líquido es importante porque proporciona una base estándar para la prueba. Trabajar con una cantidad fija permite una comparación uniforme entre diferentes muestras y ensayos. El control del volumen inicial y la tasa de destilación aseguran que las condiciones sean constantes y que los resultados sean comparables entre diferentes experimentos o diferentes laboratorios.

Además de su uso para determinar la viscosidad, el método Engler ayuda a identificar las propiedades térmicas y composicionales del líquido. Esto es particularmente útil para evaluar la estabilidad térmica y el comportamiento de diferentes fracciones durante el calentamiento, lo que es esencial para la formulación y el diseño de productos de combustibles y aceites.

#### **4.4.OBJETIVO**

Determinar los rangos de ebullición en el crudo y derivados de petróleo y relacionar su aporte volumétrico con las propiedades físicas químicas de los combustibles a través de cálculos.

#### **4.5.CLASIFICACIÓN DEL PETRÓLEO SEGÚN SU GRAVEDAD API**

El *American Petroleum Institute* clasifica el petróleo según su gravedad API en cuatro categorías: liviano, mediano, pesado y extrapesado:

- Crudo liviano o ligero: tiene gravedades API mayores a 31,1°API
- Crudo medio o mediano: tiene gravedades API entre 22,3 y 31,1°API.
- Crudo pesado: tiene gravedades API entre 10 y 22,3°API.
- Crudo extrapesado: gravedades API menores a 10°API. (Casas B. Patricia, 2010)

## **4.6.EQUIPOS Y MATERIALES**

### **EQUIPOS**

- Termómetro ASTM 7C y 8C, para baja y alta destilación (-2 a 300°C) y (-2 a 400°C).
- Cilindro graduado de 100ml con graduaciones en ml.
- Condensador de latón.
- Coraza de protección.
- Soporte y placas de asbesto.
- Calentador eléctrico.

### **MATERIALES**

- Mandil
- Franela
- Papel Toalla
- Jabón líquido
- Gasolina Super
- Matraz de destilación Engler
- Probeta de 5 ml
- Probeta 100ml

## **4.7.PROCEDIMIENTO**

1. Llenar el baño del condensador con hielo y suficiente agua para cubrir el tubo del condensador.
2. Limpiar el tubo del condensador con un trapo suave, amarrado a un cordón.
3. Medir 100 ml de muestra, con una probeta graduada, que debe estar a temperatura de (55-65°F) o (12,8 – 18,3°C).
4. Trasvasar al balón, el cual ha sido enfriado a 55- 65°F
5. El termómetro provisto de un corcho se ajusta firmemente. Debe estar a temperatura ambiente, cuando se coloca.
6. Colocar el balón (tubo de salida) en el condensador.
7. Colocar la probeta en que se midió, a la salida del tubo condensador, sumergir en un baño de 55 - 65 °F
8. El extremo superior de la probeta se cubre, de modo que se ajuste perfectamente en el tubo condensador.
9. Calentar a velocidad uniforme regulado, de tal manera que la primera gota de condensado caiga del condensador en no menos de 5 minutos ni más de 10 minutos.
10. Después de la primera gota, se mueve la probeta de tal modo que el extremo del tubo del condensador toque la pared de la probeta.
11. Se ajusta el calentamiento de tal modo que la destilación continúe a una velocidad uniforme, no menor de 4 ml/min, ni mayor de 5 ml/min.
12. No se debe hacer ningún ajuste del calentamiento, después que el residuo es de 5 ml. Al menos que el tiempo requerido para pasar los últimos 5ml de destilado y alcanzar la temperatura final, sea mayor de 5 min.
13. La temperatura final es la temperatura máx. que se observa en el termómetro. Registrar los datos según la tabla 4 y 5.
14. El residuo enfriado se vacía a una probeta y el volumen se anota como residuo.
15. Recuperado total = Recuperado + Residuo
16. Perdida = 100ml – Recuperado total.

**Figura 7: Sistema de medición**



*Fuente: Astm D86.*

*<https://sysingenieria.co/inicio/387-unidades-de-destilacion.html>*

#### 4.8. CÁLCULOS

- Trazar la curva ASTM.
- Determinar la temperatura cada 10 ml de volumen del evaporado.
- Calcular el aporte volumétrico de pentano, hexano y decano, partiendo del punto de ebullición de cada hidrocarburo y leyendo en la curva de destilación del porcentaje de volumen que corresponda.
- Determinar el aporte en masa: % de volumen \*SG a 60 ° F.
- Determinar el factor de caracterización, primero determinando la temperatura de ebullición promedio: 10; 30; 50; 70 y 90%.
- Determinar el peso molecular promedio: aporte peso / aportes moles.
- Determinar la gravedad específica promedio: aporte peso total /aporte volumétrico total.
- Determinar el aporte en moles, de cada componente y total: aporte peso/peso molecular de cada componente.
- Calcular el número de octanos, por medio de la fórmula.

1020,7 -64,86(4logAPI+2 log 10%+1,3 log T 90%); siendo T en °F.

- Determinar el calor de combustión, con los datos de gravedad específica y factor de corrección K.

**Tabla 7 Datos obtenidos**

HIDRO CARBU-ROS	FORMULA	PESO MO-LECULAR	P.EBULLI-CIÓN	DENSI-DAD G/ml	Aporte Volumé-trico ml	Aporte peso gr	Aporte Moles Peso/PM
Pentano	C5h12	72,15	97,16	0,626	10,18	6,37268	0,088325433
Hexano	C6h14	86,18	156,2	0,66	29,62	19,5492	0,226841495
Heptano	C7h16	100,21	209,3	0,684	49,4	33,7896	0,337187905
Octano	C8h18	114,23	258,44	0,703	4	2,812	0,024617001
Nonano	C9h20	128,26	303,26	0,717	3,6	2,5812	0,020124747
Decano	C10h22	141,29	345,38	0,73	1,7	1,241	0,008783353
<b>Total</b>		<b>107,053</b>	<b>228,29</b>				

*Fuente: Norma INEN 926 - Norma ASTM D 86 Standard Method,*

**Tabla 8 Resultados de análisis**

<b>% Recuperado</b>	<b>98,5%</b>
Temperatura del recuperado	182°C
% Residuo	1,5%
% Recuperado total	100%
Temperatura del recuperado total	172°C
% Perdida	0%
SG	0,7305 g/ml
°API	62,2
Kw	11,98
P.E.I (°C)	43°C
P.E.F (°C)	184°C
PM <sub>pm</sub>	107,053 g/mol
SG <sub>pm</sub>	0,686667 g/ml
Q <sub>comb</sub>	11,3 kcal/g

*Fuente: Norma INEN 926 - Norma ASTM D 86 Standard Method*

En la práctica de destilación de gasolina, se obtuvo varios resultados que nos permiten analizar la calidad y las características del combustible procesado. La gravedad específica de la muestra fue de 0.7305 g/ml, lo que indica una baja densidad y, en consecuencia, un alto grado API de 62.2. Esto es típico de las gasolinas ligeras y de alta calidad. El factor de caracterización de Watson (Kw) obtenido fue de 11.98, lo que sugiere que la mezcla tiene características intermedias entre las fracciones más ligeras y medianas de hidrocarburos.

Los puntos de ebullición inicial y final fueron de 43°C y 184°C, respectivamente, lo que indica un amplio rango de temperaturas en las que los distintos componentes de la gasolina se destilan. Este rango sugiere la presencia de una variedad de hidrocarburos de diferentes pesos moleculares. El peso molecular promedio de la muestra fue de 107.053 g/mol y la gravedad específica promedio de los componentes fue de 0.686667 g/ml, ambos valores coherentes con los hidrocarburos presentes en la gasolina.

El calor de combustión de 11.3 Kcal/g indica una buena capacidad energética del combustible, lo cual es deseable para su uso en motores de combustión interna.

En cuanto a la eficiencia del proceso de destilación, se recuperó el 98.5% del material inicial, quedando solo un 1.5% de residuo, lo que muestra una destilación muy efectiva. No hubo pérdida de material durante el proceso, ya que el total recuperado fue del 100%, con una pérdida del 0%.

Se identificaron los siguientes hidrocarburos destilados: pentano, hexano, heptano, octano, nonano y decano, con pesos moleculares de 72.15 g/mol, 86.18 g/mol, 100.21 g/mol, 114.23 g/mol, 128.26 g/mol y 141.29 g/mol, respectivamente. Los puntos de ebullición de estos hidrocarburos son 36.2°C para el pentano, 69°C para el hexano, 98.5°C para el heptano, 125.8°C para el octano, 150.7°C para el nonano y 174.1°C para el decano. Estos valores concuerdan con los puntos de ebullición observados en la práctica, reflejando la presencia de una mezcla compleja pero típica de la gasolina. Los resultados obtenidos indican que la gasolina procesada es de alta calidad, con una mezcla equilibrada de hidrocarburos que proporcionan un buen rendimiento energético.



# PRÁCTICA N° 5

## PRÁCTICA N°5

### PRUEBA DOCTOR

NORMA ASTM

D 4952

La prueba para determinar la presencia de mercaptano en naftas y querosenos utilizando plumbito de sodio es una técnica química también llamada (prueba Doctor) basada en la reacción específica entre mercaptanos y un reactivo llamado plumbito de sodio.

#### 5.1. PRINCIPIO DE LA PRUEBA

Los mercaptanos, también conocidos como tioles, son compuestos orgánicos que contienen un grupo tiol (-SH) cuando el azufre reemplaza al oxígeno en un alcohol. Estos compuestos son conocidos por sus olores fuertes y su capacidad para causar corrosión en los sistemas industriales, La prueba con plumbito de sodio se basa en una reacción química en la que el mercaptano forma un precipitado con el plumbito de sodio, lo que permite su detección. (Flores, 2014)

#### 5.2. PROCEDIMIENTO DE LA PRUEBA

- ✓ Preparación de la Muestra: La muestra de nafta o queroseno se toma y se coloca en un recipiente adecuado para la reacción.
- ✓ Adición de Plumbito de Sodio: Se añade una solución de plumbito de sodio a la muestra. En presencia de mercaptanos, el plumbito de sodio reacciona con los mercaptanos para formar un plumbito de mercaptano, que es un compuesto insoluble en el medio.
- ✓ Observación de Resultados: La formación de un precipitado o un cambio en la coloración de la muestra indica la presencia de mercaptanos. La cantidad y el color del precipitado pueden proporcionar información sobre la concentración de mercaptanos en la muestra.

### 5.3.FUNDAMENTACIÓN DEL MÉTODO

**Especificidad:** El plumbito de sodio reacciona de manera específica con los mercaptanos debido a la formación de un complejo plumbito-mercaptano. Esta especificidad ayuda a evitar interferencias de otros compuestos presentes en la muestra.

**Simplicidad y Accesibilidad:** La prueba es relativamente simple y no requiere equipos sofisticados. Esto hace que el método sea accesible y adecuado para pruebas rutinarias en laboratorios de control de calidad.

La prueba para determinar la presencia de mercaptano en naftas y querosenos utilizando plumbito de sodio es una técnica efectiva basada en una reacción química específica que forma un precipitado con los mercaptanos. Su utilidad radica en su especificidad, simplicidad y relevancia para el control de calidad en la industria del petróleo. La capacidad para detectar mercaptanos ayuda a garantizar la calidad del producto, prevenir problemas de corrosión y mejorar la seguridad operativa en los procesos de refinación.

### 5.4.DETECCIÓN CUALITATIVA DE MERCAPTANOS

Los mercaptanos, o tioles, son compuestos orgánicos que contienen un grupo funcional -SH. Su detección cualitativa se basa en la identificación de esta funcionalidad en una muestra.

**Reactividad Específica:** Los mercaptanos pueden ser detectados mediante reacciones específicas con reactivos que forman complejos o precipitados con el grupo -SH. Por ejemplo, la prueba con plumbito de sodio, que reacciona con mercaptanos para formar mercaptinas de plomo, es una de las pruebas cualitativas más comunes. La formación de un precipitado indica la presencia de mercaptanos. (Chacón, 2017)

**Sensibilidad y Selectividad:** Métodos cualitativos como esta prueba son sensibles y específicos para los mercaptanos, ya que la reacción con plumbito de sodio es bastante

específica para el grupo -SH. Esto significa que la presencia de mercaptanos en la muestra puede ser confirmada con un alto grado de certeza. (Chacón, 2017)

## **5.5.DETECCIÓN DE AZUFRE ELEMENTAL**

El azufre elemental puede estar presente como un producto de la descomposición de mercaptanos o como contaminante en la muestra. La detección de azufre elemental se puede abordar de la siguiente manera:

**Métodos de Precipitación:** Algunos métodos pueden convertir azufre elemental en una forma precipitable o detectable. Por ejemplo, en pruebas de mercaptanos, el azufre puede formar precipitados con reactivos específicos.

**Espectroscopía y Análisis Elemental:** Técnicas como la espectroscopía de absorción atómica o la fluorescencia de rayos X (XRF) pueden ser utilizadas para detectar y cuantificar el azufre elemental en una muestra.

El método para la detección cualitativa de mercaptanos, así como para identificar ácido sulfhídrico y azufre elemental, se basa en la aplicación de principios químicos específicos y pruebas adecuadas. La habilidad de un método para proporcionar información sobre la presencia de estos compuestos se fundamenta en su capacidad para realizar reacciones específicas, liberar y detectar productos de descomposición, y utilizar técnicas de análisis que confirmen la presencia de los componentes sulfurados en las muestras. (Chacón, 2017)

## 5.6.NAFTA

La nafta es un tipo de combustible utilizado en motores de combustión interna de vehículos, especialmente en motores de gasolina. También se le conoce como gasolina, gasolina sin plomo o gasolina de automoción, dependiendo de la región. Es un combustible líquido derivado del petróleo crudo a través de un proceso de refinamiento.

La nafta se compone principalmente de hidrocarburos, como alcanos, cicloalcanos e hidrocarburos aromáticos, que son químicos orgánicos a base de carbono e hidrógeno. Durante el proceso de refinamiento, se eliminan los compuestos no deseados, como azufre y contaminantes, y se ajusta la mezcla para cumplir con los estándares y especificaciones de calidad requeridos por las regulaciones gubernamentales.

La nafta es utilizada como combustible para motores de combustión interna, ya sea en automóviles, motocicletas, camiones o maquinaria. Es un combustible volátil que se evapora rápidamente y se quema en la cámara de combustión del motor para generar energía y propulsión. El rendimiento y la calidad de la nafta pueden variar según la región y los estándares locales, y pueden clasificarse en diferentes categorías según su octanaje, contenido de azufre y aditivos adicionales.

## 5.7.OBJETIVO

Determinar la presencia de mercaptano en naftas, kerosenes, utilizando plumbito de sodio.

## 5.8.MATERIALES Y REACTIVOS

**Tabla 9 Materiales y Reactivos**

<b>Materiales utilizados</b>	<b>Reactivos</b>
<ul style="list-style-type: none"><li>• Tubo de ensayo</li></ul>	<ul style="list-style-type: none"><li>• Hidróxido de sodio</li></ul>

- 
- Tapón de corcho
  - Espátula
  - Cronómetro
  - Probeta de 25 ml
  - Pipeta de 10 ml
- Óxido de plomo II
  - Agua destilada
  - Azufre en polvo
- 

*Fuente: Autoras*

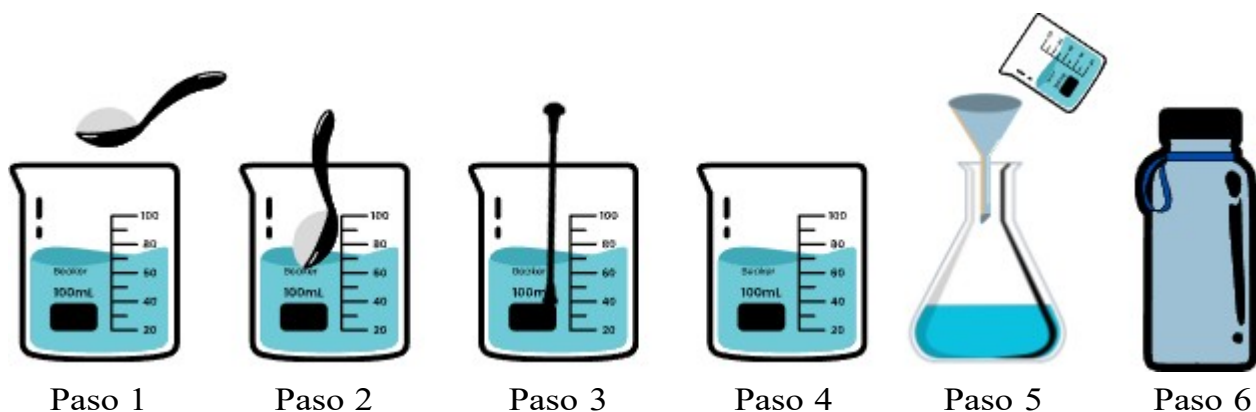
## 5.9. PROCEDIMIENTO

Preparación de la Solución Doctor	Procedimiento para la Reacción
1. Disolver 125 g de NaOH en un litro de H <sub>2</sub> O destilada	7. Verter 10 ml de muestra en el tubo de ensayo
2. Agregar 60 g de PbO	8. Agregar 5 ml de solución Doctor
3. Agitar vigorosamente durante 15 minutos	9. Agitar por 15 segundos
4. Dejar en reposo	10. Agregar flor de Azufre
5. Filtrar	11. Agitar por 15 segundos
6. Conservar en una botella perfectamente tapada	12. Dejar en reposo por 2 minutos

---

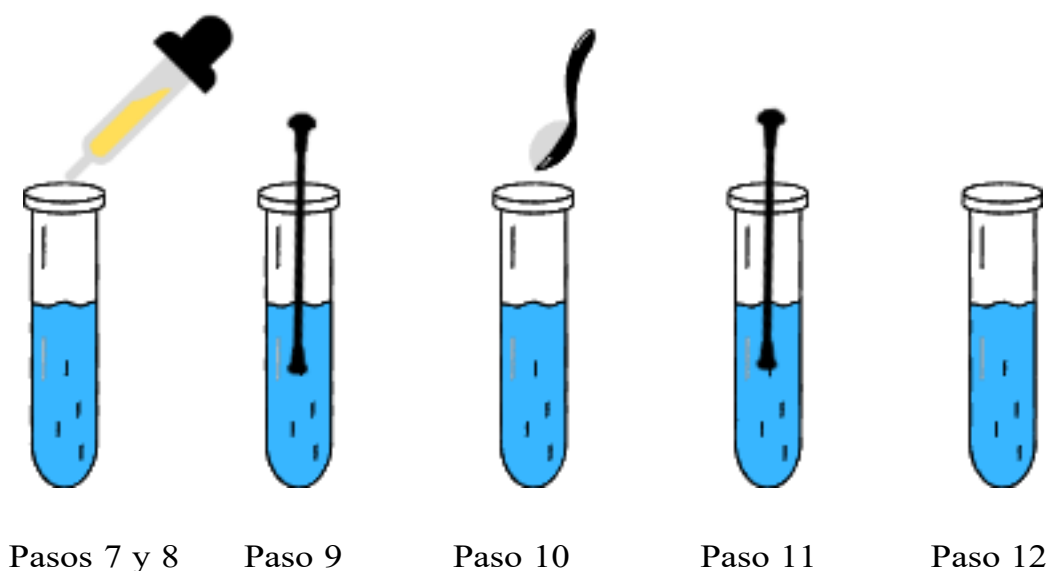
*Fuente: Autoras*

**Figura 8: Preparación de la Solución Doctor**



*Fuente: Autoras*

**Figura 9: Procedimiento para la Reacción**



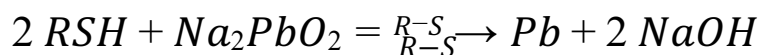
*Fuente: Autoras*

## 5.10. RESULTADOS E INTERPRETACIÓN

Según la coloración, que se observa en el azufre, se reportará.

- Muestra decolorada o Azufre marcadamente, oscurecido la prueba se reporta como POSITIVA y la muestra como Mala Amarga.
- Muestra sin cambio y el azufre mantiene su color brillante o solo ligeramente oscurecido, la prueba se reporta como negativa y la muestra como BUENA, DULCE.

En la prueba Doctor, los mercaptanos reaccionan con el plumbito de sodio para dar mercaptinas de plomo. Esta reacción es acelerada por la solubilidad de los mercaptanos en soda caustica.



La mezcla de la reacción es coloreada y varia de amarillo al rojo, de acuerdo, al peso molecular. El peso molecular bajo: calor claro y precipitación la solución. Peso molecular alto: fracciones que hierven arriba de 100°C, son solubles en el aceite y le imparten un color rojo.

El tratamiento con plumbito, trae una parcial desulfuración por la precipitación de las mercaptidas de plomo de peso molecular más bajos. Los más altos deben separarse de la solución y esto se hace por el agregado de azufre, que da la reacción. El sulfuro de plomo precipita de color negro y se forma disulfuro orgánico.

La afirmación es consistente con los principios químicos de solubilidad y reacción. La solubilidad de los mercaptanos en soda cáustica mejora su disponibilidad para reaccionar con el plumbito de sodio, lo que acelera la formación del precipitado de mercaptina de plomo. Este mecanismo de aceleración es una ilustración clara de cómo las condiciones del medio pueden influir en la velocidad de una reacción química.



# PRÁCTICA N° 6

## PRÁCTICA N°6

### TOLERANCIA DE AGUA EN COMBUSTIBLES DE AVIACIÓN

NORMA ASTM

D 1094

El agua en los combustibles de aviación, como el queroseno (por ejemplo, el Jet A o Jet A-1), puede tener efectos perjudiciales significativos, el agua puede congelarse a las bajas temperaturas a las que operan los aviones a gran altitud. Este hielo puede obstruir los filtros y las líneas de combustible, interrumpiendo el suministro de combustible al motor. En casos extremos, esto puede provocar fallos en el motor o accidentes.

El agua en el combustible puede promover la corrosión de componentes del sistema de combustible, como bombas y tuberías, reduciendo su vida útil y comprometiendo la integridad del sistema, esto puede llevar a una mala mezcla y a una reducción en la eficiencia del combustible. (Enciso, 2020)

#### 6.1.ESPECIFICACIONES Y CONTROLES

Debido a los riesgos mencionados, los combustibles de aviación deben cumplir con estrictas especificaciones en cuanto a la cantidad de agua que pueden contener. Estas especificaciones están diseñadas para garantizar un funcionamiento seguro y eficiente del combustible:

**Normativas Internacionales:** Las normativas como las de la ASTM (*American Society for Testing and Materials*) y la especificación internacional *Def Stan 91-91* establecen límites rigurosos sobre la cantidad de agua permitida en los combustibles de aviación. Estas normativas especifican pruebas y métodos para medir el contenido de agua y asegurar que el combustible cumpla con los estándares.

**Pruebas y Control de Calidad:** Los combustibles de aviación se someten a pruebas

rigurosas para detectar la presencia de agua. Métodos como la destilación, la prueba de separabilidad del agua y la prueba de turbidez son utilizados para garantizar que el combustible esté dentro de los límites permitidos. Los resultados de estas pruebas son esenciales para el control de calidad en la producción y el suministro de combustible.

## **6.2. RAZONES PARA LA BAJA TOLERANCIA DE AGUA**

El control estricto sobre la tolerancia de agua en combustibles de aviación se justifica por varios motivos:

**Seguridad Operacional:** La principal razón para limitar la cantidad de agua es garantizar la seguridad del vuelo. La presencia de agua puede causar problemas graves en el funcionamiento del motor y en la integridad del sistema de combustible, poniendo en riesgo la seguridad del avión y sus ocupantes. (Enciso, 2020)

**Rendimiento del Motor:** El rendimiento óptimo del motor depende de un suministro de combustible limpio y libre de contaminantes. El agua puede afectar la eficiencia de la combustión y la potencia del motor, reduciendo el rendimiento y la eficiencia del avión. (Enciso, 2020)

**Durabilidad del Sistema de Combustible:** La corrosión y el daño a los componentes del sistema de combustible pueden resultar en costosos mantenimientos y reparaciones. Mantener una baja tolerancia de agua ayuda a prolongar la vida útil del sistema y reducir costos operativos.

## **6.3. GESTIÓN Y MANEJO DEL AGUA EN EL COMBUSTIBLE**

Para gestionar y controlar la presencia de agua en los combustibles de aviación, se

deben adoptar prácticas y tecnologías adecuadas:

**Filtración y Separación:** En los aviones, se utilizan filtros y separadores de agua para eliminar cualquier agua que pueda estar presente en el combustible antes de que llegue al motor. Estos dispositivos son cruciales para prevenir problemas relacionados con el agua en el combustible. (Leal, 2015)

**Mantenimiento y Monitoreo:** El monitoreo regular y el mantenimiento de los sistemas de combustible son esenciales para asegurar que el combustible se mantenga dentro de los estándares requeridos y que cualquier traza de agua sea eliminada a tiempo. (Leal, 2015)

La tolerancia de agua en los combustibles de aviación debe ser extremadamente baja debido a los riesgos asociados con la formación de hielo, la corrosión y la separación de fases que pueden comprometer la seguridad y el rendimiento del avión. Las estrictas especificaciones y controles de calidad en la producción y manejo del combustible están diseñados para mitigar estos riesgos y garantizar un funcionamiento seguro y eficiente de los motores aéreos. La gestión adecuada de la presencia de agua y la implementación de tecnologías adecuadas son fundamentales para cumplir con estos estándares y mantener la seguridad en la aviación.

#### **6.4. JET A1 / JET FUEL**

Jet A1 es un tipo de combustible de aviación utilizado en aviones de turbina, como aviones comerciales y militares. Es un tipo de queroseno destilado que cumple con

especificaciones y estándares internacionales, especialmente la norma ASTM D1655. Jet A1 es muy similar al queroseno utilizado en calentadores y estufas, pero se somete a un proceso de refinamiento adicional para garantizar un mayor rendimiento y cumplir con los requisitos de seguridad y calidad exigidos por la industria de la aviación.

El Jet A1 tiene una composición química específica y características de rendimiento diseñadas para satisfacer las necesidades de los motores de avión de turbina. Está formulado para garantizar una combustión eficiente y un buen rendimiento en una amplia gama de temperaturas y altitudes. Además, tiene un punto de congelación más bajo que el queroseno convencional, lo que lo hace adecuado para su uso en entornos de baja temperatura en altitudes elevadas.

El Jet A1 se utiliza ampliamente en todo el mundo como el principal combustible para aviones comerciales y militares. Es un combustible de aviación estándar y se suministra en grandes cantidades a través de redes de suministro en aeropuertos y bases aéreas.

## **6.5.OBJETIVO**

Determinar el valor límite de la solubilidad del agua en la gasolina de aviación y turbo jet, sirve como medida de concentración de componentes miscibles con agua.

## **6.6.IMPLICACIONES OPERATIVAS Y DE MANTENIMIENTO**

El valor límite de solubilidad del agua no solo tiene implicaciones para la calidad del combustible, sino también para las operaciones y el mantenimiento de los aviones:

**Prevención de Fallos en el Motor:** Garantizar que el combustible esté dentro de los límites de solubilidad especificados ayuda a prevenir fallos en el motor que podrían ocurrir debido a problemas relacionados con el agua. (Leal, 2015)

**Mantenimiento de Componentes:** Un combustible que cumpla con los requisitos de solubilidad de agua contribuye a la longevidad de los sistemas de combustible y reduce la necesidad de mantenimiento frecuente y costoso debido a problemas de corrosión o acumulación de hielo. (Leal, 2015)

Determinar el valor límite de la solubilidad del agua en la gasolina de aviación y turbojet es una medida fundamental para garantizar que el combustible mantenga sus propiedades de rendimiento y seguridad. Esta medida asegura que el combustible cumpla con las especificaciones internacionales y permite la evaluación de la calidad y la identificación de posibles contaminantes miscibles con agua. La adecuada gestión de la solubilidad del agua es crucial para evitar problemas operativos y de mantenimiento, garantizando así un funcionamiento seguro y eficiente de los motores aéreos.

## **6.7.FUNDAMENTO DE LA OPERACIÓN DE DESTILACIÓN**

Se debe considerar los siguientes requerimientos para que se realice la separación de componentes por la operación de destilación.

- Los componentes de la mezcla deben tener diferentes puntos de ebullición.
- Las composiciones del vapor y del líquido deben ser diferentes, siendo lo contrario no podrá realizarse el proceso de destilación (Espinal Perla et al., 2009).

## **6.8.EQUIPOS QUE SE UTILIZAN**

**Columnas de destilación:** La operación unitaria de Destilación se lleva a cabo en equipos de columnas de destilación, que son precisamente cilindros verticales con una entrada de alimentación y una salida en la parte superior.

**Columnas de platos:** Los platos son superficies planas que a su vez divide en varias series de etapas a las columnas, estos retienen líquido en sus superficies haciendo burbujear el vapor que

emite la caldera cuando asciende consiguiéndose así un bien contacto entre el vapor y el líquido. El líquido del plato cae el plato inferior por un rebosadero situado en un extremo del plato.

## **6.9. REACTIVOS Y MATERIALES**

- Agua destilada
- Probeta de 100 ml de vidrio, con tapa esmerilada
- Solución Buffer
- Cronómetro
- Probeta de 25 ml

## **6.10. PROCEDIMIENTO**

1. Medir 20 ml de agua destilada a temperatura ambiente, en una probeta de 100 ml contapa.
2. Anotar el volumen con aproximación de 0,5 ml.
3. Agregar 80 ml del combustible que se desea analizar.
4. Agitar fuertemente por lo menos durante 2 minutos.
5. Dejar en reposo.
6. Anotar el volumen de la capa acuosa.

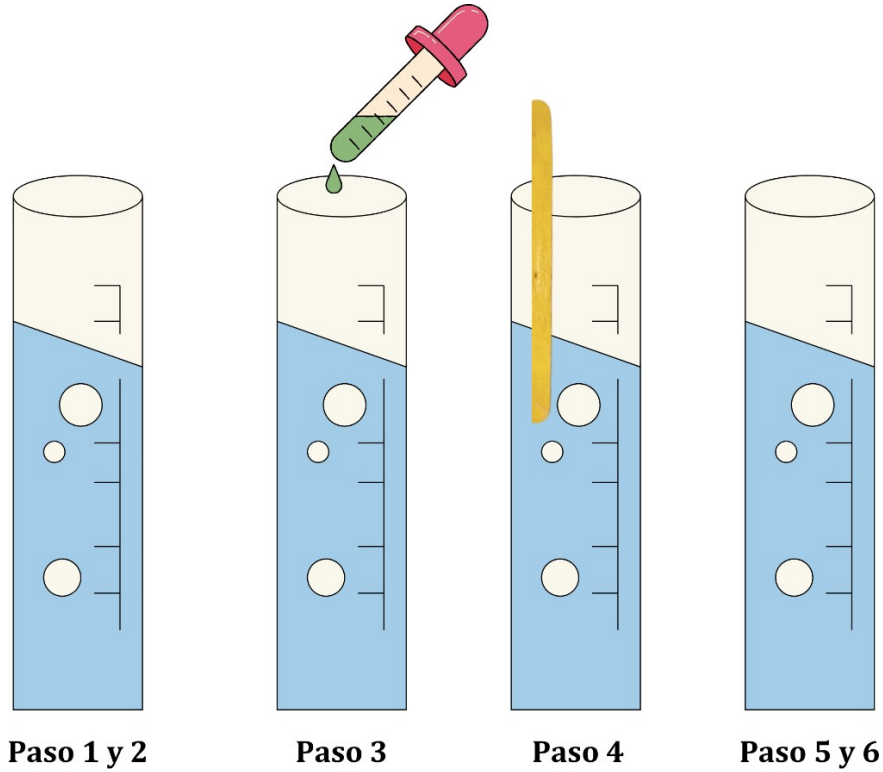
## **6.11. REPORTE**

Reportar el volumen de la capa acuosa con aproximación de 0,5ml.

## **6.12. PROCEDIMIENTO PARA MEDIR EL AGUA DESTILADA**

**Figura 10: Procedimiento para medir el agua destilada**

*Fuente: Autoras*



### 6.13. OBSERVACIÓN

Es crucial evitar la formación de espuma en los combustibles de aviación debido a sus potenciales efectos adversos sobre el rendimiento y la seguridad del motor. La espuma puede interferir con el suministro de combustible, causar daños a los componentes del motor y afectar negativamente el rendimiento y la seguridad del vuelo. La calidad del combustible, el manejo adecuado y el uso de aditivos desespumantes son medidas clave para prevenir la formación de espuma y garantizar un funcionamiento seguro y eficiente del motor.



# PRÁCTICA N° 7

## PRÁCTICA N°7

### PUNTO DE ANILINA

#### PRODUCTOS DEL PETRÓLEO Y DE LOS HIDROCARBUROS SOLVENTES

NORMA ASTM-D 611

NORMA INEN 2321:2013

Los productos del petróleo y los hidrocarburos solventes juegan un papel fundamental en la industria moderna, con aplicaciones que van desde combustibles y lubricantes hasta solventes industriales y productos químicos. El manejo y uso de solventes y productos derivados del petróleo requieren precauciones para evitar la exposición a sustancias químicas peligrosas. La seguridad en el trabajo y el manejo adecuado de estos productos son esenciales para prevenir riesgos para la salud.

La investigación y desarrollo de nuevas tecnologías y procesos pueden mejorar la eficiencia en la producción y el uso de productos derivados del petróleo, así como reducir su impacto ambiental. Ejemplos incluyen la mejora de procesos de refinación y la búsqueda de alternativas más limpias.

Los productos del petróleo y los hidrocarburos solventes tienen un valor económico significativo, afectando a la economía global y regional. Las industrias que dependen de estos productos son fundamentales para el crecimiento económico y el desarrollo tecnológico. (Orozco, 2023)

La gestión eficiente y sostenible de los recursos petroleros es crucial para asegurar su disponibilidad a largo plazo y equilibrar las necesidades económicas con la protección ambiental.

## 7.1.SOLVENTES Y PRODUCTOS QUÍMICOS

**Solventes:** Los hidrocarburos solventes como la nafta, el benceno y el tolueno son ampliamente utilizados en la industria química y de manufactura para disolver y mezclar otros compuestos. Son esenciales en la fabricación de plásticos, resinas y otros productos químicos.

**Industria Farmacéutica y Cosmética:** En la industria farmacéutica y cosmética, los solventes derivados del petróleo se utilizan en la formulación de medicamentos, productos de cuidado personal y cosméticos. Aseguran la estabilidad y la eficacia de estos productos.

**Regulaciones Ambientales:** Los productos petrolíferos están sujetos a estrictas regulaciones ambientales para controlar su impacto. La normativa incluye límites para las emisiones, estándares de calidad y prácticas de manejo seguro para proteger el medio ambiente y la salud pública.

## 7.2.ECONOMÍA Y RECURSOS

**Valor Económico:** Los productos del petróleo y los hidrocarburos solventes tienen un valor económico significativo, afectando a la economía global y regional. Las industrias que dependen de estos productos son fundamentales para el crecimiento económico y el desarrollo tecnológico.

**Gestión de Recursos:** La gestión eficiente y sostenible de los recursos petroleros es crucial para asegurar su disponibilidad a largo plazo y equilibrar las necesidades económicas con la protección ambiental.

Los productos del petróleo y los hidrocarburos solventes son esenciales para muchas facetas de la vida moderna, desde la energía y el transporte hasta la manufactura y la salud. Su impacto en la economía y la tecnología es profundo, pero también conlleva desafíos ambientales y de salud que deben ser gestionados cuidadosamente. La implementación de prácticas sostenibles, la innovación tecnológica y el cumplimiento de regulaciones son fundamentales para maximizar los beneficios de estos productos mientras se minimizan sus impactos negativos. (Orozco, 2023)

## 7.3.OBJETIVO

Determinar cualitativamente el contenido de aromáticos de una mezcla de hidrocarburos

#### 7.4. ESTRUCTURA

Los compuestos aromáticos se caracterizan por tener una estructura basada en un anillo de seis átomos de carbono. El anillo bencénico es una estructura cíclica en la que los átomos de carbono están dispuestos en un anillo planar. La geometría del anillo contribuye a la estabilidad y las propiedades únicas de los compuestos aromáticos. (Villamizar, 2021)

Dentro del anillo, los átomos de carbono están unidos por enlaces simples y dobles alternantes. Este patrón de enlaces no es fijo; en lugar de tener enlaces simples o dobles en posiciones fijas, los electrones en el anillo están deslocalizados, lo que contribuye a la estabilidad del anillo. (Villamizar, 2021)

**Reactividad:** Los compuestos aromáticos son menos reactivos que los hidrocarburos insaturados como los alquenos. Por ejemplo, el benceno, a pesar de tener enlaces dobles en su estructura, no reacciona fácilmente con reactivos típicos de alquenos como los halógenos.

**Sustitución Electrofílica Aromática:** En lugar de añadir nuevas moléculas al anillo, los compuestos aromáticos tienden a experimentar sustituciones en lugar de reacciones de adición. Esta característica es una consecuencia directa de la estabilidad proporcionada por la resonancia.

Un compuesto aromático es un hidrocarburo con una estructura que incluye uno o más anillos de seis átomos de carbono con enlaces simples y dobles alternantes, cuya estabilidad se debe a la resonancia de electrones. Esta estructura de anillo y la energía de resonancia resultante proporcionan a los compuestos aromáticos una estabilidad química y propiedades distintivas que los hacen únicos en comparación con otros tipos de hidrocarburos. Estas características influyen en sus propiedades físicas, su reactividad química y su amplia gama de aplicaciones en la industria química y otras áreas. (Orozco, 2023)

#### 7.5. DEFINICIÓN

El punto de anilina es una medida importante en la caracterización de aceites y otros líquidos, especialmente en la industria del petróleo y la química. Determina la temperatura a la cual volúmenes iguales de aceite y anilina se vuelven completamente miscibles, proporcionando información sobre la composición del aceite. A continuación, argumento por qué esta propiedad es útil y cómo se relaciona con la proporción de compuestos aromáticos en el aceite.

**El punto de anilina** es la temperatura mínima de la solución en equilibrio, entre volúmenes iguales de anilina y muestra. Puede decirse que es la temperatura a la que una mezcla de volúmenes iguales de aceite y anilina se vuelve completamente miscible. La anilina es un compuesto aromático con un grupo amino, y su comportamiento en mezclas con aceites puede revelar información sobre la composición química del aceite.

**Punto de anilina mixto:** Es la temperatura mínima de la solución en equilibrio, entre una mezcla compuesta de dos volúmenes de la anilina, un volumen de muestra y un volumen de n-heptano de pureza específica.

## 7.6. APLICACIONES DEL PUNTO DE ANILINA

**Composición del Aceite:** Conocer el punto de anilina ayuda a determinar la proporción de compuestos aromáticos en un aceite. Esto es útil para clasificar aceites y para aplicaciones en las que la presencia de aromáticos puede afectar el rendimiento o las propiedades del producto. (Marrero, 2016)

**Control de Calidad:** En la industria del petróleo, la medida del punto de anilina puede ser utilizada como un parámetro de calidad para ajustar la formulación de aceites y otros productos derivados del petróleo, asegurando que cumplen con las especificaciones deseadas. (Marrero, 2016)

**Densidad y Punto de Ebullición:** Mientras que la densidad y el punto de ebullición son útiles para caracterizar aceites y otros líquidos, el punto de anilina proporciona información específica sobre la proporción de aromáticos, algo que no se puede obtener fácilmente con estos otros métodos. (Marrero, 2016)

**Comparación con Solubilidad en Otros Solventes:** Aunque otros solventes pueden ser utilizados para determinar la solubilidad de compuestos en aceites, el uso de anilina es particularmente relevante debido a su capacidad para interactuar específicamente con compuestos aromáticos, proporcionando una indicación clara de su presencia. (Marrero, 2016)

El punto de anilina es una medida crucial para entender la composición de un aceite, particularmente en términos de su contenido de compuestos aromáticos. La relación inversa entre el punto de anilina y la proporción de aromáticos significa que un punto de anilina más bajo indica una mayor concentración de estos compuestos en el aceite. Esta información es valiosa para la caracterización de aceites, el control de calidad y el diseño de productos en la industria del petróleo y otras aplicaciones químicas. La capacidad de la anilina para mezclarse con aceites a temperaturas más bajas cuando hay una alta proporción de aromáticos destaca su utilidad en la evaluación de la composición de los aceites y la optimización de sus propiedades.

## 7.7. REACTIVOS

- Anilina químicamente
- Sulfato de calcio anhidro

## 7.8. MATERIALES Y /O EQUIPOS

- Termómetro especificación  
ASTM 33C, 33F; rango -38 a + 42°C (-36.5 A 107.5°F)  
  
ASTM 34C, 34F; 25 a 105 °C (77 a 221°F)  
ASTM 35C, 35 F; 90 a 170 °C (194 a 338°F)
- Tapones de corcho

- Tubo de ensayo
- Camisa de vidrio (baño)
- Agitador
- Baño de calentamiento
- Pipeta con capacidad de  $10 \pm 0.04\text{ml}$ ; ( $5 \pm 0.02\text{ml}$ )
- Guantes de plástico (resistentes a la anilina)
- Lentes de seguridad

## 7.9.PROCEDIMIENTO

1. Medir y colocar en el tubo 10 ml anilina
2. Agregar 10 ml de muestra
3. Colocar el tubo en el equipo (baño de glicerina)
4. Colocar el termómetro, la línea de inmersión se debe encontrar al mismo nivel que la superficie del líquido y el bulbo no debe estar en contacto con la pared del tubo.
5. Calentar la mezcla a una velocidad de 1 a 2 °C (2 a 3,5°F) por minuto, hasta cuando las fases se hacen una mezcla homogénea.
6. Leer la temperatura
7. Suspender el calentamiento
8. Observar lo que sucede en la separación de fases y anotar la temperatura.
9. Anotar como punto de anilina, la temperatura promedio entre las dos fases.

**Para el baño:** Llenar el vaso con glicerina o vaselina líquida, libre de humedad.

**Nota:** No se debe emplear agua ni como medio refrigerante, ni de calentamiento, debido a que la anilina es higroscópica, lo que influye en resultados erróneos. La anilina debe estar recién destilada y la muestra se debe secar agitándola vigorosamente durante 3 a 5 minutos con un agente deshidratante como el sulfato de calcio.

## 7.10. PRECISIÓN

**Tabla 10 Repetibilidad**

Líquidos claros	0.16°C (0.3°F)
Líquidos moderadamente oscuros	0.3°C (0.6°F)

*Fuente: Norma INEN 2321:2013*

**Tabla 11 Reproductibilidad**

Líquidos claros	0.5°C (0.9°F)
Líquidos moderadamente oscuros	1.0°C (1.8°F)

*Fuente: Norma INEN 2321:2013*

**Para líquidos claros, la repetitividad** puede ser evaluada mediante la medición de parámetros como la densidad, índice de refracción o viscosidad. La consistencia en estos parámetros es crucial para asegurar que las características del líquido se mantengan dentro de los estándares especificados.

**En líquidos moderadamente oscuros, la repetitividad** es igualmente importante pero puede ser más desafiante debido a la posible interferencia en las mediciones debido a la coloración del líquido. La precisión de mediciones como el contenido de aromáticos, punto de anilina, o absorbancia en el espectro visible puede verse afectada por la intensidad del color.

**Para líquidos claros, la reproductividad** se evalúa midiendo el porcentaje de precisión de un líquido claro en diferentes laboratorios o por diferentes operadores. Los líquidos claros, con su mayor transparencia, suelen ser menos problemáticos en términos de reproductividad, ya que las características del líquido son menos propensas a introducir variaciones significativas en los resultados.

**Para líquidos moderadamente oscuros, la reproductividad** se mide bajo diferentes condiciones experimentales, incluyendo variaciones en equipos y operadores en distintos laboratorios. La reproductividad puede ser más desafiante para líquidos moderadamente oscuros debido a la influencia del color en la medición. Diferentes equipos pueden tener sensibilidades distintas, y las variaciones en la interpretación del color pueden afectar la consistencia de los resultados entre diferentes lugares u operadores.

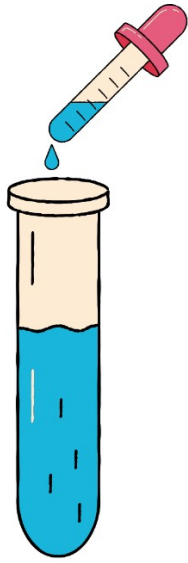
**Advertencia:** la anilina no se debe transferir volumétricamente con la boca, debido a que es extremadamente tóxica. También es tóxica por absorción a través de la piel, incluso en pequeñas cantidades, se debe utilizar con gran cuidado.

### **Informe de Resultados**

Si el intervalo de tres lecturas sucesivas de la temperatura del punto de anilina no es mayor a  $0,1^{\circ}\text{C}$  ( $0,2^{\circ}\text{F}$ ) para muestras de colores claros o a  $0,2^{\circ}\text{C}$  ( $0,4^{\circ}\text{F}$ ) para muestras oscuras, la temperatura promedio de estas lecturas, se corrige por los errores de calibración de los termómetros y se reporta como el punto de anilina, con una precisión de  $0,05^{\circ}\text{C}$  ( $0,1^{\circ}\text{F}$ ).

Si no se obtiene este intervalo después de cinco lecturas, se repite el ensayo utilizando cantidades nuevas de anilina y de muestra en el equipo limpio y seco y si lecturas sucesivas de temperatura muestran un cambio progresivo, o el intervalo de lecturas es mayor que la repetibilidad, reportar que el método de ensayo no es aplicable

**Figura 11: Procedimiento para medir la anilina**



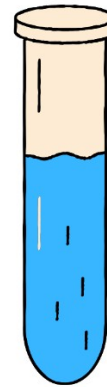
**Paso 1 y 2**



**Paso 3**



**Pasos 4 - 7**



**Pasos 8 y 9**

*Fuente: Autoras*



# PRÁCTICA N° 8

## PRÁCTICA N°8

### DETERMINACIÓN DEL NÚMERO DE CETANO

NORMA ASTM D 976

INEN 1495

El Diésel, es un combustible derivado del petróleo el cual es obtenido mediante la refinación del petróleo luego pasa a la destilación para separarlo en diferentes fracciones. El combustible diésel, se manufactura, en muchos casos a partir de mezclas de gasóleos con querosines, y aceite cíclico ligero, el cual es producto del proceso de desintegración catalítica fluida.

**Gasóleos:** Los gasóleos son fracciones pesadas obtenidas durante la destilación del petróleo. Tienen una estructura química adecuada para el combustible diésel, con características de combustión que favorecen la eficiencia y el rendimiento en motores diésel. (Almeida, 2008)

**Querosines:** Aunque el queroseno se utiliza comúnmente como combustible para aviones, también se mezcla con gasóleos en la producción de diésel para ajustar sus propiedades, como el punto de inflamación y la estabilidad.

**Aceite Cíclico Ligero:** Este es un producto de la desintegración catalítica fluida, un proceso que rompe moléculas más grandes en fracciones más pequeñas. El aceite cíclico ligero tiene características similares a las de los gasóleos y el queroseno, y su adición ayuda a mejorar la calidad del combustible diésel.

**Proceso de Desintegración Catalítica Fluida:** Este proceso es fundamental para la mejora de la calidad del diésel. Utiliza un catalizador para romper moléculas grandes en componentes más ligeros y útiles, como el aceite cíclico ligero. Este aceite es valioso en la formulación de diésel porque ayuda a ajustar la composición del combustible para cumplir con las especificaciones técnicas. (Almeida, 2008)

El diésel es un combustible derivado del petróleo que se obtiene mediante un

complejo proceso de refinación y destilación. La mezcla de gasóleos, querosinas y aceite cíclico ligero es fundamental para ajustar las propiedades del combustible y asegurar su eficiencia y calidad. Este proceso permite obtener un producto que cumple con las especificaciones requeridas para su uso en motores diésel, contribuyendo así a su amplia aplicación en la industria del transporte y la energía.

En Ecuador, la regulación de los productos derivados del petróleo, específicamente el diésel, se basa en normas técnicas establecidas para asegurar la calidad y la seguridad en su comercialización, almacenamiento y transporte. Estas normativas son fundamentales para mantener estándares de calidad y garantizar el cumplimiento con las especificaciones técnicas requeridas para cada tipo de diésel. A continuación, argumentaré sobre la importancia y el impacto de las normas NTE INEN 1489 y NTE INEN 2266, y la clasificación del diésel en el contexto ecuatoriano. (Ruíz, 2020)

## **8.1. CLASIFICACIÓN DEL DIÉSEL EN ECUADOR**

**Diésel N°1:** Este tipo de diésel es utilizado principalmente en equipos de combustión industrial o doméstico. Generalmente, el Diésel N°1 tiene propiedades que lo hacen adecuado para operar en condiciones extremas de temperatura y para aplicaciones que requieren un rendimiento constante y fiable. (Ruiz, 2020)

**Diésel N°2:** Este tipo es comúnmente utilizado en el sector industrial. El Diésel N°2 suele tener un punto de inflamación y una densidad ajustados para cumplir con las demandas de maquinaria pesada y equipos industriales. Es menos refinado que el Diésel Premium, pero adecuado para las aplicaciones industriales que no requieren características especiales de bajo contenido de azufre. (Ruiz, 2020)

**Diésel Premium:** Uso: Utilizado en el sector automotriz, especialmente en vehículos que requieren un combustible con propiedades específicas para mejorar el rendimiento y reducir las emisiones. (Ruiz, 2020)

**Características:** El Diésel Premium se caracteriza por tener un bajo contenido de azufre, lo que contribuye a la reducción de emisiones contaminantes y mejora la eficiencia del

motor. Su formulación está diseñada para cumplir con los estándares ambientales más estrictos y ofrecer un mejor rendimiento en términos de limpieza y longevidad del motor. (Ruiz, 2020)

## **8.2.COMPORTAMIENTO DEL COMBUSTIBLE DIESEL CON RESPECTO AL NÚMERO DE CETANO**

El comportamiento depende de la matriz química, es decir del crudo que se obtuvo:

- El diésel de origen parafínico, son cadenas lineales, y su número de cetano va a ser alto, entre 55 o mayor.
- Cuando el diesel es isoparafínico son cadenas lineales con ramificaciones, y su número de cetano es bajo, igual que el diésel de origen olefínico, que son cadenas que presentan dobles enlaces.
- El diésel de origen nafténico, son cadenas cerradas, y su número de cetano es medio.
- El diésel de origen aromático, son anillos bencénicos, el número de cetano va a ser muy bajo

## **8.3.CARACTERÍSTICAS DEL DIÉSEL**

- El combustible diésel siempre es algo más económico que la gasolina.
- El consumo de un diésel siempre es menor y más estable que el de una gasolina
- La potencia de los diéseles a c t u a l e s es similar o superior a los motores de gasolina
- El mantenimiento de un diésel se hace a más kilómetros que en una gasolina.
- Los diéseles no se desajustan tanto como la gasolina.
- Los motores de diésel aguantan el doble o el triple que los de gasolina.
- El combustible diésel, también se manufactura, en muchos casos a partir de mezclas de gasóleos con querosines, y aceite cíclico ligero, el cual es producto del proceso de desintegración catalítica fluida. (INEN, 2002)

## **8.4.DEFINICIÓN DE NÚMERO DE CETANO**

Es el porcentaje en volumen de cetano y alfa metil naftaleno. El número de Cetano para combustibles pesados puede ser de 30 y para motores de alta velocidad de 40 a 60.

## 8.5.CÁLCULOS

Se puede calcular en el Nomograma, teniendo los datos:

- Densidad API
- Temperatura de ebullición del 50% de recuperado.

$$IC = -420.34 + 0.016 G^2 + 0.192 G \log M + 65.01 (\log M)^2 - 0.0001809M^2$$

También obteniendo primero el índice de diésel en el Nomograma o con las siguientes formulas:

$$NC=0.72 (ID)+10$$

**DÓNDE:**

- NC= Número de Cetano
- ID= Índice de diésel

$$NC=0.49083+ 1.06577(X)-0.0010552(X)^2$$

**DÓNDE:**

- G= API Determinado por ASTM D 1298
- M= Punto de ebullición en °F (Determinado por ASTM D 86)
- D= Densidad de 15°C (Determinado por ASTM D 1298)
- B= Punto de ebullición medio °C (Determinado por ASTM D 86)

$$X = 97.833 (\log PMR)^2 + 2.2088 (°API)(\log PMR) + 0.0124 (°API)^2 - 423.51 (\log PMR) - 4.7808 (°API) + 419.59$$

**DÓNDE:**

- PMR= Temperatura en °F del 50% recuperado a una presión barométrica de

760 mmHg.

- °API= Densidad API determinada o corregida a 60 °F

## 8.6.LIMITACIONES DE LA ECUACIÓN

La ecuación del índice de cetano calculado posee ciertas limitaciones inherentes que deberán reconocerse en su aplicación. Estas son:

- ✓ No se aplica para combustibles que contengan aditivos mejoradores del número de cetano.
- ✓ No se aplica para hidrocarburos puros, combustibles sintéticos, alquilatos o productos de alquitrán de hulla.
- ✓ Cuando se usa para petróleo crudo, petróleos residuales o productos que tengan una volatilidad menor a 260 °C (500 ° F) de punto final, pueden ocurrir inexactitudes sustanciales (INEN, 2013)

## 8.7.RECOMENDACIONES PARA MEDIR EL ÍNDICE DE CETANO

Sobre la base de nuestra experiencia, compartimos las siguientes recomendaciones para medir el índice de cetano.

1. **Periodicidad:** Debe medirse una vez al mes en caso se tenga un proveedor permanente. Si se cambia de proveedor, el control debe realizarse cada quince días.
2. **Muestra representativa:** Para tener un resultado confiable es imprescindible realizar un correcto muestreo, bajo procedimientos que sigan la norma API.

La calidad del combustible es un factor importante para el cuidado de los motores, por lo que es clave asegurarse que se esté recibiendo un combustible en óptimas condiciones. De esta forma, se prolonga la vida del motor y se optimiza la inversión realizada.



# PRÁCTICA N° 9

11

## PRÁCTICA N°9

### PUNTO DE INFLAMACIÓN COPA CERRADA

NORMA ASTM D 93

INEN1047

#### 9.1.PUNTO DE INFLAMACIÓN

El punto de inflamación en los derivados del petróleo se lo conoce como la medición de la muestra al formar una mezcla, es decir, como una propiedad esencial que debe tener al llevar a cabo un análisis para evaluar el riesgo de inflamabilidad de una materia, además de indicar los posibles materiales que se pueden presentar altamente volátiles e inflamables en un material no volátil o no inflamable como por ejemplo un punto de inflamación muy bajo en una muestra de aceite de motor indicando mezcla con gasolina (INEN, 2013).

El método de esta prueba es aplicado a precisamente a los derivados productos derivados del petróleo que tengan puntos de inflamación por arriba de 79 grados Celsius y por debajo de 400 grados Celsius excepto los fuelóleos, mientras que el punto de fuego de los derivados del petróleo tienen una temperatura más baja y corregida a una presión barométrica de 101,3 kPa (760 mmHg) la cual una fuente de ignición provocaría vapores de la muestra encendida manteniéndose la combustión por un tiempo mínimo de 5s bajo condiciones claras. También se puede usar para medir y describir propiedades en los materiales, productos o sistemas controladas por el laboratorio (INEN, 2013).

El punto de inflamación es la temperatura mínima a la que un líquido desprende vapor dentro de un recipiente de prueba en una concentración suficiente para formar una mezcla inflamable con el aire cerca de la superficie del líquido.

#### 9.2.PUNTO DE INFLAMACIÓN EN COPA CERRADA

Un líquido inflamable se define como aquel líquido cuyo punto de inflamación en copa cerrada es inferior a 100°F (37,8°C). Esto significa, que a temperaturas por debajo de este umbral, el líquido emite vapores suficientes para formar una mezcla combustible con el aire, que puede ser encendida por una fuente de calor o una llama. Este criterio es fundamental para clasificar la peligrosidad de los líquidos y para establecer protocolos de manejo, almacenamiento y transporte seguros. (Barrios, 2018)

Los ensayos en copa cerrada, donde el líquido se encuentra sellado en un recipiente durante la prueba, proporcionan una medida del peligro potencial en procesos cerrados, como el almacenamiento y la manipulación dentro de recipientes sellados. (Barrios, 2018)

Los instrumentos y procedimientos para medir el punto de inflamación han sido estandarizados en diferentes países, siguiendo las especificaciones establecidas por las normas ASTM. Estas normas detallan diversos métodos para llevar a cabo estas pruebas, destacando cuatro métodos principales que se utilizan para determinar con precisión el punto en el que un líquido produce suficientes vapores para ser encendido. Estos métodos estandarizados aseguran consistencia y precisión en la medición del riesgo de inflamación de los líquidos, facilitando la comparación y cumplimiento de los estándares internacionales de seguridad. (Barrios, 2018)

### **9.3.MÉTODO DE COPA CERRADA PENSKY-MARTENS**

El método de copa cerrada Pensky-Martens se utiliza para determinar el punto de inflamabilidad de líquidos con una viscosidad igual o superior a 5,5 centiStokes (cSt) a 40°C, o igual o superior a 9,5 cSt a 25°C, y cuyo punto de inflamabilidad esté en el rango de 40°C a 360°C. Este método es adecuado para líquidos que pueden formar una película superficial y para residuos líquidos que contienen sólidos suspendidos no filtrables. Su aplicación es crucial para evaluar la inflamabilidad de sustancias más viscosas y complejas, garantizando una medición precisa en condiciones específicas que reflejan su comportamiento en el manejo y almacenamiento. (Barrios, 2018)

En el método de copa cerrada Pensky-Martens, la muestra se calienta de manera gradual y constante mientras se agita continuamente. Se aplica una pequeña llama a la superficie de la copa en intervalos regulares, interrumpiendo la agitación durante cada aplicación de la llama. El punto de inflamabilidad se determina como la temperatura más baja a la que la llama enciende los vapores que se desprenden de la muestra. Este procedimiento asegura una medición precisa del punto en el que el vapor del líquido se vuelve lo suficientemente inflamable para iniciar la combustión. (López et al., 2022)

Para determinar el punto de inflamabilidad utilizando el método desarrollado, es crucial que los resultados sean confiables. Esto se logra mediante la exactitud y precisión en las mediciones, asegurando que los resultados se mantengan dentro de los rangos teóricos aceptables. La fiabilidad del método depende de que se sigan rigurosamente los procedimientos establecidos y de que el equipo utilizado esté calibrado correctamente, garantizando así que las mediciones reflejen con precisión el comportamiento inflamable del líquido evaluado. (López et al., 2022)

#### **9.4.OBJETIVO**

Determinar el punto de inflamación de productos derivados del petróleo.

#### **9.5.ALCANCE**

Este método de prueba cubre determinaciones de punto de inflamación de los productos de petróleo con un punto de inflamación entre 40 °C y 36°C. Este método aplica a aceites combustibles, aceites lubricantes, líquidos con sólidos en suspensión, líquidos que tienden a formar una película bajo condiciones de prueba, y otros líquidos con viscosidades de 5.5 cSt a 40°C (104 °F). Este método es aplicable para la detección de contaminación de materiales no volátiles o no inflamables con materiales inflamables volátiles.

#### **9.6.APLICACIÓN A LÍQUIDOS CON CARACTERÍSTICAS ESPECIALES**

**Líquidos con Sólidos en Suspensión:** El método es particularmente útil para líquidos que contienen sólidos en suspensión. Estos líquidos pueden tener un comportamiento inflamable diferente debido a la presencia de partículas sólidas, que pueden afectar la forma en que los vapores se liberan y se mezclan con el aire. La capacidad del método para manejar estos líquidos asegura que se pueda obtener una medición precisa del riesgo de inflamación. (Castillo & Briones, 2016)

**Líquidos que Forman Películas:** Los líquidos que tienden a formar una película durante la prueba presentan desafíos adicionales para la medición de inflamabilidad. La formación de una película puede afectar la liberación de vapores y, por lo tanto, el punto de inflamación. Este método está diseñado para abordar tales desafíos, proporcionando resultados que reflejan adecuadamente el comportamiento inflamable de estos líquidos. (Cano, 2007)

**Líquidos con Viscosidades Específica:** La aplicación a líquidos con viscosidades de 5.5 cSt a 40°C (104 °F) asegura que el método pueda evaluar líquidos de diferentes viscosidades, desde los más fluidos hasta los más espesos. La capacidad para manejar esta gama de viscosidades es esencial para una evaluación completa de la inflamabilidad en diversas condiciones operativas. (Cano, 2007)

## **9.7.DETECCIÓN DE CONTAMINACIÓN**

El método es útil para detectar la contaminación de materiales no volátiles o no inflamables con materiales inflamables volátiles. La presencia de contaminantes puede alterar significativamente el punto de inflamación de un líquido, y la capacidad para detectar estas alteraciones es crucial para la seguridad y el cumplimiento de las especificaciones de calidad.

La detección de contaminación asegura que los productos mantenidos o procesados no presenten riesgos adicionales debido a la presencia de sustancias inflamables inesperadas. Esto es especialmente importante en industrias donde la seguridad y la conformidad con las normativas son críticas.

## **9.8.MATERIALES Y EQUIPOS**

- Equipo Pensky Martens - Copa cerrada
- Fuente de calor y Fuente de ignición
- Agitador y cubierta
- Termómetros

**Tabla 12 Punto de inflamación**

Rango del termómetro	ASTM N°	IP
-5 a 110°C	9C	15C
20 a 230°C	9F	
+10 a 200°C	88C	
50 a 392 °F	88F	
+90 a 370°C	10C	16C
200 a 700°C	10F	

*Fuente: Norma ASTM*

- Muestra de materiales muy viscosos pueden ser calentadas, hasta que fluyan antes de ser transferidas a la copa.

### 9.9. PREPARACIÓN DE EQUIPOS

- El equipo debe estar sobre una superficie plana, proteja el equipo de la luz fuerte para permitir la detección del punto de inflamación.
- Lavar con tolueno o acetona las partes del equipo, antes de iniciar la prueba.

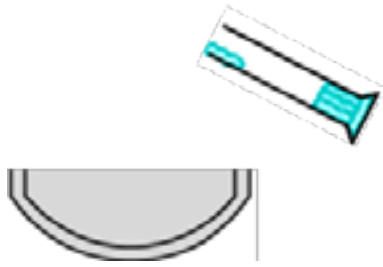
### 9.10. PROCEDIMIENTO

1. Llenar la copa hasta el enrase
2. Aplicar el calentamiento de manera que el incremento en la temperatura de la muestra sea de 5 a 9°C (9 a 11°F) por minutos.
3. Aplicar la fuente de ignición.

Registrar como el punto de inflamación observado, la temperatura en el momento en que la llama cause un destello de luz dentro de la copa.

**Figura 12: Procedimiento para medir el punto de inflamación**





Paso 1

Pasos 2 y 3

*Fuente: Autoras*

**Tabla 13 Resultado**

Repetitividad	5°C(9°F)
Reproductibilidad	10°C(18°F)

*Fuente: Autoras*

El método de prueba para la determinación del punto de inflamación es fundamental para evaluar una amplia gama de productos derivados del petróleo. Su capacidad para manejar líquidos con características especiales, como sólidos en suspensión y formación de películas, así como su aplicabilidad a diferentes viscosidades y la detección de contaminantes, lo convierte en una herramienta esencial para garantizar la seguridad y el cumplimiento normativo. La versatilidad del método asegura que se puedan obtener mediciones precisas del riesgo inflamable, contribuyendo a la seguridad en el manejo, almacenamiento y uso de estos productos.

**Figura 14. Equipo Pensky Martens**



*Fuente: <http://www.situbiosciences.com/product/astm-d93-flash-point-test/>*

**Figura 13. Equipo Pinsky Martens**



*Fuente: <http://www.ptc.com.co/esp/aplicaciones/derivados-del-petroleo-y-biocombustibles/punto-de-inflamacion/medidor-manual-de-punto-de-inflamacion-pinsky-martens-copa-cerrada>*



# PRÁCTICA N° 10

11

## PRÁCTICA N°10

### PUNTO DE INFLAMACIÓN O FLASH POINT COPA ABIERTA

NORMA ASTM

D 92

La norma ASTM D 92 está diseñada específicamente para medir el punto de inflamación de líquidos a temperaturas elevadas. Utilizando el equipo Cleveland de copa abierta, esta norma permite determinar la temperatura mínima a la cual un líquido puede liberar vapores suficientes que, al entrar en contacto con una fuente de ignición, provocan una inflamación. Esta información es esencial para evaluar la seguridad en el manejo y almacenamiento de líquidos que operan en rangos térmicos elevados, como aceites industriales y combustibles pesados.

El método Cleveland en copa abierta es especialmente adecuado para líquidos con puntos de inflamación relativamente altos, que no se ajustan bien a otros métodos más sensibles. Esta norma proporciona una medida confiable para líquidos que, debido a sus propiedades específicas, requieren una evaluación en condiciones menos controladas que el método de copa cerrada. (Barrios, 2018)

#### 10.1. EQUIPO MANUAL DE PUNTO DE INFLAMACIÓN DE COPA ABIERTA

El equipo de copa abierta de Cleveland generalmente se utiliza para analizar punto de inflamación de los derivados del petróleo, el punto de inflamación corresponde a una temperatura más baja del material que libera suficientes vapores que se encuentran en contacto con el oxígeno del aire atmosférico.

#### 10.2. COPA DE ENSAYO

La copa de ensayo puede ser de bronce u otro metal con conductividad térmica equivalente que se oxida además de tener una agarradera (INEN, 2013)

### 10.3. FUENTE DE CALOR

El calor puede suministrarse de cualquier fuente de calefacción ya sea eléctrica, alcohol, gas o llama libre, teniendo en cuenta que por ningún motivo debe llegar alrededor de la copa. Para mejor resultado se recomienda usar un calentador electrónico externo, controlado por medio de un transformador de voltaje variable. La fuente de calor debe colocarse por debajo de la placa de calentamiento, de manera que no la sobrecaliente. También se utiliza otro tipo de protección para evitar que las corrientes de aire o la excesiva radiación llegue a las fuentes de calor de llama teniendo en cuenta que no debe subir el nivel de la superficie de la placa de calentamiento (INEN, 2013).

### 10.4. METODOLOGÍA DEL EQUIPO CLEVELAND

El equipo Cleveland de copa abierta consiste en una copa sin tapa en la que se calienta el líquido a una tasa controlada. Durante la prueba, se aplica una pequeña llama sobre la superficie del líquido a intervalos regulares. El punto de inflamación se determina como la temperatura a la que la aplicación de la llama enciende los vapores del líquido. Este método permite observar el comportamiento del líquido bajo condiciones más abiertas y menos restringidas. (Barrios, 2018)

### 10.5. VENTAJAS DEL MÉTODO

**Simplicidad y Versatilidad:** El método Cleveland en copa abierta es relativamente sencillo de ejecutar y proporciona resultados claros para líquidos con características que podrían no ser adecuadamente evaluadas por métodos más cerrados. La prueba es versátil y puede aplicarse a una amplia gama de líquidos con diferentes puntos de inflamación.

**Condiciones de Prueba Realistas:** Al realizar la prueba en una copa abierta, se simula de manera más realista la exposición de los líquidos a condiciones ambientales menos

controladas. Esto puede ser útil para la evaluación de líquidos que están en contacto con el aire durante su uso o almacenamiento.

## **10.6. OBJETIVO**

Determinar el punto de inflamación y el de combustión en productos en derivados del petróleo.

## **10.7. ALCANCE**

Este método de prueba cubre las determinaciones de punto de inflamación y punto de combustión de todos los productos de petróleo con un punto de inflamación entre 79 ° C Y 400°C.

## **10.8. DEFINICIÓN**

Los ensayos en copa abierta, donde el líquido está expuesto al aire durante la prueba, son más representativos de condiciones de operación al aire libre, como trasvases, derrames y otras situaciones en recipientes abiertos. Generalmente, el punto de inflamación medido en copa abierta es algo superior al de copa cerrada debido a la mayor evaporación y dispersión de vapores en un ambiente más expuesto. (Barrios, 2018)

## **10.9. PUNTO DE INFLAMACIÓN**

Es la temperatura más baja a la cual el producto emite vapores que se encienden momentáneamente, cuando aplicamos una llama bajo condiciones específicas de ensayo.

## **10.10. PUNTO DE COMBUSTIÓN**

Es el punto de temperatura a la cual cuando aplicamos una llama la muestra se combustiona y se mantiene así por lo menos cinco segundos. (INEN, 2002)

## **10.11. APLICACIONES**

Si la temperatura de transporte, almacenamiento o utilización de un producto es cerca al punto de inflamación, debe tomarse precauciones contra el peligro de fuego o explosión. El punto de inflamación es una buena referencia cuando se trata de seguridad contra incendios. En aceites de carácter usados. La disminución del punto de inflamación indicado contaminación con otro combustible más volátil, como gasolina.

El punto de inflamación está íntimamente relacionado con el de combustión o sea la temperatura a la cual no solamente se enciende, sino que continúa quemándose.

### **10.12. Dispositivo de medición de temperatura**

Se utiliza un termómetro con características que cumplen especificaciones prescritas de ASTM E1 o en especificaciones estándar de termómetros IP, a su vez, también son utilizados dispositivos electrónicos de medición de temperatura como por ejemplo dispositivo de resistencia o termocupla (INEN, 2013).

### **10.13. EQUIPOS Y MATERIALES**

- Aparato Cleveland - Copa abierta de Cleveland
- Plato calefactor
- Fuente ignición, consiste en un aplicador de llama.
- Termómetro ASTM 11C, rango -6 a +400 °C
- Termómetro ASTM 11F, rango 20 a + 700°C

### **10.14. PREPARACIÓN DE LA MUESTRA**

- Si la muestra es muy viscosa, es necesaria calentarla, antes de verter en la copa.
- Si la muestra tiene AGUA, esta debe ser deshidratada con cloruro de calcio y filtrada a través de un papel filtro.

### **10.15. PREPARACIÓN**

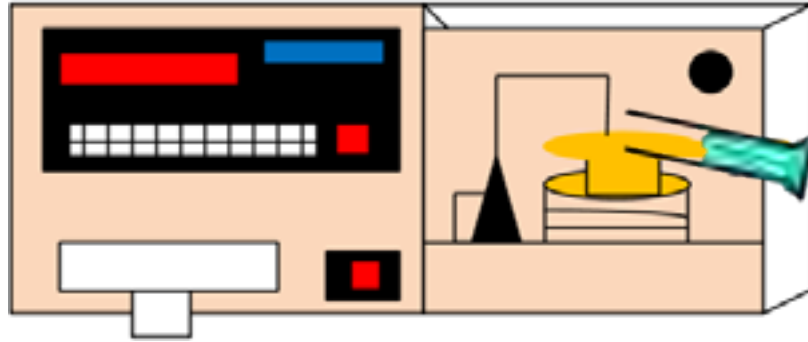
Lave la copa con un solvente apropiado hasta remover cualquier aceite o residuos que permanecen de pruebas previas.

Enjuague la copa con agua fría y secar por unos minutos sobre agua fría y secar por unos minutos sobre la llama o plato de calentamiento, hasta remover las ultimas trazas de solventes y agua.

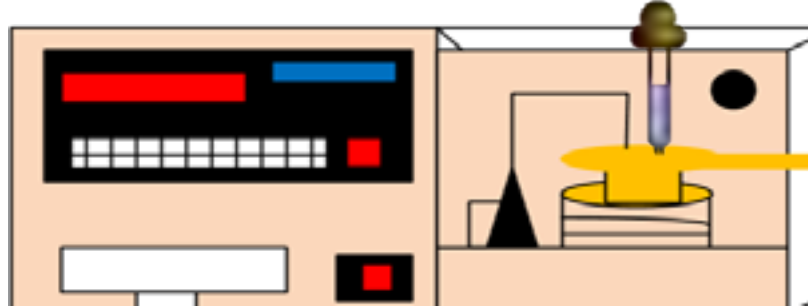
1. Llenar la copa hasta el enrase
2. Retirar cualquier exceso con un gotero
3. Eliminar cualquier burbuja de aire o espuma de la superficie del líquido, en caso de que la espuma persista, descartar la prueba.
4. Colocar el termómetro en posición vertical con el bulbo a unos 6.4 mm de fondo de la copa
5. Encender y ajustar la llama a un tamaño de 3.2 a 4.8 mm
6. Regular el suministro de calor a 15°C/ minutos y cuando este cerca el punto de inflamación a 5.5°C / minutos. Si es menor a 110°C, aplicar la llama cada 1°C. Si es mayor a 110°C, aplicar la llama cada 2°C.

**Figura 14. Proceso de preparación**

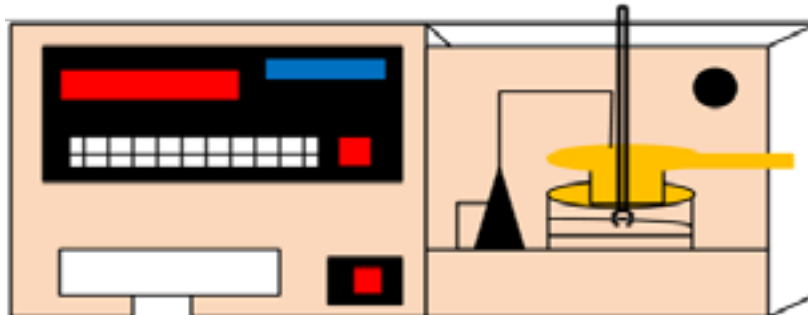
Paso 1



Pasos 2 y 3



Pasos 4 - 8



*Fuente: Autoras*

Se reporta la temperatura leída en el termómetro, en el momento en que aparece la llamarada fugaz en cualquier punto de la superficie de la muestra como punto de inflamación.

### 10.16. PRECISIÓN - REPETIBILIDAD

La diferencia entre resultados sucesivos obtenidos por el mismo analista con los mismos equipos, bajo condiciones constantes de operación o prueba de materiales no deba exceder en:

Punto de Inflamación	8°C(15°F)
Punto de Inflamación	8°C(15°F)

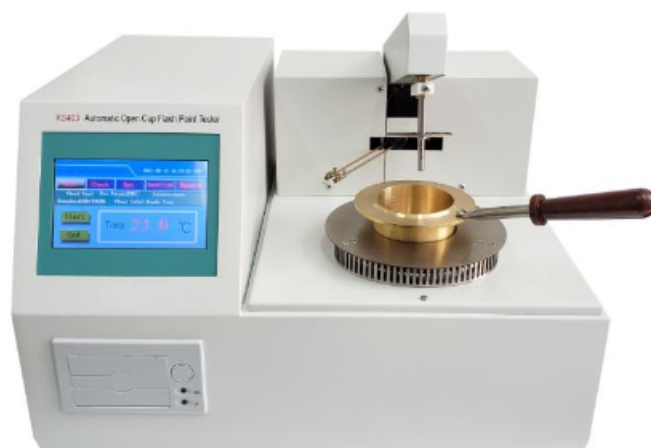
### 10.17. REPRODUCIBILIDAD

La diferencia entre resultados obtenidos por diferentes análisis en diferentes laboratorios, o con materiales diferentes.

Punto de Inflamación	17°C(30°F)
Punto de Inflamación	14°C(25°F)

NOTA: Cuando la presión barométrica difiere de 760 mmHg se corrige el punto de inflamación o el de combustión.

**Figura 15. Equipo Cleveland**



Fuente: [http:// https://www.lucyelec.com/automatic-cleveland-open-cup-astm-d92-flash-point-measuring-instrument/sp](http://https://www.lucyelec.com/automatic-cleveland-open-cup-astm-d92-flash-point-measuring-instrument/sp)



# PRÁCTICA Nº 11

## PRÁCTICA N° 11

### VISCOCIDAD SAYBOLT

NORMA ASTM D 88

INEN 1981

#### 11.1. ACEITES LUBRICANTES

Los lubricantes son sustancias que se ubican en medio de partes en movimiento con el propósito de brindar enfriamiento (transferencia de calor), reducir la fricción, limpiar los componentes, sellar el espacio entre los componentes, aislar contaminantes, evitar el desgaste y mejorar la eficiencia de operación.

Si el aceite es muy ligero (baja viscosidad), no va a tener suficiente resistencia y la potencia se va a “escapar”; si el aceite es muy pesado o grueso (alta viscosidad), la potencia se va a perder en fricción excesiva (y calor).

En general cuando los anillos de un motor empiezan a fallar, se dice que el motor “quema aceite”, ya que el aceite se escapa entre los anillos y la camisa del pistón, perdiendo así también potencia. Si el aceite se ensucia, actuará como abrasivo entre los componentes, gastándolos. (INEN, 2011)

#### 11.2. VISCOSIDAD

Viscosidad dinámica, también llamada, viscosidad molecular, es la resistencia que tienen ciertos líquidos durante la fluidez y deformación, su unidad de medida objetiva es leída en centipoise y para su determinación se utiliza un viscosímetro. (González, 2009).

Se puede entender a la viscosidad como un fenómeno de transporte, ya que, cuando el cuerpo está en movimiento sobre un fluido viscoso en reposo, se aparece un flujo de momento lineal desde el cuerpo al líquido. Entre el sólido y el fluido existen fuerzas de cohesión molecular, haciendo que la capa de líquido que esté cercano al cuerpo se adhiera a este y se muevan a una misma velocidad (Ortiz & Cruz, 2022)

La viscosidad de un fluido es una medida de su resistencia al flujo. Generalmente, la viscosidad aumenta cuando la temperatura baja y disminuye cuando la temperatura sube. Este comportamiento se debe a que las moléculas en un fluido se mueven más lentamente a temperaturas más bajas, lo que hace que sea más difícil para el fluido fluir y, por tanto, aumenta su viscosidad. (Barrios, 2018)

El punto de inflamabilidad de un fluido es la temperatura a la que emite vapores en cantidad suficiente para formar una mezcla inflamable con el aire. La relación entre la viscosidad y el punto de inflamabilidad se puede entender así: a temperaturas más bajas, la viscosidad aumenta, y esto puede requerir que el fluido sea calentado a una temperatura más alta para que sus vapores se vuelvan inflamables. Por lo tanto, un fluido con alta viscosidad a bajas temperaturas generalmente tendrá un punto de inflamabilidad más alto en comparación con uno de baja viscosidad, que puede ser inflamable a temperaturas más bajas.

La viscosidad en los líquidos se origina a partir de las fuerzas de cohesión entre las moléculas. Estas fuerzas actúan como una especie de "pegamento" que hace que las moléculas se atraigan entre sí, dificultando el movimiento relativo de las mismas. Cuando un líquido fluye, las moléculas deben deslizarse unas sobre otras, y la resistencia a este deslizamiento es lo que se mide como viscosidad. (Barrios, 2018)

Dado que las fuerzas de cohesión están siempre presentes en los líquidos, no existe un fluido que tenga viscosidad cero. Esto implica que incluso los líquidos que parecen fluir con mucha facilidad, como el agua o el alcohol, están sujetos a efectos viscosos en algún grado.

En la práctica, esto significa que siempre habrá una cierta resistencia al flujo cuando un líquido se mueve, sin importar lo delgado o fluido que sea. En aplicaciones industriales y científicas, esta resistencia, es un factor crucial a considerar, ya que afecta el comportamiento del fluido en sistemas como tuberías, bombas y mezcladores. Por lo tanto, entender y medir la viscosidad es esencial para el diseño y la operación eficiente de muchos procesos que involucran líquidos.

### **11.3. FACTORES QUE INFLUYEN EN LA VISCOSIDAD**

#### **Velocidad de deformación**

El rango aproximado de velocidades de deformación se calcula al dividir la velocidad media de flujo del fluido por una longitud característica de la geometría donde fluye (como el radio de una tubería o el espesor de una capa).

#### **Temperatura**

El factor principal que influye en el sentido, la velocidad y transformación de los hidrocarburos es la temperatura. La viscosidad disminuye con la temperatura, esto se debe a que conforme aumenta la temperatura, las fuerzas viscosas son superadas por la energía cinética, provocando que la viscosidad disminuya.

#### **Presión**

La viscosidad de un líquido disminuye al aumentar la temperatura y aumenta al crecer la presión. La viscosidad de un líquido puro varía, en su mayor parte, acorde con la temperatura. La presión tiene un efecto pequeño a mayor presión, mayor temperatura, menor viscosidad.

### **11.4. ALMACENAMIENTO DE FLUIDOS VISCOSOS DECLARADOS EN UNA CERTIFICACIÓN**

La viscosidad que existen en líquidos cambia en base al tiempo, se produce un incremento de viscosidad con el paso de los días debido a la oxidación fotoquímica, es por ello, que, si se tiene valores de viscosidad declarados en una certificación, este debe estar almacenado en frascos de color ámbar, en un lugar que esté oscuro y sólo será válido por 12 meses. Una vez pasado este tiempo y almacenado en las condiciones mencionadas, ya no tendrá validez el valor de viscosidad (Ortiz & Cruz, 2022)

### **11.5. VISCOSÍMETRO DE TIPO SAYBOLT**

El viscosímetro de tipo Saybolt es un dispositivo especializado que se utiliza para medir la viscosidad de aceites derivados del petróleo, como los aceites lubricantes y combustibles. Su principal ventaja radica en su capacidad para realizar mediciones en un amplio rango de temperaturas, lo cual es esencial dado que la viscosidad de estos aceites puede variar significativamente con el cambio de temperatura. (Salcedo et al., 2013)

En términos prácticos, el viscosímetro Saybolt funciona midiendo el tiempo que tarda un volumen específico de aceite en fluir a través de un tubo calibrado a una temperatura controlada. Este tiempo de flujo se usa para calcular la viscosidad del aceite. Debido a que los aceites derivados del petróleo son utilizados en diversas aplicaciones y condiciones, es fundamental tener una herramienta que pueda proporcionar mediciones precisas en diferentes temperaturas para asegurar un rendimiento adecuado en su uso final.

En la industria automotriz, la viscosidad de los aceites de motor debe ser compatible con el rango de temperatura en el que opera el motor. Un viscosímetro Saybolt permite evaluar cómo se comporta el aceite bajo estas condiciones variables, asegurando que se mantenga la lubricación efectiva y el rendimiento del motor. (Salcedo et al., 2013)

El viscosímetro de tipo Saybolt es una herramienta clave en la evaluación de aceites derivados del petróleo, ya que ofrece una medición confiable de la viscosidad en condiciones que reflejan el entorno operativo real. Su capacidad para adaptarse a un amplio rango de temperaturas lo convierte en un instrumento indispensable para la calidad y el control de estos aceites en diversas aplicaciones industriales y comerciales.

## **11.6. OBJETIVO**

Determinar la fluidez del producto derivado del petróleo.

## **11.7. DEFINICIÓN**

La viscosidad es una medida fundamental que describe la resistencia de un líquido a fluir, y esta resistencia varía con la temperatura. En esencia, la viscosidad indica cuán

"espeso" o "delgado" es un líquido en términos de su capacidad para moverse y fluir. (Domingo, 2011)

Cuando hablamos de viscosidad, nos referimos a cómo las moléculas de un líquido se resisten a moverse unas sobre otras. Un líquido con alta viscosidad, como la miel, tiene una mayor resistencia al flujo porque las moléculas se adhieren fuertemente entre sí, lo que dificulta su movimiento. Por otro lado, un líquido con baja viscosidad, como el agua, fluye más fácilmente porque las moléculas tienen una menor resistencia al deslizamiento.

La viscosidad mide cómo un líquido resiste el movimiento a través de su propia estructura molecular, y esta resistencia está directamente influenciada por la temperatura. Entender y controlar la viscosidad es clave para optimizar el rendimiento y la calidad en una amplia variedad de aplicaciones prácticas.

## **11.8. VISCOSIDAD SAYBOLT**

La viscosidad empírica se basa en una medición práctica del comportamiento de un líquido bajo condiciones controladas. En términos sencillos, se refiere al tiempo que tarda una cantidad definida de líquido—por ejemplo, 50 ml—en pasar a través de un orificio calibrado en un viscosímetro, mientras se mantiene una temperatura y presión constantes. (Domingo, 2011)

Este método proporciona una forma concreta de evaluar la viscosidad sin necesidad de fórmulas complejas. Al medir cuánto tiempo toma para que el líquido fluya a través del orificio, podemos obtener una medida directa de su resistencia al flujo. Si el líquido es más viscoso, el flujo será más lento; si es menos viscoso, el flujo será más rápido.

La ventaja de la viscosidad empírica es su simplicidad y aplicabilidad práctica. En lugar de depender de cálculos teóricos, esta medida proporciona datos tangibles y reproducibles que son útiles en diversas industrias. Por ejemplo, en la fabricación de productos cosméticos, esta medida ayuda a asegurar que la textura y la facilidad de aplicación de las cremas sean las deseadas. En la industria de alimentos y bebidas,

permite ajustar la consistencia de salsas, jarabes y otros productos para lograr la calidad y la funcionalidad requeridas. (Domingo, 2011)

La viscosidad empírica es una herramienta práctica que proporciona una indicación clara de la resistencia al flujo de un líquido mediante la observación directa del tiempo de flujo a través de un orificio calibrado, facilitando así su evaluación en contextos reales de aplicación.

### **11.9. MATERIALES Y EQUIPOS**

- Viscosímetro
- Tubos de descarga del líquido
- Soporte del termómetro
- Termómetro
- Termómetro para el baño
- Matraz receptor
- Cronómetro

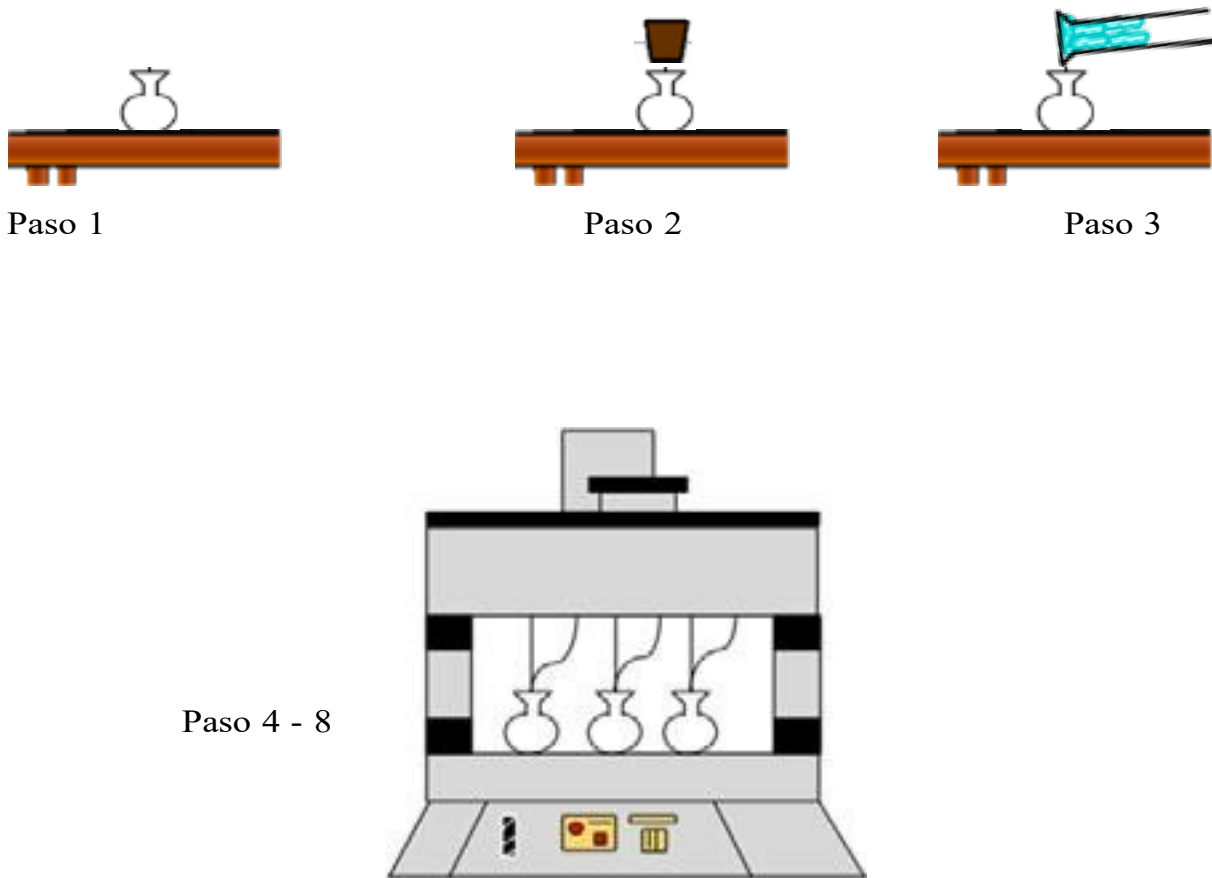
### **11.10. PROCEDIMIENTO**

1. Fijar y nivelar el viscosímetro en una mesa que esté libre de corriente de aire y

rápidos cambios de temperatura.

2. Insertar el tapón de corcho en la parte inferior del tubo capilar
3. Introducir la muestra en el capilar
4. Prender el viscosímetro y agitar la muestra hasta que la temperatura de prueba permanezca constante en  $0.05^{\circ}\text{F}$ , durante un mínimo de agitación continua
5. Colocar el matraz receptor
6. Retirar rápidamente el corcho del viscosímetro y al mismo instante accionar el cronómetro.
7. Parar el cronómetro en el instante en que el fondo del menisco alcance la marca graduada de los 50 ml en el cuello del matraz receptor.
8. Registrar el tiempo de flujo en segundos.

**Figura 16. Procedimiento para medir la viscosidad de un líquido**



*Fuente: Autoras*

### 11.11. CÁLCULOS

Reportar el tiempo corregido en segundos como la viscosidad Saybolt del aceite a la temperatura a la cual fue realizada la prueba. Para aceites livianos se determina la viscosidad Saybolt Universal (SSU) y para aceites pesados la viscosidad Saybolt Furol (SSF). Si se desea convertir en centipoise, utilizar las tablas de conversión (Norma ASTM D2161) o el Nomograma (anexo).

**Figura 17. Equipo Saybolt**



*Fuente: <http://https://heeding.com/producto/bano-viscosimetro-saybolt-modelo-k21400>*



# PRÁCTICA N° 12

## PRÁCTICA N°12

### VISCOSIDAD CINEMÁTICA

NORMA ASTM D 445-23

NORMA INEN 810-2013

La Viscosidad, es la propiedad más importante que tienen los aceites y se define como la resistencia de un fluido a fluir. Es un factor determinante en la formación de la película lubricante. Como medida de la fricción interna actúa como resistencia contra la modificación de la posición de las moléculas al actuar sobre ellas una tensión de cizallamiento. Con flujo lineal y siendo constante la presión, la velocidad y la temperatura.

Afecta la generación de calor entre superficies giratorias (cojinetes, cilindros, engranajes). Tiene que ver con el efecto sellante del aceite. Determina la facilidad con que la maquinaria arranca bajo condiciones de baja temperatura ambiente. **(INEN, 2011)**

#### 12.1. VISCOSIDAD CINEMÁTICA

Viscosidad cinemática está relacionada con la viscosidad dinámica y la densidad que tiene el líquido a trabajar.

En el estudio realizado por Leal et al. (2013), menciona que cuando un combustible se mezcla con aceite, actúa como contaminante y reduce la viscosidad cinemática del aceite. Esto ocurre porque los combustibles generalmente tienen una viscosidad mucho menor en comparación con la del aceite. Al introducirse en el aceite, disminuyen la resistencia al flujo del líquido, haciendo que el aceite fluya más fácilmente de lo que lo haría en su estado puro.

Por otro lado, la presencia de agua en suspensión en el aceite tiene el efecto contrario. El agua, al ser menos viscosa, no se mezcla bien con el aceite y tiende a aumentar la viscosidad del sistema global al formar emulsiones o suspensiones. Esto se debe a que el agua altera la estructura del aceite, haciéndolo más espeso y dificultando su flujo.

variar dependiendo de si hay contaminantes presentes en el aceite. Si se predice la viscosidad basándose en la composición esperada del aceite, pero el aceite está contaminado con combustible o agua, los valores reales de viscosidad pueden ser significativamente distintos de las predicciones. Estos errores pueden ser tanto por exceso como por defecto, ya que los contaminantes alteran la viscosidad de manera impredecible.

Por lo tanto, se puede afirmar que la presencia de combustibles reduce la viscosidad del aceite, mientras que el agua la aumenta, lo que puede llevar a discrepancias entre los valores predichos y los medidos experimentalmente. Por lo tanto, es crucial tener en cuenta estos contaminantes al evaluar la viscosidad del aceite para asegurar que las predicciones y análisis sean precisos.

La viscosidad cinemática de un fluido mide su resistencia al flujo en relación con su densidad y es crucial para entender cómo las fluctuaciones de temperatura afectan a dicho fluido. En el caso de los combustibles, esta propiedad es particularmente importante, ya que el rendimiento del motor puede verse afectado si el combustible no mantiene una viscosidad estable a lo largo de un rango de temperaturas operativas. (González, 2020)

Cuando un combustible se expone a diferentes temperaturas, su viscosidad puede variar. Idealmente, un combustible debería mantener una viscosidad que le permita fluir adecuadamente sin importar las condiciones térmicas a las que se exponga. Si la viscosidad cambia de manera significativa con la temperatura, esto puede afectar la combustión, el transporte y la lubricación dentro del motor, llevando a problemas de rendimiento y eficiencia.

Si se observa que la viscosidad del combustible varía demasiado con las fluctuaciones de temperatura, esto puede indicar la necesidad de ajustar la formulación del combustible. En tales casos, se pueden agregar aditivos para estabilizar la viscosidad y mejorar el comportamiento del combustible bajo diferentes temperaturas. Alternativamente, si el combustible no puede ser modificado eficazmente, podría ser necesario ajustar el diseño del motor para manejar las variaciones en la viscosidad del combustible. (González, 2020)

Es decir, conocer la viscosidad cinemática de un combustible y cómo responde a las fluctuaciones de temperatura es crucial para asegurar un funcionamiento óptimo del

motor. Un cambio significativo en la viscosidad puede requerir modificaciones en la composición del combustible o en el motor para garantizar que el sistema opere de manera eficiente y confiable en todas las condiciones de temperatura.

## 12.2. OBJETIVO

- Determinar la viscosidad cinemática de los productos líquidos de petróleo, tanto transparente como opacos.
- Esta norma no puede aplicarse para determinar la viscosidad cinemática de los betunes.

## 12.3. DEFINICIONES

- Es una medida de la resistencia al flujo de un líquido bajo la acción de la gravedad.
- La unidad de la viscosidad cinemática es el stoke, que tiene, las dimensiones centímetros cuadrados por un segundo ( $\text{cm}^2 / \text{segundos}$ )
- En la industria del petróleo es más común el uso de la centésima parte del stoke, el centistoke cuadrados, para expresar la viscosidad de un producto.

Se mide el tiempo en un segundo, que se demora el volumen fijo del líquido en fluir bajo la acción de la gravedad, a través del tubo capilar del viscosímetro calibrado a una temperatura cuidadosamente controlada.

La viscosidad cinemática es producto del tiempo de flujo por la constante de calibración del viscosímetro.

Los viscosímetros se calibran usando aceites tipo que, tienen viscosidades establecidas por referencia al agua en viscosímetros patrón, por comparación directa con viscosímetros cuidadosamente calibrados.

## 12.4. INSTRUMENTAL

- Viscosímetros capilares (Cannon-Fenske)
- Sujetadores del viscosímetro (holders)
- Termostato
- Baño del viscosímetro
- Termómetro
- Dispositivo para medir el tiempo o cronómetro
- Pera

## 12.5. MATERIALES AGUA

Un patrón primario es una referencia estándar que se utiliza para calibrar y ajustar los instrumentos de medición, asegurando que sus lecturas sean exactas y consistentes, el agua recién destilada sirve como un patrón primario para la calibración de viscosímetros. La viscosidad cinemática de agua recién destilada es 1.0038 es a 60°F (20°C). Esta cifra se emplea como referencia porque el agua destilada tiene una viscosidad relativamente estable y predecible a temperaturas específicas, lo que la convierte en una excelente base para calibrar otros líquidos y aceites.

Los viscosímetros, que son instrumentos diseñados para medir la resistencia al flujo de líquidos, deben ser calibrados regularmente para asegurar mediciones precisas. El uso de un patrón primario como el agua recién destilada permite a los técnicos ajustar el viscosímetro con una referencia fiable. Después de la calibración con este patrón, los viscosímetros pueden medir con precisión la viscosidad de otros líquidos, como aceites y soluciones, que se consideran patrones secundarios en el proceso de calibración.

## 12.6. SOLVENTES

Cuando se realizan análisis de viscosidad u otras pruebas de calidad en líquidos, es crucial que los disolventes o aditivos utilizados sean completamente miscibles con la muestra

en cuestión. Esto significa que el disolvente debe mezclarse de manera homogénea con la muestra sin formar fases separadas, lo que garantiza que la prueba refleje con precisión las propiedades del líquido original.

Por ejemplo, en el análisis de aceites o combustibles, el éter de petróleo se utiliza a menudo como disolvente. La razón es que el éter de petróleo es completamente miscible con muchos tipos de aceites y combustibles, lo que permite que se disuelva por completo en la muestra sin alterar su composición. Esto asegura que las mediciones, como la viscosidad o la concentración de contaminantes, sean precisas y representativas del líquido real.

Si el disolvente no es completamente miscible con la muestra, puede provocar una separación o formación de fases, lo que resulta en mediciones erróneas. La falta de miscibilidad puede llevar a una mezcla incompleta y a una distribución desigual de los componentes, afectando la precisión de los análisis y, por ende, la evaluación de la calidad del líquido.

## **12.7. SOLUCIÓN / DE ÁCIDO CRÓMICO**

- ✓ Limpiar completamente el viscosímetro usando un disolvente apropiado miscible con la muestra y luego un disolvente completamente volátil.
- ✓ Secar el viscosímetro pasando una corriente de aire seco y filtrado durante dos minutos, hasta que cualquier traza de disolvente haya desaparecido.
- ✓ Limpiar periódicamente el viscosímetro con ácido crómico para remover los depósitos orgánicos, enjuagando completamente con agua destilada y acetona y secarlo con aire limpio y seco.
- ✓ Los depósitos inorgánicos pueden removerse por tratamiento con ácido clorhídrico antes del ácido de limpieza, especialmente si las sales de bario se encuentran presentes.

## **12.8. PROCEDIMIENTO**

1. Mantener el baño a la temperatura de ensayo.
2. Colocar el termómetro en el baño.

3. Seleccionar un viscosímetro limpio, seco y calibrado, que tenga un rango que cubra la viscosidad estimada, (tabla n°6).
4. Un capilar amplio para un líquido muy viscoso y un capilar más angosto para un líquido fluido.
5. Filtrese una porción de la muestra de aceite a través de un tamiz de 200 mallas o de cualquier otro filtro adecuado, para eliminar partículas sólidas.
6. Cargar el viscosímetro en la forma apropiada de acuerdo con el diseño
7. Dejar que el viscosímetro cargado permanezca en el baño un tiempo o suficientemente largo para alcanzar la temperatura.
8. Mantener en el baño a temperatura de la prueba
9. Con la muestra fluyendo libremente, medir el tiempo requerido con aproximación de 0.2 segundos, que el menisco pase desde la primera a la segunda marca registradora del tiempo.
10. Si el tiempo de flujo es menor de 200 segundos, seleccionar un viscosímetro con un capilar de diámetro más pequeño y repetir el ensayo.
11. En los viscosímetros de “flujo en reversa” realizar determinaciones duplicadas, los tiempos de flujo deben concordar dentro del 0.35% si no se obtiene esta concordancia, rechazar los resultados del ensayo.

## 12.9. CÁLCULOS

Multiplicar el tiempo del flujo (en segundos) por la constante de calibración para determinar la viscosidad cinemática.

$V=C.t$  Donde

$V$ =viscosidad cinemática  $\text{mm}^2/\text{s}$ , cSt.

$C$ =constante de calibración del viscosímetro ( $\text{mm}^2/\text{s}$ ) / $s$ ) $t$ =tiempo de flujo

## **12.10. PRECISIÓN**

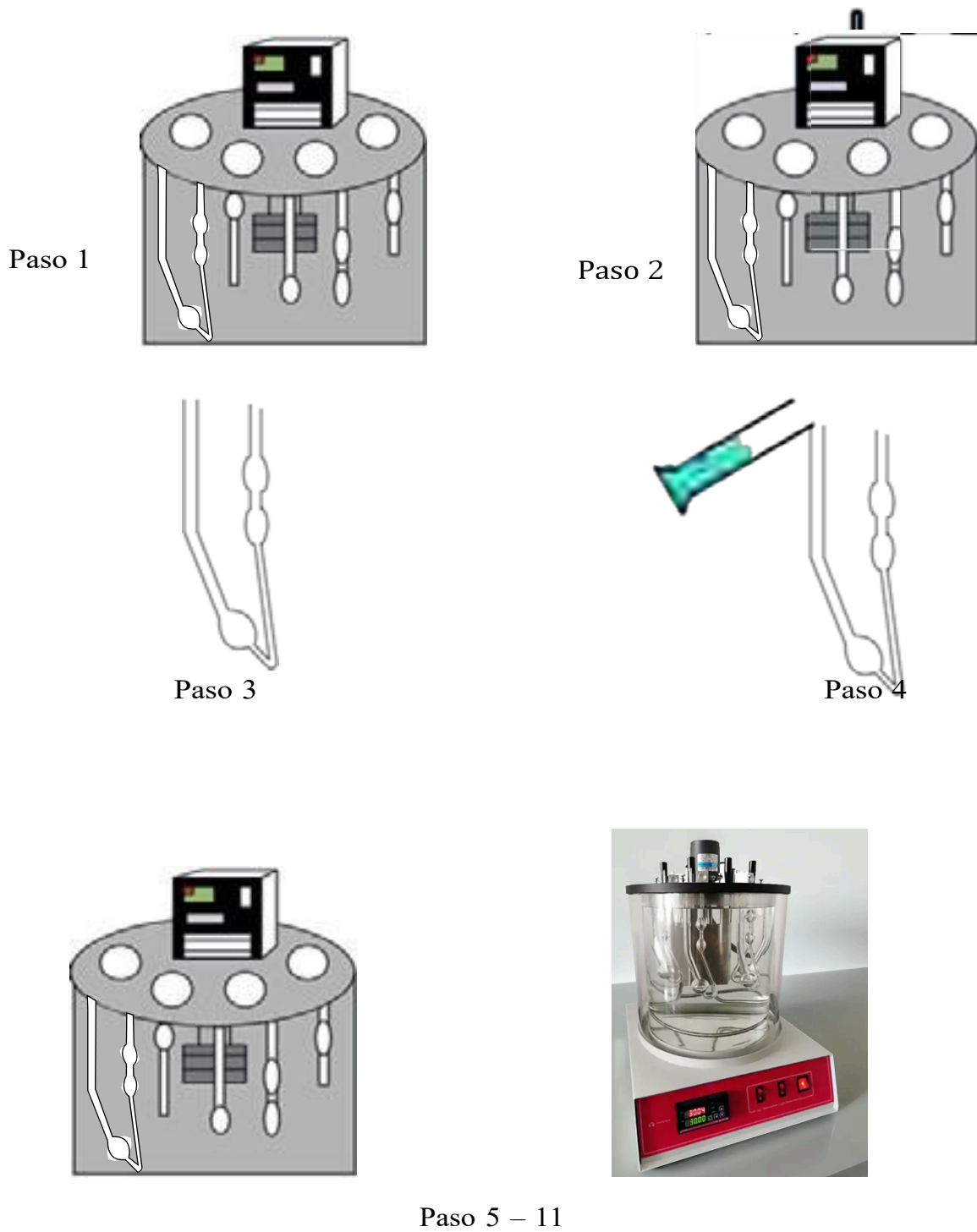
### **REPETIBILIDAD**

Los resultados duplicados por un mismo operador, usando un mismo o diferente viscosímetro, deberán considerarse aceptables, a menos que difieran en más del 0.35% del valor medio.

### **REPRODUCTIBILIDAD**

Los resultados duplicados entregados por dos laboratorios diferentes deberán considerarse aceptables, a menos que difieran en más del 0.7% del valor medio. La precisión dentro de los límites anteriores no se puede obtener en los líquidos pocos, a menos de que se use un instrumento de tipo de flujo invertido.

**Figura 18. Viscosidad cinemática**



*Fuente: Autoras*

**Tabla 14. CANNON FENSKE ROUTINE - (Líquidos transparentes)**

N°	RANGO DE VISCOSIDAD cSt
50	0.8 a 4
75	1.6 a 8
100	3 a 15
150	7 a 35
200	20 a 100
300	50 a 250
350	100 a 500
400	240 a 1.200
450	500 a 2.500
500	1.600 a 8.000
600	4.000 a 20.000

*Fuente: Norma ASTM D 445 Standard Method*

N°	Rango de Viscosidad cSt
Líquidos moderadamente oscuros	1.0°C (1.8°F)

### 12.11. INFORME DE RESULTADOS

En el informe de resultados, debe indicarse:

Los resultados de viscosidad cinemática con cuatro cifras significativas, junto con la temperatura de ensayo.

El método de ensayo usado y el resultado obtenido. Debe mencionarse, además, cualquier condición no especificada en esta norma o considerada opcional. Así como cualquier circunstancia que pueda haber influido sobre el resultado.





# PRÁCTICA N° 13

## PRÁCTICA N°13

### PUNTO DE ESCURRIMIENTO (POUR POINT)

NORMA ASTM D 97

NORMA INEN 1982

El punto de escurrimiento o fluidez de un aceite es la temperatura mínima a la que el aceite comienza a perder su capacidad para fluir de manera efectiva. En otras palabras, es la temperatura por debajo de la cual el aceite se vuelve demasiado viscoso o espeso para moverse libremente. (Portocarrero & Rabanal, 2019)

Este concepto es fundamental en aplicaciones donde el aceite debe mantener su función lubricante y su capacidad de fluir en un rango de temperaturas. Por ejemplo, en motores de automóviles, el aceite debe ser capaz de fluir adecuadamente a bajas temperaturas para garantizar una lubricación efectiva al arrancar el motor en frío. Si el aceite no fluye correctamente, puede causar fricción excesiva, desgaste prematuro de los componentes y fallos en el motor.

Conocer el punto de escurrimiento del aceite permite a los ingenieros y técnicos seleccionar el tipo adecuado de aceite para diferentes condiciones operativas. En climas fríos, se eligen aceites con puntos de escurrimiento más bajos para asegurar que el aceite siga siendo fluido y funcione correctamente a temperaturas bajo cero. Por el contrario, en climas cálidos, el punto de escurrimiento es menos crítico, pero sigue siendo importante para asegurar que el aceite no se vuelva demasiado fino a altas temperaturas. (Portocarrero & Rabanal, 2019)

#### 13.1. OBJETIVO

Determinar el punto de fluidez del aceite

#### 13.2. ALCANCE

La norma que se menciona, aplicable a aceites negros de cilindro y aceites combustibles no destilados, establece criterios y directrices específicas para la evaluación de estos tipos de aceites en cuanto a sus propiedades y comportamiento.

Los aceites negros de cilindro, que son usados en motores de combustión interna, y los aceites combustibles no destilados, que pueden incluir residuos o mezclas de combustibles industriales, tienen características particulares que requieren una atención específica para asegurar su adecuada funcionalidad y rendimiento.

La aplicación de la norma a estos aceites asegura que se mantenga la calidad y eficacia del producto bajo condiciones operativas específicas. Por ejemplo, los aceites negros de cilindro, al estar sujetos a condiciones extremas en los motores, deben cumplir con ciertas propiedades físicas y químicas para evitar problemas como el depósito de residuos, la corrosión o la degradación del motor. (Portocarrero & Rabanal, 2019)

De manera similar, los aceites combustibles no destilados, que a menudo contienen una mezcla de compuestos más complejos y pesados, necesitan ser evaluados para garantizar que se comporten de manera adecuada durante su almacenamiento y uso, y que cumplan con los requisitos de seguridad y eficiencia para la combustión.

### **13.3. RESUMEN**

Después de un calentamiento preliminar, se enfría la muestra a una velocidad predeterminada, para luego examinar a intervalos de 3°C.

El "punto de escurrimiento" es la temperatura más baja en la que un fluido todavía muestra capacidad de movimiento o flujo. En otras palabras, es el umbral térmico a partir del cual el fluido empieza a perder su fluidez y se comporta de manera rígida o sólida. (Alboudwarej et al., 2006)

Este concepto es crucial para evaluar el rendimiento de fluidos en condiciones frías. Por ejemplo, en aplicaciones industriales, la maquinaria y los motores deben operar en un rango de temperaturas, y conocer el punto de escurrimiento del lubricante o del aceite

asegura que estos líquidos mantendrán sus propiedades funcionales incluso en climas fríos.

Si un fluido alcanza su punto de escurrimiento, se vuelve lo suficientemente viscoso o espeso como para que no fluya adecuadamente, lo que puede afectar negativamente su capacidad para lubricar, enfriar o realizar otras funciones críticas. En contextos como el transporte de petróleo en tuberías, el punto de escurrimiento ayuda a garantizar que el fluido pueda moverse eficientemente sin riesgos de bloqueos o problemas operativos. (Barrios, 2018)

#### **13.4. DEFINICIONES**

Punto de escurrimiento es un índice de la más baja temperatura, en la cual se observa la fluidez en el producto, la misma que es de utilidad en determinadas aplicaciones.

Es la menor temperatura, expresada como múltiplo de 3°C, a la que se observa fluidez en el producto, cuando se lo enfría y se lo examina bajo condiciones normalizadas. (INEN, 2002)

En el estudio de Quinteros & Ramos (2023), al llevar a cabo el ensayo conforme a la NTE INEN 1982, se busca identificar el punto de escurrimiento de productos derivados del petróleo. Esta norma específica que el ensayo debe realizarse con la base lubricante en su estado natural, es decir, sin la adición de aditivos.

El punto de escurrimiento determinado a partir de esta muestra proporciona una indicación crítica: es la temperatura más baja a la que el petróleo sigue siendo utilizable en diversas aplicaciones. En otras palabras, el ensayo revela a qué temperatura el petróleo comienza a volverse demasiado viscoso o espeso para fluir de manera efectiva.

Este dato es esencial para asegurar que el petróleo pueda desempeñar sus funciones, como lubricar motores o sistemas de maquinaria, incluso en condiciones de frío extremo. Conocer el punto de escurrimiento ayuda a determinar si el producto puede mantenerse operativo en el rango de temperaturas esperado, evitando problemas como el bloqueo en tuberías o fallos en el rendimiento del equipo.

### 13.5. MATERIALES Y EQUIPOS

- Recipiente de ensayo
- Termómetro
- ASTM 5C Rango -38 a 50°C, Y
- ASTM 6C Rango -80 a +20°C
- Tapón de Corcho
- Camisas o doble pared
- Baño de enfriamiento

### 13.6. TEMPERATURAS DEL BAÑO

Las temperaturas de baño requeridas pueden lograrse empleando refrigeración o mediante la utilización de mezclas frigoríficas más comunes son las especificadas en la tabla N°15.

**Tabla 15. Mezclas frigoríficas**

<b>COMPONENTES</b>	<b>TEMPERATURA QUE DEBE ALCANZARSE</b>
Hielo y agua	°C <b>10</b>

Hielo triturado y cristales de cloruro de sodio	-12
Hielo triturado y cristales de cloruro de calcio	-26
Dióxido de carbono y acetona o nafta	-57

---

*Fuente: Autoras*

### 13.7. PROCEDIMIENTO

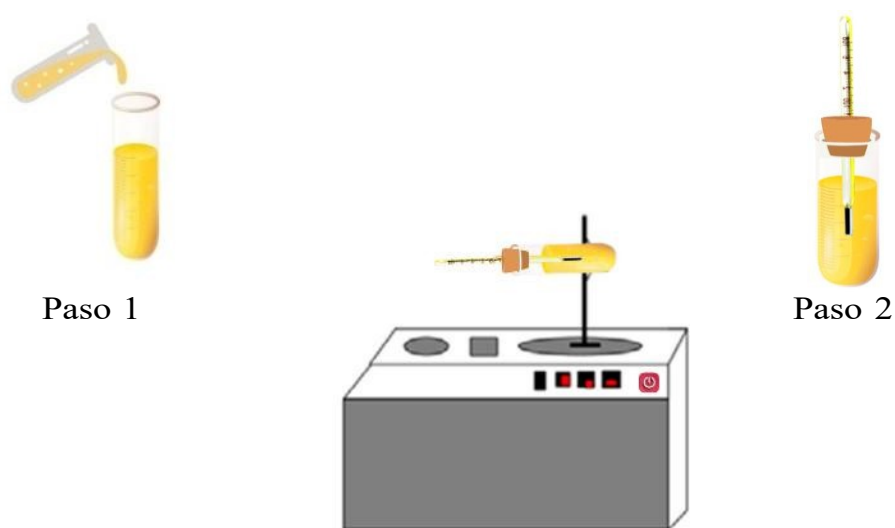
1. Verter la muestra en el recipiente de ensayo, hasta el nivel indicado.
2. Cerrar el recipiente de ensayo, mediante el tapón de corcho que contiene el termómetro.
3. Ajustar las posiciones del corcho y del termómetro.
4. Inclinar la muestra del recipiente de ensayo para determinar el punto de escurrimiento.
5. Después que la muestra se ha enfriado lo suficientemente, como para permitir la formación de cristales de parafina, se debe poner especial cuidado en no perturbar la muestra de aceite ni permitir el desplazamiento del termómetro en el líquido, pues, cualquier perturbación de los cristales produce resultados erróneos.

### 13.8. LECTURA DEL TERMÓMETRO

- Procede la lectura comenzando con una temperatura de 12°C mayor al punto esperado.

- Retirar el tubo de la camisa en cada una de las lecturas e inclinar lo suficiente para verificar si existe movimiento de la muestra en el tubo.
- La operación completa no debe demorar más de 3 minutos.
- Si el aceite no ha dejado de fluir, cuando su temperatura no ha alcanzado  $27^{\circ}\text{C}$ , transferir al recipiente a un baño de temperatura más bajo, mediante las disposiciones indicadas en la tabla N°16.

**Figura 19. Proceso para la Lectura del Termómetro**



*Fuente: Autoras*

**Figura 20. Equipo de Punto de Fluidiez**



Fuente: <http://www.instru.es/equipo-compacto-para-ensayos-de-cloud-pour-point>

**Tabla 16 Temperaturas de aceite y agua del baño**

MUESTRAS A °C	CAMBIO DE BAÑO A °C
27	0
9	-18 a -15
-6	-33 ± 1.5
-24	-51
-42	-69

Fuente: Norma ASTM D97 Standard Method

Si la muestra no fluye en el tubo cuando este se lo inclina, mantener el tubo en posición horizontal durante 5 segundos, medidos con un cronometro, y si bajo estas condiciones de la muestra presenta algún movimiento, volver inmediatamente el tubo a la camisa y repetir el ensayo para determinar si existe movimiento de la muestra.

Continuar el ensayo hasta que se alcance un punto en que la muestra, no fluya en el tubo, cuando este es mantenido en posición horizontal durante 5 segundos.

Registrar la temperatura observada en el termómetro como Temperatura del Puntode Ecurrimiento.

### **13.9. PRECISIÓN - REPETIBILIDAD**

Los resultados obtenidos por duplicados por un mismo operador, se consideran aceptables si no se difieren en más de 3°C.

### **13.10. REPRODUCTIBILIDAD**

Los resultados obtenidos por dos laboratorios diferentes se consideran aceptables si no se difieren en más de 6°C.

### **13.11. INFORME DE RESULTADOS**

- Debe indicarse en el informe de resultados, el punto de escurrimiento de la muestra ensayada en grados Celsius (°C).
- Además, el método usado y cualquier condición no especificada en esta norma o considerada opcional, así como cualquier circunstancia que pueda haber influido sobre el resultado.
- Todos los detalles para la completa identificación de la muestra



# PRÁCTICA N° 14

11

**DETERMINACIÓN DE AGUA POR CREPITACIÓN**

**NORMA ASTM N/A**

**14.1. CREPITACIÓN**

Cuando se realiza una prueba de contaminación en lubricantes, se deja caer una gota del lubricante sobre una superficie metálica que ha sido calentada a 130°C. Si el lubricante contiene más del 0,1% de agua, se observará un burbujeo notable. Este burbujeo es causado por el vapor de agua que se libera al calentarse, evidenciando la presencia de humedad en el lubricante. (Gómez, 2013)

A medida que el porcentaje de agua en el lubricante aumenta, el burbujeo se vuelve más intenso y evidente. Esto ocurre porque una mayor cantidad de agua genera una mayor cantidad de vapor cuando se calienta, lo que resulta en una liberación más brusca y visible de burbujas.

Esta prueba es útil para identificar y cuantificar la contaminación por agua en los lubricantes, ya que un mayor contenido de humedad no solo aumenta el burbujeo, sino que también puede afectar negativamente las propiedades del lubricante y su rendimiento en aplicaciones industriales o mecánicas.

La intensidad del chisporroteo observado al calentar una gota de lubricante sobre una superficie metálica caliente proporciona una indicación directa de la cantidad de agua contaminante presente en el lubricante. Un chisporroteo, más fuerte y más intenso, sugiere una mayor cantidad de agua, mientras que un chisporroteo menos pronunciado indica una menor cantidad. (Gómez, 2013)

Este método es útil para una inspección rápida y sencilla, permitiendo detectar de manera efectiva la presencia de cantidades significativas de agua en el lubricante. Sin embargo, es importante destacar que este enfoque no es adecuado para aplicaciones donde incluso una pequeña cantidad de agua pueda causar daños críticos o comprometer el funcionamiento de la máquina. En esos casos, la presencia de agua debe ser monitoreada con métodos más sensibles y precisos para evitar problemas potenciales. Por lo tanto, mientras que el chisporroteo es un buen indicador para una evaluación inicial y de rutina, no debe sustituir métodos más detallados en situaciones donde la precisión es crucial.

La presencia de agua en un sistema de lubricación puede provocar graves problemas, como fallos en la lubricación, daños a los componentes y una reducción en la fiabilidad del motor. El agua actúa como un contaminante que altera la eficacia del lubricante, provocando corrosión, disminución de la lubricación y posibles fallos mecánicos. (Gómez, 2013)

Detectar el agua en el lubricante es solo el primer paso; el verdadero desafío está en controlar y eliminar la fuente de contaminación. Es crucial mantener el nivel de agua en el lubricante por debajo del umbral de saturación para evitar que estos problemas se agraven. Mantener el contenido de agua bajo control no solo prolonga la vida útil del lubricante, sino que también protege la integridad y el rendimiento del motor, asegurando un funcionamiento más confiable y eficiente.

En el estudio de Sanabria et al., (2018), muestra que los resultados de la prueba de crepitación en vehículos con motor diésel muestran que, durante las dos primeras semanas, las muestras de lubricante no presentan señales de agua. Sin embargo, a partir de la tercera semana hasta el próximo cambio de aceite, empiezan a aparecer pequeñas burbujas que miden entre 0.2 y 0.5 mm.

Este cambio indica la presencia emergente de agua en el lubricante después de un período inicial sin contaminación detectable. La aparición de estas pequeñas burbujas

sugiere que, con el tiempo, se está acumulando agua en el sistema, posiblemente debido a factores como la condensación, fugas o la absorción de humedad. Este hallazgo es crucial para el mantenimiento preventivo, ya que señala la necesidad de tomar medidas para controlar la humedad y evitar que el contenido de agua aumente, lo que podría afectar la eficiencia y la longevidad del motor.

Por otro lado, los resultados de la prueba en motores de gasolina revelan que, ya desde la primera semana después del cambio de aceite, se observan burbujas de aproximadamente 0.2 mm en el lubricante. Esta aparición temprana de burbujas sugiere que, a diferencia de los motores diésel donde la contaminación por agua se manifiesta más tarde, los motores de gasolina pueden comenzar a presentar señales de humedad casi de inmediato. (Sanabria et al., 2018)

La presencia de estas pequeñas burbujas poco después del cambio de aceite indica que podría haber una fuente constante de agua que afecta al lubricante desde el inicio del ciclo de uso. Esto puede ser resultado de condensación interna, fugas o problemas en el sistema de ventilación del motor. Detectar esta contaminación temprana es importante para implementar medidas correctivas a tiempo, como verificar y corregir posibles fuentes de humedad, para evitar daños en el motor y mantener su rendimiento óptimo.

Las pruebas realizadas con esta técnica revelan la presencia de pequeñas burbujas de agua en el lubricante, aunque estas no generen crepitación. En los equipos diésel, la aparición de burbujas de entre 0.2 y 0.5 mm se vuelve evidente a partir de la tercera semana, lo que sugiere que el contenido de agua en el lubricante, que oscila entre 500 y 1000 ppm, es resultado de la condensación de la humedad del entorno de trabajo. (Sanabria et al., 2018)

Por otro lado, en los motores de gasolina, se observan burbujas con un diámetro máximo de 0.5 mm desde la primera semana después del cambio de aceite. Este tamaño de burbujas indica que estos motores tienen un contenido de agua que varía entre el 0.05%

y el 0.1%. Esta humedad, en este caso, se debe a la condensación provocada por los cambios en el clima.

En resumen, las diferencias en la aparición y el tamaño de las burbujas entre los motores diésel y gasolina destacan cómo la humedad puede afectar a los lubricantes de manera distinta dependiendo del tipo de motor y las condiciones ambientales. Estos hallazgos son cruciales para ajustar las prácticas de mantenimiento y abordar los problemas relacionados con la humedad en los sistemas de lubricación.

En el estudio realizado por Daza & Ruiz (2022), al realizar el análisis de las muestras de aceite utilizando el método de crepitación, se determinó que no había presencia de agua en las muestras, lo que sugiere que el sistema de lubricación está libre de contaminación por humedad en ese aspecto.

Además, el análisis de viscosidad revela que, al mantener un programa de mantenimiento adecuado antes del cambio de aceite, la degradación del aceite se produce a un ritmo más lento. Esto significa que el aceite mantiene sus propiedades lubricantes de manera más eficaz durante un período prolongado, lo cual contribuye a una vida útil más larga del aceite y un rendimiento optimizado del motor.

Es decir, realizar un mantenimiento preventivo y oportuno asegura que el aceite permanezca en mejor estado por más tiempo, lo que puede traducirse en una mayor eficiencia y fiabilidad del motor. Esto refuerza la importancia de un mantenimiento regular para prolongar el ciclo de vida del aceite y garantizar un funcionamiento óptimo del equipo. (Daza & Ruiz, 2022)

## **14.2. VENTAJAS**

La prueba de crepitación ofrece varias ventajas que la convierten en una herramienta

valiosa para evaluar la humedad en líquidos:

**Simplicidad y Accesibilidad:** La prueba de crepitación es fácil de llevar a cabo, ya que solo requiere calentar una muestra de líquido y observar el comportamiento de burbujeo. No se necesita equipo sofisticado ni técnicas complejas, lo que la hace accesible para una amplia gama de aplicaciones y entornos de trabajo.

**Visualización Clara:** La presencia de burbujas durante el calentamiento proporciona una indicación visual directa de la humedad en el líquido. Esta observación permite una rápida identificación del problema sin la necesidad de instrumentos de medición avanzados. La intensidad y tamaño de las burbujas son indicadores claros del contenido de agua, lo que facilita la interpretación de los resultados.

**Escala de Cuantificación:** Aunque el método es simple, la escala de cuantificación que ofrece es bastante efectiva. El tamaño y la cantidad de burbujas pueden correlacionarse con el contenido de agua en el líquido, permitiendo una estimación precisa del nivel de humedad. Esto es útil para clasificar la severidad de la contaminación y tomar decisiones informadas sobre el tratamiento o ajuste del líquido.

**Rapidez y Eficiencia:** La prueba de crepitación se puede realizar de manera rápida, lo que permite una evaluación eficiente en el campo o en el laboratorio. Esto es especialmente útil en situaciones donde se necesita una respuesta rápida para evitar daños o asegurar la calidad del producto.

**Aplicaciones Diversas:** Este método es aplicable a diferentes tipos de líquidos, como aceites y combustibles, en diversas industrias, desde automotriz hasta petroquímica. Su versatilidad y facilidad de uso la convierten en una herramienta práctica para el mantenimiento preventivo y el control de calidad.

En conclusión, la prueba de crepitación combina simplicidad con eficacia al ofrecer una forma rápida y visualmente clara de evaluar la humedad en líquidos. Su facilidad de implementación y capacidad para proporcionar información útil sobre el contenido de agua la hacen una opción valiosa para monitorear y mantener la calidad de los fluidos en

diversas aplicaciones.

### **14.3. OBJETIVO**

Determinar cualitativamente y de carácter empírico si un crudo o aceite derivados del petróleo contienen agua.

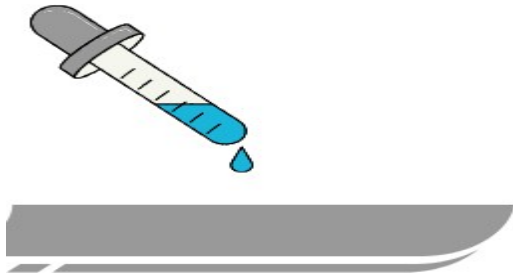
### **14.4. MATERIALES Y EQUIPOS**

- Placa calentadora
- Tubo de vidrio
- Agua

### **14.5. PROCEDIMIENTO**

1. En una plancha caliente colocar una gota de agua, para comprobar el calentamiento de la plancha.
2. Poner una gota de aceite o de la muestra a analizar en la plancha caliente
3. Si el aceite contiene agua en una proporción mayor de 0.1% crepitará.

**Figura 21. Prueba de Crepitación**



Paso 1



Paso 2

*Fuente: Autoras*

**Figura 22. Gráfico del Procedimiento de la Práctica**



*Fuente: Autoras*



PRÁCTICA Nº 15

## PRÁCTICA N°15

### DETERMINACIÓN DE HOLLÍN

NORMA ASTM

D 7686-19

El método de prueba estándar ASTM D7686 se utiliza para evaluar la presencia de hollín en aceites en servicio mediante el uso de un instrumento infrarrojo (IR) de filtro fijo. Este procedimiento es esencial para mantener el rendimiento y la longevidad de los motores y sistemas que utilizan aceite lubricante.

El método ASTM D7686 emplea tecnología infrarroja para medir la cantidad de hollín en el aceite. Los instrumentos infrarrojos de filtro fijo están diseñados para detectar y cuantificar partículas de hollín basándose en sus propiedades de absorción de luz en longitudes de onda específicas. Esta técnica proporciona una medición precisa y fiable de la concentración de hollín, lo que es crucial para evaluar el estado del aceite y la efectividad de la lubricación. (Chavez & Felix, 2009)

Una de las ventajas de este método es su capacidad para ser utilizado en condiciones de campo, lo que permite una evaluación continua y en tiempo real del aceite en funcionamiento. Esto es particularmente valioso para operaciones industriales y flotas de vehículos, donde el monitoreo constante puede prevenir problemas antes de que se conviertan en fallos graves, optimizando así el mantenimiento y reduciendo el riesgo de daños.

El uso de un instrumento infrarrojo con filtro fijo simplifica el proceso de análisis, haciendo que sea rápido y eficiente. Esta facilidad de uso es crucial para realizar pruebas de manera rutinaria sin necesidad de equipos complejos o procesos laboriosos, lo que permite realizar un seguimiento regular de las condiciones del aceite.

Prevención de Daños y Mantenimiento Proactivo: El hollín en el aceite puede

causar una serie de problemas, como la abrasión de componentes, la reducción de la eficacia del lubricante y el aumento de la formación de lodos. Monitorear y controlar la cantidad de hollín permite a los operadores tomar medidas preventivas, como realizar cambios de aceite a intervalos adecuados, ajustar el sistema de filtración o abordar problemas de combustión. Esto ayuda a mantener el equipo en condiciones óptimas y prolonga su vida útil. (Chavez & Felix, 2009)

El método ASTM D7686 está estandarizado, lo que garantiza que las mediciones sean consistentes y comparables. Esto facilita la interpretación de los resultados y asegura que las pruebas se realicen bajo criterios uniformes, permitiendo una evaluación confiable del estado del aceite y del sistema de lubricación.

### **15.1. HOLLÍN**

El material particulado es una combinación de pequeñas partículas sólidas y líquidas que permanecen suspendidas en la atmósfera, y puede presentarse en diversas formas como polvo, humo o hollín. Estas partículas están formadas por una mezcla de componentes orgánicos e inorgánicos, incluyendo sulfatos, nitratos, metales, minerales y agua. La presencia de estas partículas en el aire es significativa porque puede afectar la calidad del aire, la salud humana y el medio ambiente. (Loaiza, 2020)

Las sustancias orgánicas en el material particulado pueden incluir compuestos derivados de procesos de combustión o emisiones industriales, mientras que los componentes inorgánicos suelen ser productos de reacciones químicas en la atmósfera o de emisiones de fuentes naturales y artificiales. Por ejemplo, los sulfatos y nitratos pueden formar parte de las partículas finas que contribuyen a la formación de smog y niebla ácida, mientras que los metales pesados y minerales pueden tener efectos tóxicos y corrosivos. (Loaiza, 2020)

El monitoreo y control del material particulado son cruciales para la protección de la salud pública, ya que la inhalación de estas partículas puede causar problemas

respiratorios, cardiovasculares y otros efectos adversos. Además, el material particulado puede influir en el clima y en la degradación de ecosistemas al alterar la composición química de la atmósfera y depositarse en suelos y cuerpos de agua.

El hollín es un residuo generado por la combustión incompleta del combustible, y se manifiesta como partículas finas y oscuras que se mezclan con el aceite lubricante. Estas partículas de hollín son insolubles en el aceite y tienen varias implicaciones negativas para el sistema de lubricación. (Arroyo et al., 2019)

El hollín puede aumentar la viscosidad del aceite, haciéndolo más espeso. Esto reduce la capacidad del aceite para fluir libremente y lubricar adecuadamente las partes móviles del motor o del equipo, lo que puede resultar en un mayor desgaste y fricción.

Además, el hollín puede despojar al aceite de sus aditivos esenciales, que están diseñados para mejorar sus propiedades y proteger el motor. Sin los aditivos, el aceite pierde su capacidad para proteger eficazmente contra el desgaste, la corrosión y la acumulación de depósitos. (Arroyo et al., 2019)

De igual manera, puede acumularse y eventualmente obstruir los filtros de aceite. Esta obstrucción puede reducir el flujo de aceite a los componentes críticos, causando una lubricación inadecuada y aumentando el riesgo de fallos mecánicos.

La presencia de hollín en el aceite lubricante es problemática porque afecta su viscosidad, elimina los aditivos importantes y puede obstruir los filtros, comprometiendo la protección y el rendimiento del sistema de lubricación.

Entre las causas más comunes se encuentran los filtros de aire obstruidos, que limitan la cantidad de aire limpio que entra en el motor, afectando la calidad de la combustión y aumentando la producción de hollín. La marcha en vacío excesiva o

rápida también contribuye, ya que el motor no alcanza la temperatura óptima de funcionamiento y no quema el combustible de manera eficiente, generando más hollín. (Arroyo et al., 2019)

Los ajustes incorrectos de la cremallera pueden afectar la mezcla de aire-combustible, resultando en una combustión incompleta y, por lo tanto, en una mayor generación de hollín. Asimismo, una operación deficiente de los inyectores de combustible puede llevar a una atomización inadecuada del combustible, causando una combustión irregular que también produce más hollín.

## **15.2. EFECTOS DEL HOLLÍN EN EL MEDIO AMBIENTE**

Estudios recientes sugieren que reducir la emisión de hollín, también conocido como carbono negro, podría ser una de las maneras más efectivas y rápidas de mitigar el calentamiento global. El hollín tiene un impacto significativo en el cambio climático debido a su capacidad para absorber la luz solar y contribuir al calentamiento de la atmósfera y al derretimiento de glaciares. (Yépez et al., 2017)

Actualmente, los países en vías de desarrollo, como el nuestro, están entre los principales emisores de hollín, en parte debido a la utilización de tecnologías menos avanzadas y a una menor regulación ambiental. En contraste, las grandes potencias han implementado tecnologías de control y regulaciones más estrictas durante décadas, lo que les ha permitido reducir significativamente sus emisiones de carbono negro. (Yépez et al., 2017)

Así, enfocarse en disminuir la producción de hollín puede ser una estrategia clave para combatir el cambio climático en países en desarrollo. Mejorar la tecnología de combustión, invertir en filtros y sistemas de control de emisiones, y adoptar prácticas más limpias pueden reducir la cantidad de hollín liberado y contribuir de manera

efectiva a la reducción del calentamiento global.

Recientemente, se ha identificado al hollín como el segundo agente de cambio climático más potente, con un impacto equivalente al 55% del potencial de calentamiento global atribuido al dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>). Esto subraya la relevancia de las partículas de hollín en el contexto del cambio climático, más allá de su conocido efecto en la calidad del aire y la salud. (Yépez et al., 2017)

El hollín, al ser una forma de carbono negro, tiene una alta capacidad para absorber la radiación solar, lo que contribuye significativamente al calentamiento de la atmósfera y al derretimiento de superficies heladas. Su influencia en el cambio climático es notable porque puede intensificar el calentamiento global de manera considerable, incluso cuando se compara con el CO<sub>2</sub>, que ha sido históricamente el principal foco de atención en la lucha contra el cambio climático. (Yépez et al., 2017)

El hecho de que el hollín represente un porcentaje tan alto del potencial de calentamiento global del CO<sub>2</sub> destaca la urgencia de abordar su reducción. Las políticas y tecnologías que minimicen las emisiones de hollín no solo mejorarían la calidad del aire y la salud pública, sino que también proporcionarían un alivio significativo al cambio climático, ofreciendo una vía efectiva para mitigar el impacto ambiental en el corto plazo.

### **15.3. OBJETIVO**

Determinar analíticamente y de carácter empírico si un aceite lubricante proveniente de la combustión, contiene hollín.

#### **15.4. MATERIALES**

- Papel filtro Whatman N° 5
- Un gotero

#### **15.5. PROCEDIMIENTO**

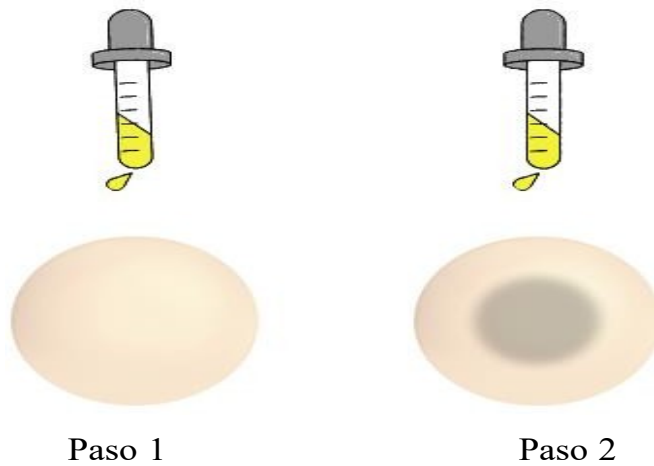
1. Se coloca una gota en un papel filtro, donde se forma la mancha, su color va desde gris hasta negro.
2. Si el color formado es negro, indica la presencia de hollín. Cuando el resultado de esta prueba es positivo, es necesario realizar un análisis de insolubles, a fin de establecer el porcentaje y tipo de contaminantes presentes en el lubricante.
3. Los lubricantes están constituidos por todo tipo de material solido extraño, que puede contaminar un aceite lubricante.
4. Materiales carbonosos procedentes del desgaste, polvo, fibras, productos resultantes de la oxidación, forman este tipo de contaminante insoluble del aceite lubricante. Para determinar los insolubles en aceites usados, se utiliza el método ASTM D 893.

**Tabla 17. Punto de Goteo**

PUNTO DE GOTEAO APROXIMADO		REPETIBILIDAD		REPRODUCIBILIDAD	
°F	°C	°F	°C	°F	°C
190 a 220		4	2	13	7
88 a 104					
330 a 375		15	8	22	12
165 a 191					
400 a 500	204 a 260	15	8	36	20

*Fuente: Standard Method*

**Figura 23. Punto de Goteo**



*Fuente: Autoras*

**Figura 24. Procedimiento de la Práctica**



*Fuente: Autora*

Como se puede evidenciar la prueba es positiva, y se puede detectar la presencia de hollín en el aceite lubricante.



# PRÁCTICA Nº 16

11

**PUNTO DE GOTA O DROOPING POINT**

**NORMA ASTM**

**D 566**

**16.1. PUNTO DE GOTA**

El "punto de gota" de una grasa es un término crucial en la comprensión de su comportamiento físico y funcional en diversas aplicaciones, especialmente en la industria alimentaria y en la producción de biocombustibles. Este concepto puede ser entendido como un umbral termodinámico que nos indica el momento en que una grasa, que a temperatura ambiente se encuentra en un estado semisólido, comienza a descomponerse en sus componentes líquidos. (Arango, 2015)

Desde una perspectiva pragmática, el punto de gota no solo revela información sobre la estabilidad y la textura de la grasa en condiciones de almacenamiento y uso, sino que también ofrece una ventana a su composición química. Las grasas que poseen un punto de gota relativamente bajo tienden a ser más fluidas a temperatura ambiente, lo que puede ser ventajoso para ciertas aplicaciones culinarias o industriales donde la textura es un factor crítico.

Además, el análisis del punto de gota permite entender cómo se comportan las grasas bajo diferentes condiciones térmicas, lo que es esencial para evitar la degradación de sus propiedades nutricionales y organolépticas. En el contexto de la salud, este conocimiento puede guiar la selección de grasas en la dieta, favoreciendo aquellas que liberan ácidos grasos beneficiosos en el momento adecuado. (Arango, 2015)

El estudio del punto de gota también tiene implicaciones en la formulación de productos, ya que puede influir en la estabilidad de emulsiones, cremas y productos horneados. En definitiva, el punto de gota de una grasa es más que un simple marcador térmico; es un indicador multifacético que impacta la calidad, la seguridad y la funcionalidad de una gran variedad de productos en nuestra vida diaria. (Arango, 2015)

**16.2. LA GRASA EN LA LUBRICACIÓN INDUSTRIAL**

La grasa, en su esencia, se presenta como una solución técnica eficaz y versátil para desafíos específicos en la lubricación industrial. Al contrario de los aceites, que son ideales para aplicaciones donde el flujo continuo y la accesibilidad son viables, la grasa ofrece una consistencia pastosa que se convierte en una ventaja decisiva en determinadas circunstancias. (Arango, 2015)

Uno de los aspectos clave que resalta es su capacidad para permanecer en su lugar. En situaciones donde los componentes mecánicos están montados de manera que el acceso es limitado, la grasa actúa como un bloqueador, asegurando que las superficies de contacto se mantengan protegidas y lubricadas sin la necesidad de una aplicación continua. Esto no solo ahorra tiempo en el mantenimiento, sino que también reduce el riesgo de fallos mecánicos, a menudo costosos en términos de tiempo y recursos.

Asimismo, en ambientes donde la contaminación por polvo o partículas es un riesgo significativo, la grasa se convierte en un aliado indispensable. Su viscosidad le permite adherirse a las superficies, formando una barrera que impide la entrada de contaminantes externos. Esto es especialmente crucial en industrias como la alimentaria, farmacéutica o en entornos de fabricación, donde la pureza del proceso es primordial. (Arango, 2015)

Además, la grasa minimiza el riesgo de goteo, un desafío que puede dar lugar a peligros de seguridad o problemas de limpieza en el entorno laboral. En maquinaria que opera en ángulos o posiciones que dificultan el uso de lubricantes líquidos, la grasa asegura una aplicación continua y confiable, sin el desorden que a menudo acompaña a los aceites.

La grasa no es simplemente un sustituto del aceite; es una solución diseñada para satisfacer necesidades específicas en la lubricación industrial. Su capacidad para ofrecer protección a largo plazo en condiciones adversas, su resistencia a la contaminación y su comportamiento anti-goteo la convierten en una opción indispensable en la ingeniería moderna. En un mundo donde la eficiencia y la seguridad son primordiales, comprender y aprovechar las propiedades de la grasa es esencial para cualquier profesional del ámbito industrial.

### **16.3. PROPIEDADES DE LA GRASA**

La grasa, en su esencia, es una mezcla de compuestos químicos que cumple funciones cruciales en diversas aplicaciones, desde la lubricación industrial hasta la cosmética. La capacidad de una grasa para variar en consistencia y espesor se debe a la combinación de sus componentes principales: el agente espesante y el fluido lubricante. (Arango, 2015)

El agente espesante, que puede ser un polímero o un producto natural, otorga a la grasa su estructura y estabilidad, permitiendo que mantenga su forma y efectividad bajo diferentes condiciones de temperatura y presión. Por otro lado, el fluido lubricante, generalmente un aceite, proporciona la fluidez necesaria para disminuir la fricción entre superficies en movimiento, extendiendo la vida útil de los componentes en los que se aplica. (Arango, 2015)

Además, la incorporación de aditivos específicos puede transformar las propiedades de la grasa, dándole características adicionales como resistencia a la oxidación, capacidad para soportar altas temperaturas o propiedades anticorrosivas. Estos aditivos buscan optimizar no solo el rendimiento, sino también la durabilidad y eficacia en entornos de operación particulares.

Por lo tanto, la grasa no es solo una simple mezcla de componentes, sino un sistema ingeniosamente diseñado que, a través de su complejidad química, responde a necesidades específicas. Su producción y formulación representan un delicado equilibrio entre química y aplicación práctica, poniendo de relieve la importancia de entender sus propiedades para maximizar su funcionalidad y adaptarla a diversas exigencias. Esto resalta su papel no solo como un producto técnico, sino también como una solución ingeniosa en el ámbito de la ingeniería y la ciencia de materiales.

### **16.4. OXIDACIÓN DE GRASAS**

El fenómeno de la oxidación acelerada de ciertas grasas y ácidos grasos insaturados

es, un aspecto fundamental a considerar en procesos industriales y de laboratorio que involucran la extracción de lípidos. La oxidación no solo puede afectar la calidad y propiedades nutricionales de estos compuestos, sino que también puede generar productos indeseables que alteran su sabor, aroma y seguridad. (Cevallos, 2022)

Por ello, es imprescindible implementar medidas rigurosas de control durante la extracción, tales como el mantenimiento de temperaturas bajas y el uso de desplazamientos de vapor adecuados del disolvente. Estas precauciones ayudan a minimizar la exposición de los ácidos grasos insaturados al oxígeno, reduciendo así la velocidad de reacción oxidativa. En este contexto, el manejo adecuado de las condiciones de extracción no solo protege la integridad de los lípidos, sino que también garantiza un producto final de mayor calidad, alineado con los estándares de seguridad alimentaria y salud pública. (Cevallos, 2022)

En conclusión, reconocer y comprender la sensibilidad a la oxidación de grasas y ácidos grasos insaturados es crucial para la optimización de los procesos de extracción, lo que a su vez se traduce en un mejor aprovechamiento de los recursos y en un producto más seguro y nutritivo para el consumidor. La implementación de medidas preventivas es, por tanto, no solo una cuestión técnica, sino una responsabilidad ética en el ámbito de la producción alimentaria.

## **16.5. OBJETIVO**

Determinar los límites de utilización de la grasa lubricante.

## **16.6. DEFINICIONES**

Es la temperatura a la cual la grasa del estado semisólido al estado líquido, bajo las condiciones de las pruebas y sirve para conocer el límite superior de la temperatura hasta la cual se puede utilizar como lubricante.

El punto de gota es una indicación cualitativa de la resistencia del calor cuando se necesita de un lubricante semisólido. (GARY, 2010)

### **16.7. MATERIALES Y EQUIPOS**

- Copa o capsula de cromo plateado
- Tubo de ensayo provisto con tres hendiduras
- Dos termómetros ASTM 2C rango -5 a +30 °C
- Vaso o recipiente de vidrio (baño de aceite)
- Agitador, Espátula
- Placa calentadora
- Alambre de metal

## 16.8. PROCEDIMIENTO

1. Con una espátula se toma tres porciones de la muestra del lubricante, de lugares diferentes y se mezclan, cuidando que no se queden atrapadas inclusiones de aire.
2. Llenar la copa evitando inclusiones de aire.
3. Remueva el exceso de grasa con una espátula. Suavemente presione la copa, con un alambre de metal haga un agujero, luego se hace girar y se quita la grasa sobrante.
4. Coloque la copa y el termómetro en el baño de aceite.
5. Poner el otro termómetro en el baño de aceite.
6. Agite el baño de aceite y caliente a razón de 8 a 12 °F (4 a 7°C) por minuto hasta que el baño alcance una temperatura aproximada de 30°F (17°C), bajo el punto de gota esperado. Se reduce el grado de calentamiento de manera que la temperatura en el tubo de ensayo será entre 2°C (4°F) o menos que la temperatura en el baño de aceite.
7. Cuando una gota de material sale, anote la temperatura en los dos termómetros y registre su promedio como el PUNTO DE GOTA de la grasa.

El procedimiento descrito para la colocación y medición de la grasa en un tubo de ensayo con una cápsula metálica presenta un enfoque sistemático y preciso para el análisis de propiedades físicas de la grasa. Utilizar un orificio calibrado permite controlar la cantidad de muestra que se introduce, asegurando que se mantenga un volumen homogéneo para el ensayo. Además, al instalar un termómetro que se sumerge en la grasa, se busca obtener una medición directa y precisa de su temperatura, facilitando el estudio de las propiedades térmicas y de comportamiento del material bajo condiciones controladas.

Este método no solo resalta la importancia de la precisión en la medición, sino que

también enfatiza la necesidad de eliminar cualquier exceso de muestra que pueda interferir con los resultados. A través de la utilización de una espátula, se asegura que el ensayo se realice de manera limpia y ordenada, minimizando el riesgo de contaminación o desviaciones en los resultados obtenidos.

En este sentido, este enfoque metodológico no solo es fundamental para obtener datos confiables sobre las características de la grasa, sino que también refleja una práctica científica rigurosa que prioriza la exactitud y la reproducibilidad en los experimentos. Esto es esencial en el campo de la investigación y desarrollo de productos, donde la calidad y propiedades de los materiales tienen un impacto significativo en sus aplicaciones industriales y comerciales.

## **16.9. PRECISIÓN**

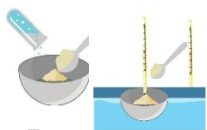
### **REPETIBILIDAD**

Los resultados duplicados por el mismo operador, deberían ser considerados sospechosos si difieren de más de 12°F (7°C)

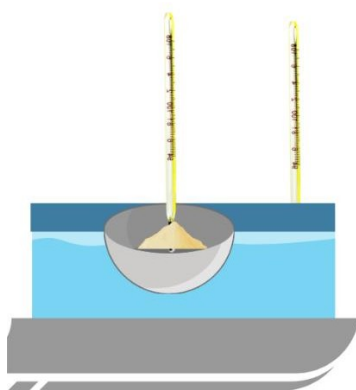
### **REPRODUCTIBILIDAD**

Los resultados sometidos a dos laboratorios deberían ser considerados sospechosos si ellos difieren por más de 24°F (13°C).

## Figura 25. Procedimiento Punto De Gota



Paso 4 y 5



Paso 6

*Fuente: Autoras*



# PRÁCTICA N° 17

11

## PRÁCTICA N°17

### DUREZA EN GRASAS O PENETRACIÓN

NORMA ASTM

D 217

Las grasas son dispersiones de aceite en jabón. Se emplean para lubricar zonas imposibles de engrasar con aceite, bien por falta de condiciones para su retención, bien porque la atmósfera de polvo y suciedad en que se encuentra la maquina aconseja la utilización de un lubricante pastoso. Una de las características más importantes de las grasas es el *punto de goteo*, es decir, la temperatura mínima a la cual la grasa contenida en un aparato especial empieza a gotear por un orificio situado en la parte inferior. Es muy importante, ya que permite conocer la temperatura máxima de empleo. Según el jabón que las forma, las grasas pueden ser cálcicas, sódicas, al aluminio, al litio, al bario, etc. Las características y aplicaciones de las grasas son las siguientes:

**Grasas cálcicas.** Tienen un aspecto mantecoso, son insolubles en agua, resisten 80°C y son muy económicas. Se emplean para lubricar rodamientos situados en los chasis de los automóviles y rodamientos de máquinas que trabajen a poca velocidad y a menos de 70 °C.

**Grasas sódicas.** Tienen un aspecto fibroso, son emulsionables en agua, resisten 120 °C y son poco fusibles. Se emplean para rodamientos en que no haya peligro de contacto con el agua.

**Grasas al aluminio.** Son de aspectos fibrosos y transparentes, insolubles en el agua, muy adhesivas y muy estables. Resisten hasta 100 °C. Se emplean en juntas de cardan, cadenas, engranajes y cables, y en sistemas de engrase centralizado.

**Grasas al litio.** Son fibrosas, resisten bastante bien el agua y pueden utilizarse desde — 20 hasta 120°C. Se emplean para aplicaciones generales (rodamientos, pivotes de mangueta en automóviles), conteniendo, si es necesario, bisulfuro de molibdeno.

**Grasas de bario.** Son fibrosas y más resistentes al agua que las de litio, y su máxima temperatura de empleo es de 180°C. Se emplean para usos generales. (INEN, 2002)

### 17.1. DUREZA DE LAS GRASAS

La dureza de las grasas, conocida como consistencia, es un concepto que refleja no solo la resistencia física de un material graso, sino también su funcionalidad en diversas aplicaciones. Esta propiedad no se limita a una simple medición de resistencia; se convierte en un indicador de la manera en que la grasa interactúa con su entorno. Cuando se mide la consistencia a través de la penetración de un cono, se está evaluando de forma práctica cómo se comporta la grasa bajo presión y en condiciones específicas de temperatura. (Arango, 2015).

Entender la consistencia de las grasas es esencial no solo en la industria alimentaria, donde influye en la textura y sabor de productos, sino también en la fabricación de cosméticos y productos farmacéuticos. Por ejemplo, una grasa con una mayor consistencia puede ser ideal para cremas que requieren estabilidad y una aplicación precisa, mientras que una grasa más blanda puede ser preferible en productos que buscan una fácil extensión.

Además, la consistencia también está ligada a la proporción de ácidos grasos presentes en una grasa, y cómo estos se organizan en un estado sólido o líquido. La estructura molecular de las grasas influye directamente en su comportamiento, y medir la consistencia es una manera de traducir esa complejidad química en una propiedad física que se puede evaluar. Esto no solo facilita la selección de grasas para diferentes usos, sino que también proporciona un marco para innovar en la formulación de nuevos productos que requieran propiedades específicas. (Arango, 2015).

Así, la consistencia de las grasas puede ser vista como un concepto holístico que combina ciencia, tecnología y experiencia sensorial, donde cada aplicación trae consigo expectativas que deben ser cumplidas mediante el control y la comprensión de esta característica fundamental. En última instancia, la dureza de las grasas es un factor crucial para el éxito de numerosos productos, reflejando tanto su estructura molecular como su rendimiento práctico.

La relación entre dureza, penetración y consistencia es fundamental en diversas áreas, desde la ingeniería de materiales hasta la cosmética y la alimentación. La afirmación indica que a medida que se incrementa la dureza de un producto, la penetración de ese mismo producto disminuye, y viceversa. Esto se puede entender mejor si consideramos algunas aplicaciones prácticas y científicas. (Arango, 2015)

En primer lugar, en la esfera de los materiales, este fenómeno puede ser observado en el desarrollo de compuestos y aleaciones. Por ejemplo, en la creación de metales y plásticos, el aumento de dureza a menudo se traduce en una estructura más densa y compacta, lo que dificulta la capacidad de penetración de herramientas o elementos externos. Esto es esencial en la fabricación de productos que necesitan resistencia al desgaste y durabilidad, como herramientas de corte o revestimientos para superficies.

Por otro lado, en el ámbito de la cosmética, la dureza de un producto como una crema o un bálsamo puede influir en su eficacia y en la forma en que se aplica sobre la piel. Productos más duros pueden ser más difíciles de extender y penetrar en la piel, lo que puede ser un factor determinante para los consumidores que buscan texturas más ligeras y de rápida absorción. En este sentido, el equilibrio entre dureza y penetración es clave para satisfacer las expectativas del usuario.

Por último, esta relación también se puede observar en la industria alimentaria. Por

ejemplo, al elaborar productos como panes o galletas, un aumento en la dureza de la masa puede llevar a una miga más compacta, lo que puede dificultar la penetración de sabores o la absorción de humedad durante el horneado. La comprensión de esta dinámica es vital para lograr las texturas y características deseadas en los alimentos que satisfagan a los consumidores.

En conclusión, la relación entre dureza, penetración y consistencia es un principio que resuena en múltiples industrias y disciplinas. Reconocer, que un aumento en la dureza resulta en una disminución de la penetración nos permite entender y predecir el comportamiento de diversos productos, facilitando su desarrollo y optimización para cumplir con las necesidades y deseos de los usuarios. La clave está en encontrar un balance que permita obtener las propiedades deseadas sin comprometer la funcionalidad del producto final.

## **17.2. CONSISTENCIA DE UNA GRASA LUBRICANTE**

La consistencia de una grasa lubricante es un aspecto fundamental que merece un análisis detallado, dado que influye en múltiples propiedades y aplicaciones de la grasa en diversas maquinarias y dispositivos. La relación entre el espesante y el aceite base determina esta consistencia, lo que se traduce en una serie de características esenciales que afectan el rendimiento del lubricante. (Chitue et. al., 2013)

En primer lugar, la consistencia impacta directamente en la capacidad de lubricación. Una grasa más firme puede ser ventajosa en aplicaciones donde se requiere que el lubricante permanezca en su lugar durante períodos prolongados, como en rodamientos de alta carga. Por otro lado, una grasa más suave podría ser preferible en situaciones donde se necesite una mayor fluidez para alcanzar zonas de difícil acceso, garantizando así una cobertura uniforme y efectiva de las superficies en contacto.

La consistencia juega un papel crucial en las propiedades de sellado. Las grasas con mayor firmeza tienden a formar un sello más efectivo, evitando la entrada de

contaminantes y la salida del lubricante. Este factor es esencial en entornos industriales o mecánicos donde el polvo, la humedad o el agua pueden comprometer el funcionamiento de los equipos. (Chitue et. al., 2013)

Por otro lado, la facilidad de aplicación también está directamente relacionada con la consistencia de la grasa. Las grasas más suaves son generalmente más fáciles de aplicar, lo que puede ser un criterio importante en entornos donde la eficiencia y la rapidez son vitales. Sin embargo, es esencial equilibrar este aspecto con los requerimientos específicos de la aplicación; una grasa demasiado suave podría no permanecer donde es más necesaria, mientras que una grasa muy dura podría ser difícil de aplicar adecuadamente y requerir un esfuerzo adicional.

Es importante considerar que la temperatura y las condiciones de operación también afectan la consistencia de la grasa. Una grasa que es ideal en condiciones normales puede comportarse de manera diferente bajo temperaturas extremas o en condiciones de alta carga, lo que resalta la necesidad de seleccionar cuidadosamente el tipo de grasa según las especificaciones del equipo y las condiciones de operación.

En conclusión, la consistencia de una grasa lubricante no es simplemente una cuestión de firmeza o dureza; es un factor crítico que afecta la eficacia general del lubricante. La elección adecuada del balance entre el espesante y el aceite base, teniendo en cuenta la aplicación específica y las condiciones de trabajo, es esencial para asegurar un rendimiento óptimo y una larga vida útil de los componentes mecánicos.

### **17.3. OBJETIVO**

Medir la consistencia de las grasas lubricantes o determinar la consistencia de las grasas y establecer las diferencias en grasas trabajadas y no trabajadas y determinar su

composición básica.

#### **17.4. DEFINICIÓN**

Es la profundidad expresada en décimas de milímetros (mm), que un cono estandarizado penetra en la muestra, bajo las condiciones prescritas de peso, tiempo y temperatura.

#### **17.5. MATERIALES Y EQUIPOS**

- Penetrómetro
- Cono
- Espátula
- Recipiente

#### **17.6. TRATAMIENTO DE MUESTRA**

Mantener suficiente muestra a temperatura de 77°F a 1°F (25°C ± 0.5°C)

#### **17.7. PROCEDIMIENTO**

1. Transferir la muestra de la copa, llenándola totalmente, evitando la inclusión de aire, con ayuda de una espátula se nivela cuidadosamente la grasa a ras del borde de la copa.
2. La copa es colocada en plataforma del penetrómetro, la punta del cono debe estar en el centro de la copa, y en contacto íntimo con la superficie de la grasa.
3. Se suelta el peso del cono durante 5 segundos.
4. El valor de la penetrabilidad se lo determina por la indicación de la aguja, que marca la profundidad de decimas de milímetros (mm).

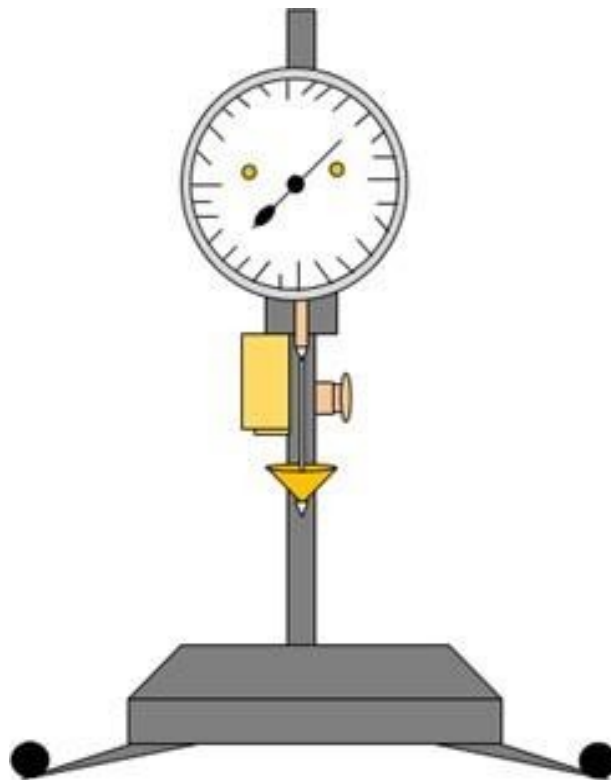
**Figura 26. Procedimiento para medir la grasa**



Paso 1



Paso 2



Paso 3 y 4

*Fuente: Autoras*

**Tabla 18. Precisión en punto de penetración**

<b>PENETRACIÓN</b>	<b>RANGO</b>	<b>REPETIBILIDAD</b>	<b>REPRODUCIBILIDAD</b>
inalteradas	58 a 400	*	*
no trabajadas	85 a 400	6 unidades	18 unidades
trabajadas	130 a 400	5 unidades	14 unidades
trabajadas pro- longada	130 a 400	7 unidades	23 unidades
bloque	130 a 400	3 unidades	7 unidades

*Fuente: ASTM D 217 standard method*

**Tabla 19. Resultados de penetrabilidad o grados de dureza**

<b>GRADO NLG 2</b>	<b>RANGO (TRABAJADA)</b>
000	<b>445 a 475</b>
00	<b>400 a 430</b>
0	<b>355 a 385</b>
1	<b>310 a 340</b>
2	<b>265 a 295</b>
3	<b>220 a 250</b>
4	<b>175 a 205</b>
5	<b>130 a 160</b>
6	<b>85 a 115</b>

*Fuente: ASTM D 217 Standard method*



# Glosario de Términos

## GLOSARIO DE TÉRMINOS

**Aditivos.** Mezcla de compuestos químicos que se incorporan a un producto específico durante el proceso de fabricación, comercialización y uso para mejorar una o más de sus características, que permitan el mejor el desempeño y rendimiento del producto aditivado.

**Aditivos lubricantes.** Aquellos que permiten mejorar las características de viscosidad y detergencia de un lubricante mineral o sintético.

**Antidetonante.** Compuestos orgánico-metálicos que se adicionan en pequeñas proporciones al combustible para elevar su poder antidetonante.

**Asfalto.** Material ligante sólido o semisólido, cuyo color varía de negro a pardo oscuro, se licuan gradualmente al calentarse; sus constituyentes predominantes son los betunes que se encuentran en la naturaleza en forma sólida o semisólida o como productos de la destilación del petróleo.

**Alquitrán (brea).** Material adhesivo, viscoso, que se produce por la pirólisis de fracciones pesadas de petróleo, carbón, lignito, materia orgánica y otros.

**Aceite mineral.** Líquido no miscible con agua, constituido por mezclas de hidrocarburos parafínicos, nafténicos y aromáticos de composición variable.

**Aceite lubricante.** Líquido que se interpone entre dos superficies en movimiento a fin de reducir la fricción o desgaste entre ellas.

**Aceite mono grado.** Se caracterizan por tener un solo grado de viscosidad SAE; cuando vienen acompañados de la letra W (Winter) indican que el aceite permite un fácil arranque del motor en tiempo frío (temperatura por debajo de 0°C). Los otros grados SAE que no traen la letra W se emplean para operaciones en clima cálido y sujetas a condiciones severas de funcionamiento.

**Aceite multigrado.** Se caracterizan por tener más de un grado de viscosidad SAE, poseen un alto índice de viscosidad lo que les da un comportamiento uniforme a diferentes temperaturas, tanto en climas fríos como en cálidos.

**Aceite usado.** Aquel cuyas características fisicoquímicas han sido modificadas con respecto a las propiedades originales, debido a la degradación de las características del producto.

**Aceite para máquinas.** Aquel que se utiliza para lubricar las partes ligeramente pesadas de máquinas que operan a temperaturas moderadas.

**Aceite para turbinas de vapor.** Producto altamente refinado, no corrosivo, poseen gran resistencia a la oxidación, y a la formación de herrumbre y lodos en el sistema de lubricación, muy resistente a la formación de espuma.

**Aceite para motores.** Aquel que se utiliza en los motores de combustión interna y otros tipos de motores.

**Agua y sedimento.** Contenido de sólidos y agua presentes en el petróleo y sus derivados en forma de emulsión y que se mantienen fijos o pueden ser separados mediante procedimientos físicos o fisicoquímicos.

**Almacenamiento.** Actividad destinada a recolectar petróleo y derivados en tanques específicamente diseñados y construidos para este fin.

**Barril.** Unidad de medida de volumen para petróleo y derivados equivalente a 42 galones americanos o 158,98 litros, medidos a 15,6°C y a nivel del mar.

**Base lubricante virgen.** Producto obtenido de la destilación al vacío del residuo de la destilación atmosférica del petróleo crudo y posterior tratamiento de refinación.

**Base lubricante re-refinada.** Producto obtenido de la destilación al vacío del aceite lubricante usado, y posterior tratamiento de refinación.

**Base lubricante parafínica.** Aquella en cuya constitución entran principalmente hidrocarburos de estructuras alifáticas, en la cual el porcentaje de hidrocarburos parafínicos es proporcionalmente mayor al de los hidrocarburos aromáticos y nafténicos, esta proporción puede ser variable.

**Base lubricante nafténica.** Aquella en cuya constitución entran principalmente hidrocarburos de estructuras nafténicas o en la cual el porcentaje de hidrocarburos nafténicos es proporcionalmente mayor que el de los hidrocarburos aromáticos o parafínicos.

**Brea bituminosa (Brea hidrocarbonosa).** Término genérico que se utiliza para un material adhesivo que contiene asfalto, brea o ambos.

Combustible para motores de dos tiempos. Mezcla en proporciones adecuadas de nafta industrial de bajo octanaje y aceite lubricante, se utiliza en motores de dos tiempos.

**Crudo de base aromática.** Aquel que está constituido principalmente por hidrocarburos de estructuras aromáticas entre otras estructuras químicas.

**Crudo de base asfáltica.** Aquel que está constituido principalmente por hidrocarburos

de estructuras asfálticas entre otras estructuras químicas.

**Crudo de base nafténica.** Aquel que está constituido principalmente por hidrocarburos de estructuras nafténicas entre otras estructuras químicas.

**Crudo de base parafínica.** Aquel que está constituido principalmente por hidrocarburos de cadenas parafínicas entre otras estructuras químicas.

**Crudos extra livianos.** Aquellos cuya densidad API es mayor que 40.

**Crudos livianos.** Aquellos cuya densidad API es mayor a 30 y menor o igual a 40. **Crudos medios.** Aquellos cuya densidad API es mayor a 22 y menor o igual a 30. **Crudos pesados.** Aquellos cuya densidad API es mayor a 10 y menor o igual a 22. **Crudos extrapesados.** Aquellos cuya densidad es menor o igual a 10.

**Crudo ácido (agrijo).** Aquel que contiene cantidades significativas de compuestos de azufre corrosivos.

**Crudo dulce (no corrosivo o no ácido).** Aquel que contiene un bajo contenido de compuestos volátiles de azufre, tales como sulfuro de hidrógeno y mercaptanos.

**Crudo de referencia.** Aquel al que se le considera como tal para fines de comercialización internacional.

**Crudo reducido.** Fracción residual resultante de la destilación atmosférica del petróleo, del cual se han separado las fracciones livianas e intermedias.

**Craqueo.** Conversión térmica o catalítica tendiente a disminuir el peso molecular de hidrocarburos.

**Detonación.** Explosión instantánea del gas final antes que el frente de la llama (que se encuentra en la mezcla de combustible y aire que se quema) haya podido completar la combustión de manera normal en un motor, tiene relación con la naturaleza química del combustible.

**Derrame de hidrocarburos (petróleo o combustible).** Escape de hidrocarburos de un pozo, líneas de transporte, tanques de almacenamiento o buques tanques, que se producen por causas operacionales imprevistas o por causas naturales, hacia los diversos cuerpos de agua y suelo.

**Destilación.** Proceso físico al que se somete al petróleo para separar sus distintas fracciones, las que se diferencian por sus temperaturas de ebullición. Se clasifica

**Destilación atmosférica.** Proceso de destilación del petróleo a presión atmosférica.

**Destilación al vacío.** Proceso de destilación del crudo reducido a presiones inferiores a la atmósfera.

**Diluyente.** Fluido que se añade a otro para aumentar el volumen y reducir la viscosidad.

**Inmisión.** Materiales o sustancias sólidas, líquidas o gaseosas, provenientes de una posible fuente de contaminación, que se reciben en el ambiente, sea en aguas, o suelos o en la atmósfera.

**Diesel.** Combustible constituido por fracciones intermedias del petróleo.

**Diesel N°1.** Combustible utilizado en máquinas que requieren cambios frecuentes de velocidad y carga.

**Diesel N°2.** Combustible utilizado para uso industrial y para motores de combustión interna de autoignición.

**Diesel N°2** de bajo contenido de azufre. Combustible utilizado en motores de alto régimen que requieren de bajo contenido de azufre.

*Éter de petróleo (Espíritu de petróleo).* Solvente de alta volatilidad y bajo contenido de aromáticos cuyos puntos de ebullición están comprendidos entre 40°C y 80°C.

**Espíritu blanco.** Solvente de origen mineral generalmente destilado entre 130°C y 220°C.

**Fuel Oil.** Combustible para uso industrial que resulta de las mezclas de diversas fracciones pesadas del petróleo.

**Fuel Oil Liviano.** Combustible que satisface las especificaciones que se indica en la tabla 1, de la NTE INEN 1983.

**Fuel Oil Pesado.** Combustible que satisface las especificaciones que se indica en la tabla 2, de la NTE INEN 1983.

**Gas natural.** Mezcla de hidrocarburos generalmente gaseosos presentes en forma natural en estructuras subterráneas; se encuentra constituido principalmente de metano (80%) y de proporciones significativas de etano, propano y butano, además

**Gas húmedo (rico).** Gas que contiene hidrocarburos licuables a temperatura y presión ambiente, además de vapor de agua.

**Gas seco (pobre).** Gas con relativamente pocos hidrocarburos diferentes al metano. El poder calorífico es típicamente alrededor de 37,67 kJ (1000 BTU/pie<sup>3</sup>), a menos que esté presente una proporción significativa de gases que no sean hidrocarburos.

**Gas dulce.** Producto natural que contiene cantidades muy pequeñas de ácido sulfhídrico y bióxido de carbono. El gas dulce reduce las emisiones de bióxido de azufre a la atmósfera.

**Gas de refinería.** Producto que se origina en el procesamiento del petróleo crudo de retroalimentación y compresión, está compuesto principalmente por hidrocarburos.

**Gas licuado de petróleo.** Mezcla de hidrocarburos ligeros compuesto principalmente de propano, propeno, butanos y butenos, que pueden ser almacenados y manipulados en la fase líquida bajo condiciones moderadas de presión y temperatura ambiente.

**Gasolina natural.** Mezcla de hidrocarburos relativamente volátiles, libre de agua, sedimento y material sólido en suspensión, destinada a ser utilizada como combustible para motores de combustión interna de encendido por chispa.

**Gasolina de motor.** Aquella que puede contener o no aditivos, se utiliza como combustible en automotores de ciclo Otto (ignición por chispa), excepto para motores de aviación.

**Gasolina de aviación (Avgas).** Aquella constituida por mezclas de fracciones derivadas del petróleo cuyo rango está comprendido entre 30°C y 180°C, y número de octano, superior a 95.

**Gasolina ácida.** Fracción destilada del petróleo que contiene mercaptanos y/o sulfuro de hidrógeno, por lo que da reacción positiva, cuando se analiza por el método Doctor.

**Gasóleo.** Destilados obtenidos en el proceso de destilación al vacío.

**Gomas.** Componentes poliméricos u oxigenados presentes en gasolinas o destilados medios solubles en el producto, bajo condiciones de almacenamiento y manipulación normales que se depositan por la evaporación.

**Índice de cetano.** Medida aproximada del número de cetano de un combustible diesel (sin aditivo), calculado a partir de la densidad y la temperatura media de destilación.

**Índice de penetración.** Número que define el cambio de la penetración del asfalto por el incremento de temperatura.

**Incineración.** Proceso controlado para quemar desechos sólidos y líquidos.

**Jet Fuel.** Combustible que se obtiene de la mezcla de hidrocarburos obtenidos de la destilación del petróleo, se utiliza como fuente de energía en aviones de turbinas.

**Jet A-1.** Destilado de petróleo empleado como fuente de energía en los sistemas de propulsión a reacción, que cumple con las especificaciones establecidas en la NTE INEN 2070.

**Jet JP4.** Destilado de petróleo empleado como fuente de energía en los sistemas de propulsión a reacción, que cumple con las especificaciones establecidas en la NTE INEN 2069.

**Método Doctor.** Ensayo para detectar los compuestos de azufre, tales como sulfuro de hidrógeno o mercaptanos no coloreados u otros productos del petróleo ligeramente coloreados mediante óxido de sodio, en presencia de flor de azufre.

**Nafta industrial.** Producto derivado del petróleo que no contiene aditivos, se obtiene en el proceso de destilación atmosférica o del gas natural, cuyo rango de destilación está comprendido entre 30°C y 190°C.

**Número de octano.** Es la medida de las características antidetonantes de las gasolinas, se expresa en función del porcentaje en volumen de iso-octano en una mezcla de iso-octano y n-heptano que tengan las mismas características antidetonantes de la gasolina que se está ensayando en un motor mono cilíndrico estándar.

**Numero de octano Research (RON)** para combustibles de hasta 100 octanos. Es el equivalente en porcentaje en volumen de iso-octano (patrón establecido del número de octano igual a 100,0 expresado con aproximación a la décima), contenido en una mezcla con n-heptano (patrón establecido de número de octano igual a 0,0), la cual reproduce la misma intensidad de detonación de la muestra de octanaje desconocido, cuando se comparen por este método.

**Número de octano Research (RON),** para combustibles de más 100 octanos. Es el equivalente dado con aproximación a la décima, obtenido en base a la cantidad

de tetraetilo de plomo requerida en el iso-octano para reproducir exactamente la intensidad de detonación de la muestra de octanaje desconocido, de acuerdo, a una relación determinada en forma empírica.

**Número de Octano Motor (MON).** Es el número de octano determinado por el método motor, bajo condiciones más severas de las empleadas en el método Research, o sea alta temperatura en la mezcla de entrada y relativamente altas revoluciones en el motor.

**Número de cetano.** Valor convencional que expresa la medida del rendimiento de ignición del Diesel, que se obtiene de la comparación con combustibles de referencia, mediante equipos estandarizados.

**Lubricidad.** Capacidad de un producto a reducir el desgaste y la fricción que se relacionan con propiedades puramente viscosas.

**Oleoducto.** Son las tuberías que sirven para transportar petróleo crudo, el que contiene un mínimo de impurezas.

**Petróleo o crudo.** Producto natural líquido o semilíquido, compuesto principalmente por hidrocarburos y otros componentes en menor proporción, tales como gas, agua, sedimentos y piedras areniscas, generalmente se encuentra en las formaciones porosas bajo tierra. Se clasifica de varias formas, entre las cuales las más generalizadas son: la naturaleza química, la densidad API, y el contenido de azufre.

**Pirólisis.** Proceso de descomposición de las sustancias por el calor.

**Poliducto.** Sistema de equipos, tuberías y accesorios, específicamente diseñados y contruidos, para la transportación de refinados de petróleo.

**Porcentaje recuperado.** Volumen de condensado determinado en el cilindro graduado de recepción (probeta), se expresa como porcentaje del volumen de carga, en función de una temperatura de lectura simultánea.

**Porcentaje evaporado.** Suma de los porcentajes, recogido y perdido, durante una destilación llevada a cabo bajo condiciones normalizadas.

**Porcentaje total recuperado.** Suma de los porcentajes recogido y del residuo obtenido en el cilindro, durante una destilación llevada a cabo bajo condiciones normalizadas.

**Porcentaje de pérdida.** La diferencia entre 100 y el porcentaje total recogido, durante una destilación llevada a cabo bajo condiciones normalizadas.

**Proceso catalítico.** Aquel en el cual la reacción química se acelera o se retarda por contacto con un catalizador.

**Presión de vapor.** Fuerza por unidad de área ejercida por los vapores que emite cualquier producto derivado del petróleo en un equipo especificado, bajo condiciones normalizadas.

**Presión de vapor Reid.** Presión absoluta que ejercen los vapores de un líquido, bajo determinadas condiciones de temperatura para la realización del ensayo de la relación vapor/líquido y aire de saturación, definida por el equipo Reid y procedimientos de ensayos especificados.

**Prueba de corrosión.** Método para evaluar las propiedades de corrosividad de los productos del petróleo, sobre los metales.

**Punto inicial de destilación.** Temperatura determinada (corregida a 0°C y 101,325 kPa) en el momento en que la primera gota de destilado desciende del extremo del condensador.

**Punto final de destilación.** Temperatura máxima determinada (corregida a 0°C y 101,325 kPa) al momento en que la última gota del condensado desciende desde el extremo del condensador.

**Punto de inflamación.** Temperatura mínima a la cual un combustible líquido debe ser calentado para que emita vapores que se combustionen simultáneamente en presencia de una llama bajo condiciones normalizadas.

**Punto de anilina.** Temperatura mínima de miscibilidad para una muestra compuesta de volúmenes iguales de anilina y de la muestra.

**Punto de ebullición.** Temperatura a la cual un combustible líquido hierve bajo condiciones normales.

**Punto de escurrimiento.** Temperatura mínima a la cual un combustible líquido, comienza a fluir.

**Punto de nube.** Temperatura a la cual un combustible líquido claro y limpio se torna turbio por la aparición de cristales de parafina durante el ensayo.

**Punto de humo.** Altura máxima (mm) de la llama que se obtiene sin formación de humo, cuando un destilado de petróleo se enciende en una lámpara de ensayo bajo condiciones normalizadas.

**Penetración.** Profundidad hasta la cual ingresa un objeto, cono o cuello normalizado, en una porción interior de una muestra bajo condiciones normalizadas.

**Punto de gota.** Temperatura a la cual un producto sólido o semisólido derivado del petróleo adquiere cierta fluidez durante la realización de un ensayo bajo condiciones normalizadas.

**Punto de fusión** mediante la curva de enfriamiento. Temperatura a la cual una cera fundida de petróleo evidencia una primera distorsión en su curva de enfriamiento a medida que la temperatura continúa descendiendo bajo condiciones normalizadas.

**Punto de congelación.** Temperatura a la cual una cera fundida de petróleo deja de fluir, la que se determina mediante ensayos realizados bajo condiciones normalizadas.

**Queroseno.** Producto derivado del petróleo que tiene una volatilidad intermedia entre la gasolina y el diesel y un punto de inflamación en copa cerrada superior a los 38°C.

**Rango de destilación.** Variación de la temperatura que caracteriza a una fracción de destilación por medio de sus puntos de ebullición inicial y final determinada mediante procedimientos normalizados.

**Refinación.** Conjunto de procesos mediante los cuales los hidrocarburos constitutivos del petróleo se separan y se transforman individualmente o en fracciones, para su posterior aprovechamiento.

**Reformación.** Conversión térmica o catalítica de naftas en productos de más alto octanaje, representa el efecto total de muchas reacciones tales como craqueo, polimerización, deshidrogenación e isomerización, todas a un mismo tiempo.

**Refinería.** Instalación industrial destinada al procesamiento de petróleo.

**Residuo de carbón.** Remanente que permanece luego de la descomposición térmica de un producto bajo un limitado suministro de oxígeno (aire). Substancias que se carbonizan en ceras y aceites blancos. Impurezas a veces presentes en cantidades mínimas como ceras y aceites blancos, susceptibles al ataque por medio de ácido sulfúrico concentrado, el cual da origen a la formación de residuos de coloración amarilla pardusca de intensidad variable.

**Seudo viscosidad.** Término que se utiliza para definir la viscosidad de asfaltos y emulsiones bituminosas bajo condiciones normalizadas.

**TPH.** Siglas del idioma inglés que significa total de hidrocarburos de petróleo solubles o recuperables en ciertos solventes; es sinónimo de hidrocarburos minerales.

**Ullage.** Anglicismo que significa medidas a bordo.

**Tanque de almacenamiento.** Sistema o recipiente construido expresamente para contener petróleo crudo y sus derivados en los lugares de producción, centros de distribución, terminales de almacenamiento y autotanques.

**Trementina mineral.** Destilado de petróleo alifático en un intervalo de destilación entre 149°C y 205°C. Ver nota 4.

**Temperatura de autoignición.** Temperatura de ignición espontánea de un producto derivado del petróleo en ausencia de una llama.

**Viscosidad.** Propiedad fisicoquímica de los fluidos que cuantifica la resistencia al desplazarse una capa de éstos con respecto a otra.

**Viscosidad cinemática.** Relación entre la viscosidad dinámica y la densidad del líquido a la temperatura de determinación de la viscosidad.

**Volumen recuperado.** Cantidad máxima recogida, durante una destilación llevada a cabo bajo condiciones normalizadas. **(INEN, 2002)**



Referencias  
Bibliográficas

## REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

INEN Instituto Ecuatoriano de Normalización, Productos derivados del Petróleo. Procedimiento para la Inspección de Calidad de los Derivados del Petróleo. NTE INEN2 336:2002 2002-04 [www.inen.gob.ec](http://www.inen.gob.ec).

INEN Instituto Ecuatoriano de Normalización, Determinación de la Densidad API. Derivados del Petróleo. NTE INEN 2 319:2001 [www.inen.gob.ec](http://www.inen.gob.ec).

INEN Instituto Ecuatoriano de Normalización, Gasolinas - Requisitos. Derivados del Petróleo. NTE INEN 935:2010 [www.inen.gob.ec](http://www.inen.gob.ec).

INEN Instituto Ecuatoriano de Normalización, Diesel - Requisitos. Derivados del Petróleo. NTE INEN 1 489:99 [www.inen.gob.ec](http://www.inen.gob.ec).

INEN Instituto Ecuatoriano de Normalización, Aceites Lubricantes para motores de combustión interna. Derivados del Petróleo. NTE INEN 2030:2011 [www.inen.gob.ec](http://www.inen.gob.ec).

INEN Instituto Ecuatoriano de Normalización, Bases Lubricantes para uso automotor. Requisitos. Derivados del Petróleo. NTE INEN 2 029:1995 [www.inen.gob.ec](http://www.inen.gob.ec).

ASTM Annual Book of ASTM Standards petroleum Products, Lubricants, and Fossil Fuels Volume 05.01, edit. American Society for Testing of Materials, Philadelphia. 2002

ASTM Annual Book of ASTM Standards petroleum Products, Lubricants, and Fossil Fuels Volume 05.02, edit. American Society for Testing of Materials, Philadelphia. 2002

ASTM Annual Book of ASTM Standards petroleum Products, Lubricants, and Fossil Fuels Volume 05.03, edit. American Society for Testing of Materials, Philadelphia. 2002

GINI LACORTE, Carlos Tecnología del petróleo, Edit. El Ateneo, Buenos Aires, 1963.

INEN Normas ecuatorianas Instituto Ecuatoriano de Normalización

MARAVEN en la industria Pruebas de laboratorio en aceites lubricantes usados y su interpretación Venezuela, 1988.

MARAVEN en la industria. (1988). Razones técnicas para establecer propiedades en especificaciones de combustibles hidrocarburos. Venezuela.

ROSALES Vladimir, Prof. Materiales (1984). Auxiliares de automóvil, Edit. Pueblo y Educación, La Habana.

GHOSH Tushar, PRELAS Mark, Energy Resources and Systems, Vol 1. Fundamentals and No-Renewable Resources. Springer, Columbia USA, 2009.

JONES David "Stan", PUJADÓ Peter, (2008). Handbook of Petroleum Processing, Springer, Calgary – Canadá

GARY James, HANDWEL Glenn, (2010). Refino de Petróleo: Tecnología del Petróleo, Reverté,

Avendaño Vasquez, N., & Gutierrez Henao, L. F. (2020). Caracterización de diferentes sistemas de hidrocarburos en presencia de contenidos inusuales de CO2 mediante la generación de modelos de fluidos para la formación Caballos en la cuenca del Putumayo. <http://repository.uamerica.edu.co/bitstream/20.500.11839/7811/1/6171137-2020-1-IP.pdf>

Iriarte Gamboa, A. A. (2019) Análisis y estudio de las propiedades hidrocarburíferas del combustible super Etanol 92 y su mejora en la producción de biocombustible (Doctoral dissertation). <https://repositorio.umsa.bo/bitstream/handle/123456789/32364/PG-7354.pdf?sequence=1&isAllowed=y>

Jessica, C., Liliana, G. B., & Emerson, R. (2023). Influencia de las Condiciones de Almacenamiento en la Presión de Vapor Reid, Formación de Gomas y el Número de Octano Research de la Gasolina. Revista Politécnica, 52(1), 63-72. [http://scielo.senescyt.gob.ec/scielo.php?script=sci\\_arttext&pid=S1390-01292023000300063](http://scielo.senescyt.gob.ec/scielo.php?script=sci_arttext&pid=S1390-01292023000300063)

Pérez-Quiroz, J. T., Araujo Arreola, N. L., Torres Murillo, A. I., Rendón Belmonte, M., Terán Guillen, J., Martínez-Madrid, M., & Pérez Campos, R. (2013). Corrosión y degradación de materiales por biocombustibles. OmniaScience Monographs. <https://scholar.archive.org/work/xzlfzt44bvgg5hxvmfctilc7au/access/wayback/http://omnia-science.com:80/monographs/index.php/monograficos/article/viewFile/157/55>

Arias Orejuela, H. M. (2023). Estudio de la variación de presión de vapor en mezclas de alcoholes y análisis de pasivación por efecto de aditivos (Master's thesis, Universidad Técnica de Ambato. Facultad de Ingeniería en Sistemas, Electrónica e Industrial. Maestría en Química). <https://repositorio.uta.edu.ec/bitstream/123456789/40230/1/t2439mquim.pdf>

López-Rocafuerte, F. V., Fierro-Aguilar, J. P., & López-Sarzosa, M. F. (2018). Depuración de un hidrocarburo alifático derivado del petróleo purification of an aliphatic hydrocarbon derived from petroleum. *Revista Mexicana de Ingeniería Química*, 17(2), 433-444. <https://scholar.archive.org/work/24obmk7hvfgw5a72rto5aw73f4/access/wayback/http://www.rmiq.org/ojs311/index.php/rmiq/article/download/50/34/>

Rueda-Beauregard, J. M., Alegría-Hernández, B. A., Vázquez-Vázquez, L. L., Vargas-González, R. E., López-Martínez, S., Fuentes-Domínguez, I., ... & Morales-Bautista, C. M. (2023). Determinación de la gravedad API por los métodos directo e indirecto (picnometría). *Journal of Basic Sciences*, 9(25), 19-26. <https://revistas.ujat.mx/index.php/jobs/article/download/6134/4502>

Pérez Calero, B. L. (2018). Evaluación técnico-económica para la incorporación de la planta de isomerización en el esquema de procesamiento de la refinería de petróleo “Camilo Cienfuegos” (Doctoral dissertation, Universidad de Matanzas. Facultad de Ciencias Técnicas). <https://rein.umcc.cu/bitstream/handle/123456789/129/Evaluacion%20tecnico%20economica%20para%20la%20incorporacion%20de%20la%20planta%20de%20isomerizacion%20%28Barbara%20Perez%20Calero%29.pdf?sequence=1&isAllowed=y>

Arenas Fernández, PM (2023). Uso de líquidos iónicos en la mejora y desarrollo de procesos "UPSTREAM"Y "MIDSTREAM"DE interés petroquímico. <https://burjcdigital.urjc.es/bitstream/handle/10115/32576/Memoria%20tesis%20Placido%20Manuel%20Arenas.pdf?sequence=5&isAllowed=y>

Valencia, L. M. (2009) Desarrollo de una metodología cromatográfica para determinar compuestos de azufre en combustibles livianos empleando hidrógeno como gas portador (Doctoral dissertation). <http://saber.ucv.ve/bitstream/10872/9924/1/Tesis%20Lina%20Mar%C3%ADa%20Valencia.pdf>

Espinal Perla, V. M., Jiménez Morales, R. W., Peraza Arteaga, K. A., & Tinetti Castro, F. R. (2009). “Diseño, construcción y validación de un equipo de destilación de alcohol etílico” [https://oldri.ues.edu.sv/id/eprint/1790/1/Dise%C3%B1o%20construccion\\_y\\_validacion\\_de\\_un\\_equipo\\_de\\_destilacion\\_de\\_alcohol\\_etilico.pdf](https://oldri.ues.edu.sv/id/eprint/1790/1/Dise%C3%B1o%20construccion_y_validacion_de_un_equipo_de_destilacion_de_alcohol_etilico.pdf)

Landeta Gabriel. (2014). Caracterización y evaluación de crudos pesados del Oriente Ecuatoriano. 1–120.

[https://oldri.ues.edu.sv/id/eprint/1790/1/Dise%C3%B1o%2C\\_construccion\\_y\\_validacion\\_de\\_un\\_equipo\\_de\\_destilacion\\_de\\_alcohol\\_etilico.pdf](https://oldri.ues.edu.sv/id/eprint/1790/1/Dise%C3%B1o%2C_construccion_y_validacion_de_un_equipo_de_destilacion_de_alcohol_etilico.pdf)

Wauquier, J. P. (2004). El refinado del petróleo: petróleo crudo, productos petrolíferos, esquemas de fabricación. Ediciones Díaz de Santos.

<https://books.google.es/books?id=dwkg8u2MmIC&lpg=PR13&ots=eEiUTFLc3&dq=El%20refinado%20del%20petr%C3%B3leo%3A%20petr%C3%B3leo%20crudo%2C%20productos%20petrol%C3%ADferos%2C%20esquemas%20de%20fabricaci%C3%B3n.%20&lr&hl=es&pg=PR13#v=onepage&q=El%20refinado%20del%20petr%C3%B3leo:%20petr%C3%B3leo%20crudo,%20productos%20petrol%C3%ADferos,%20esquemas%20de%20fabricaci%C3%B3n.&f=false>

Flores, H. R. (2014). Ingeniero Químico. Profesor Titular. Universidad Nacional de Salta, Argentina  
hrflores@unsa.edu.ar.

<https://ru.dgb.unam.mx/bitstream/20.500.14330/TES01000709674/3/0709674.pdf>

Chacón Arce, L. E. (2017). Análisis para el Control de Calidad de Hidrocarburos Finales de La Refinería Ing. Antonio Dovalí Jaime en Laboratorio.

<http://repositoriodigital.tuxtla.tecnm.mx/xmlui/bitstream/handle/123456789/2910/MDRPIQ20176002.pdf?sequence=1&isAllowed=y>

Enciso Morales, S. A. (2020). Inventario de emisiones atmosféricas generadas entre 2009 y 2019 de los vuelos con origen en el aeropuerto El Dorado de Bogotá y escenarios a 2050 del consumo de combustible y emisiones de CO<sub>2</sub> (Master's thesis, Universitat Politècnica de Catalunya).

[https://upcommons.upc.edu/bitstream/handle/2117/332198/TFM\\_SantiagoEncisoMorales\\_MCTS.pdf?sequence=1](https://upcommons.upc.edu/bitstream/handle/2117/332198/TFM_SantiagoEncisoMorales_MCTS.pdf?sequence=1)

Leal de Rivas, B. C. (2015). Metodología para la caracterización de aceites usados en aviación basada en técnicas espectroscópicas (Doctoral dissertation, Universitat Politècnica de València).

<https://riunet.upv.es/bitstream/handle/10251/48468/LEAL%20-%20Metodolog%C3%ADa%20para%20la%20caracterizaci%C3%B3n%20de%20aceites%20usados%20en%20aviaci%C3%B3n%20basada%20en%20t%C3%A9cnicas%20espec...pdf?sequence=1>

Villamizar Villamizar, J. A. (2021). Comparación del rendimiento y la eficiencia de los líquidos iónicos y de los disolventes orgánicos convencionales usados como solventes para la separación de compuestos aromáticos en la Industria Petroquímica. [http://repositoriodspace.unipamplona.edu.co/jspui/bitstream/20.500.12744/5372/1/Villamizar\\_2020\\_TG.pdf](http://repositoriodspace.unipamplona.edu.co/jspui/bitstream/20.500.12744/5372/1/Villamizar_2020_TG.pdf)

Orozco Toctaquiza, E. P. (2023). Determinación de la cantidad de compuestos aromáticos, nafténicos y parafínicos de la fracción líquida obtenida de la pirólisis térmica de poliestireno. <https://dspace.espace.edu.ec/bitstream/123456789/20365/1/96T00963.pdf>

Marrero, Y. L. R. (2016). Selección de fluido inhibidor de hidratación para la perforación de la formación vega alta en el yacimiento bacuranao (Doctoral dissertation, Universidad de La Habana). [https://fototeca.uh.cu/files/original/2129656/Rodriguez\\_Marrero\\_Yisell\\_Loreta\\_\[2016\]\\_.pdf](https://fototeca.uh.cu/files/original/2129656/Rodriguez_Marrero_Yisell_Loreta_[2016]_.pdf)

Sánchez-Borroto, Y., Piloto-Rodríguez, R., Goyos-Pérez, L., & Ferrer-Frontela, N. (2012). Predicción del número de cetano de biocombustibles a partir de su composición de ácidos grasos. *Ingeniería Mecánica*, 15(2), 147–157. <http://www.ingenieriamecanica.cujae.edu.cu>

Almeida, M. D. (2008). Bio-óleo a partir da pirólise rápida, térmica ou catalítica, da palha da cana-de-açúcar e seu co-processamento com gasóleo em craqueamento catalítico. Rio de Janeiro: UFRJ. <http://epqb.eq.ufrj.br/download/bio-oleo-a-partir-da-pirolise-rapida.pdf>

Ruiz, A., & Castello, J. (2020). Estudio del índice de cetano en el Diesel Premium transferido desde el terminal Tres Bocas al Terminal Pascuales. <https://www.dspace.espol.edu.ec/bitstream/123456789/51033/1/T-70488.pdf>

Barrios Medina, A. (2018). Desarrollo de un método para la determinación del punto de inflamabilidad de desechos peligrosos (Doctoral dissertation). chrome-extension://efaidnbmnnnibpcajpcgclefindmkaj/http://saber.ucv.ve/bitstream/10872/19633/1/TEG%20alana%20final%203.0.pdf

López-Zambrano, L., Zambrano-Moreira, G., García-Muentes, S., Burgos-Briones, G., & García-Vinces, G. (2022). Epoxidación de biodiesel obtenido a partir del aceite de la semilla *Jatropha Curcas* L, de la provincia de Manabí – Ecuador. *Revista Científica INGENIAR: Ingeniería, Tecnología E Investigación*. ISSN: 2737-6249., 5(10), 47-63. <https://doi.org/10.46296/ig.v5i10.0062>

Castillo Cárdenas, J. A., & Briones Andrade, L. A. (2016). Diseño Conceptual de un Tratamiento Para Separación de Sólidos en Suspensión en un Sistema de Hidrocarburos Líquidos (Bachelor's thesis).

<https://www.dspace.espol.edu.ec/bitstream/123456789/36570/1/D-CD70185.pdf>

Cano Montoya, M. (2007). Elaboración de la documentación para la certificación de personal en el ensayo no destructivo de líquidos penetrantes con base en las normas ISO 17024 y ASNT CP 189-2001. <https://repositorio.utp.edu.co/bitstream/11059/1068/1/6201127C227ed.pdf>

González Roldán, S. (2009). Diseño mecánico de un equipo para la medida de la viscosidad en fluidos no newtonianos.

<https://repositorio.upct.es/bitstream/handle/10317/960/PFC3016.pdf?sequence=1&isAllowed=y>

Ortiz-Domínguez, M., & Cruz-Avilés, A. (2022). Viscosidad de un fluido. Ingenio y Conciencia Boletín Científico de la Escuela Superior Ciudad Sahagún, 9(17), 77-84.

<https://repository.uaeh.edu.mx/revistas/index.php/sahagun/article/download/7893/8489>

Salcedo, M. F. C., Restrepo, R. R., & Morales, C. A. (2013). Diseño y construcción de un viscosímetro Saybolt y su implementación como instrumento didáctico. Scientia et technica, 18(2), 387-393. <https://www.redalyc.org/pdf/849/84929153015.pdf>

Domingo, A. M. (2011). Apuntes de mecánica de fluidos. Creative Commons, San Francisco, California. <https://www.academia.edu/download/37689980/Apuntes-Fluidos.pdf>

Leal De Rivas, B. E. A. T. R. I. Z., Ordieres Mere, J. O. A. Q. U. Í. N., Capuz-Rizo, S. F., & Vivancos Bono, J. L. (2013). Métodos multivariante en espectros ftir para la determinación de la viscosidad cinemática y el número ácido en aceites de aviación.

[http://dspace.aepro.com/xmlui/bitstream/handle/123456789/1078/CIDIP2013\\_1400\\_1411.pdf?sequence=1&isAllowed=y](http://dspace.aepro.com/xmlui/bitstream/handle/123456789/1078/CIDIP2013_1400_1411.pdf?sequence=1&isAllowed=y)

González, M. A. T. (2020). Determinación del índice de cetano aproximado, la viscosidad cinemática y las propiedades reológicas del biodiesel a nivel laboratorio.

[http://caterina.udlap.mx/u\\_dl\\_a/tales/documentos/lin/torres\\_gonzalez\\_ma/etd\\_4061136273481.pdf](http://caterina.udlap.mx/u_dl_a/tales/documentos/lin/torres_gonzalez_ma/etd_4061136273481.pdf)

Portocarrero Servan, R., & Rabanal Delgado, Y. D. (2019). Mantenimiento predictivo basado en

análisis de aceite para mejorar la disponibilidad de los remolcadores con motor Cummins ISX en una empresa de transporte de carga.

<https://repositorio.unac.edu.pe/bitstream/handle/20.500.12952/5765/TESIS-PORTOCARRERO,%20RABANAL-FIME-2019.pdf?sequence=1>

Alboudwarej, H., Felix, J., Taylor, S., Badry, R., Bremner, C., Brough, B., ... & West, C. (2006). La importancia del petróleo pesado. *Oilfield review*, 18(2), 38-58.

[https://www.academia.edu/download/41075647/CRUDOS\\_PESADOS.pdf](https://www.academia.edu/download/41075647/CRUDOS_PESADOS.pdf)

Quinteros Pozo, W. M., & Ramos Chávez, K. G. (2023). Programación de los intervalos de lubricación de la flota vehicular de volquetas del GAD Municipal de Guano mediante análisis tribológico. <http://dspace.esPOCH.edu.ec/bitstream/123456789/19006/1/65T00493.pdf>

Gómez Estrada, Y. A. (2013). Contribución al Desarrollo y Mejora para la Cuantificación de la Degradación en Aceites Lubricantes Usados de MCIA a Través de la Técnica de Espectrometría Infrarroja por Transformada de Fourier (FT-IR) (Doctoral dissertation, Universitat Politècnica de València). <https://riunet.upv.es/bitstream/handle/10251/19244/tesisUPV4033.pdf?sequence=1>

Sanabria, J. C. D., Salgado, S. D. J. F., & León, R. B. (2018). Monitorizado de la condición del aceite de motores de automoción mediante un kit de pruebas rápidas. *REVISTA COLOMBIANA DE TECNOLOGIAS DE AVANZADA (RCTA)*, 3, 42-49. <https://ojs.unipamplona.edu.co/index.php/rcta/article/download/150/5258>

Daza Melo, J. I. & Ruiz Acevedo, D. A. (2022). Diseño y construcción de un sistema de medición de color de aceite de motor para vehículos.. (tesis de pregrado). Universidad Distrital Francisco José de Caldas. Recuperado de: <http://hdl.handle.net/11349/30269>.

Mejía Gómez, M. R. C. (2022). Validación de métodos y resultados de los equipos de análisis de aceites del Instituto de Investigaciones Mecánicas Electromecánicas (IIME) aplicadas al mantenimiento predictivo (Doctoral dissertation). <https://repositorio.umsa.bo/bitstream/handle/123456789/30951/PG-8341.pdf?sequence=1&isAllowed=y>

Chavez Venegas, C., & Felix Navarrete, J. (2009). Análisis de aceite de los motores diesel de un

buque pesquero para mantenimiento predictivo.

<https://www.dspace.espol.edu.ec/bitstream/123456789/954/1/1829.pdf>

Loaiza Moya, D. C. (2020). Determinación de Cd (II) y As (III) en Partículas de Hollín de Motor de Combustión Interna Mediante Voltamperometría de Redisolución Anódica.

<https://repositorio.puce.edu.ec/items/909f60a2-5f96-4bb0-9edb-175a39a88486>

Arroyo, D. E. Q., Arce, K. N., Pérez, M. C., Gamboa, I. C., Recio, Á. R., & Blanco, O. C. (2019). Evaluación de la calidad de aceites lubricantes de motores de la central térmica esmeraldas ii, por ftir. UTCiencia, 6(1), 50-59.

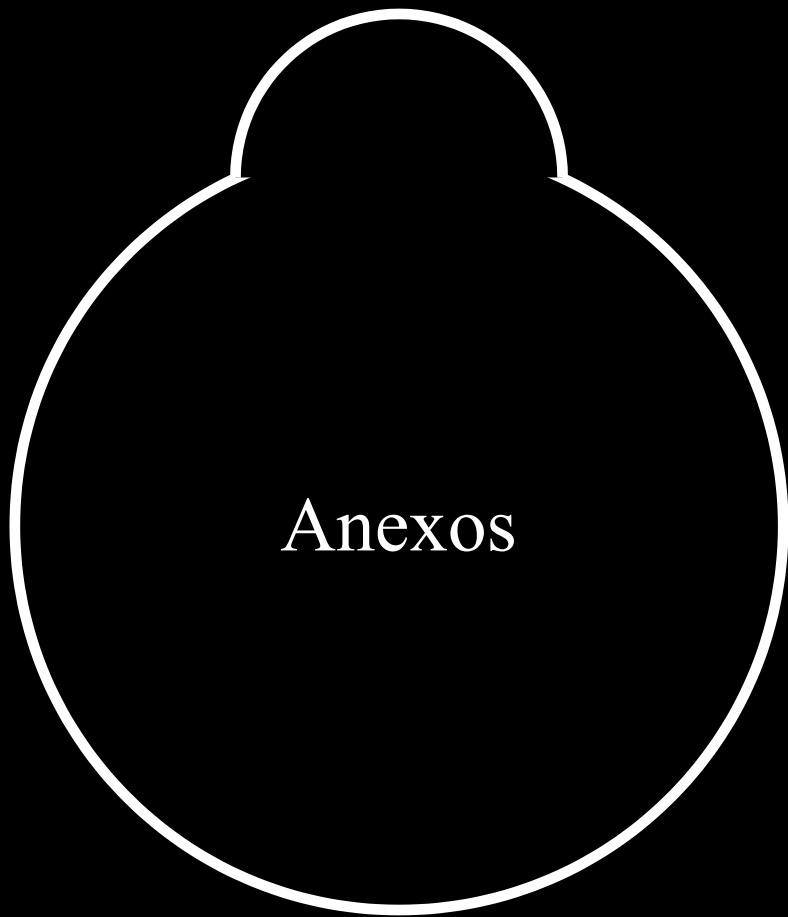
[http://repositoriodspace.unipamplona.edu.co/jspui/bitstream/20.500.12744/2216/1/Contreras\\_2016\\_TG.pdf](http://repositoriodspace.unipamplona.edu.co/jspui/bitstream/20.500.12744/2216/1/Contreras_2016_TG.pdf)

Yepez, C. N. M., Benavides, I., & Hernández, P. (2017). Comparación de la producción de hollín con B5 a base de aceite de ricino con diésel fósil en motores de compresión. INNOVA Research Journal, 2(6), 1-8. <https://dialnet.unirioja.es/servlet/articulo?codigo=6183833>

Arango Velasco, A. (2015). Diseño de un sistema de lubricación centralizado en el sistema tratador corona-línea coating. <https://repositorio.untels.edu.pe/jspui/handle/123456789/1057>

Cevallos Muñoz, A. G. (2022). Análisis de la contaminación de aceites lubricantes en alcantarillas de talleres y lubricadores automotrices en la ciudad de Riobamba. <http://dspace.esPOCH.edu.ec/handle/123456789/16573>

Chitue-de-Assunção-Nascimento, J., Lafargue-Pérez, F., Barrera-Vaillant, N., Díaz-Velázquez, M., & Rodríguez-Martínez, C. (2013). Caracterización de una biograsa de aceite vegetal de *Jatropha curcas* L y jabón de litio. Ingeniería Mecánica, 16(2), 171-177. <http://scielo.sld.cu/pdf/im/v16n2/im10213.pdf>



## TABLAS

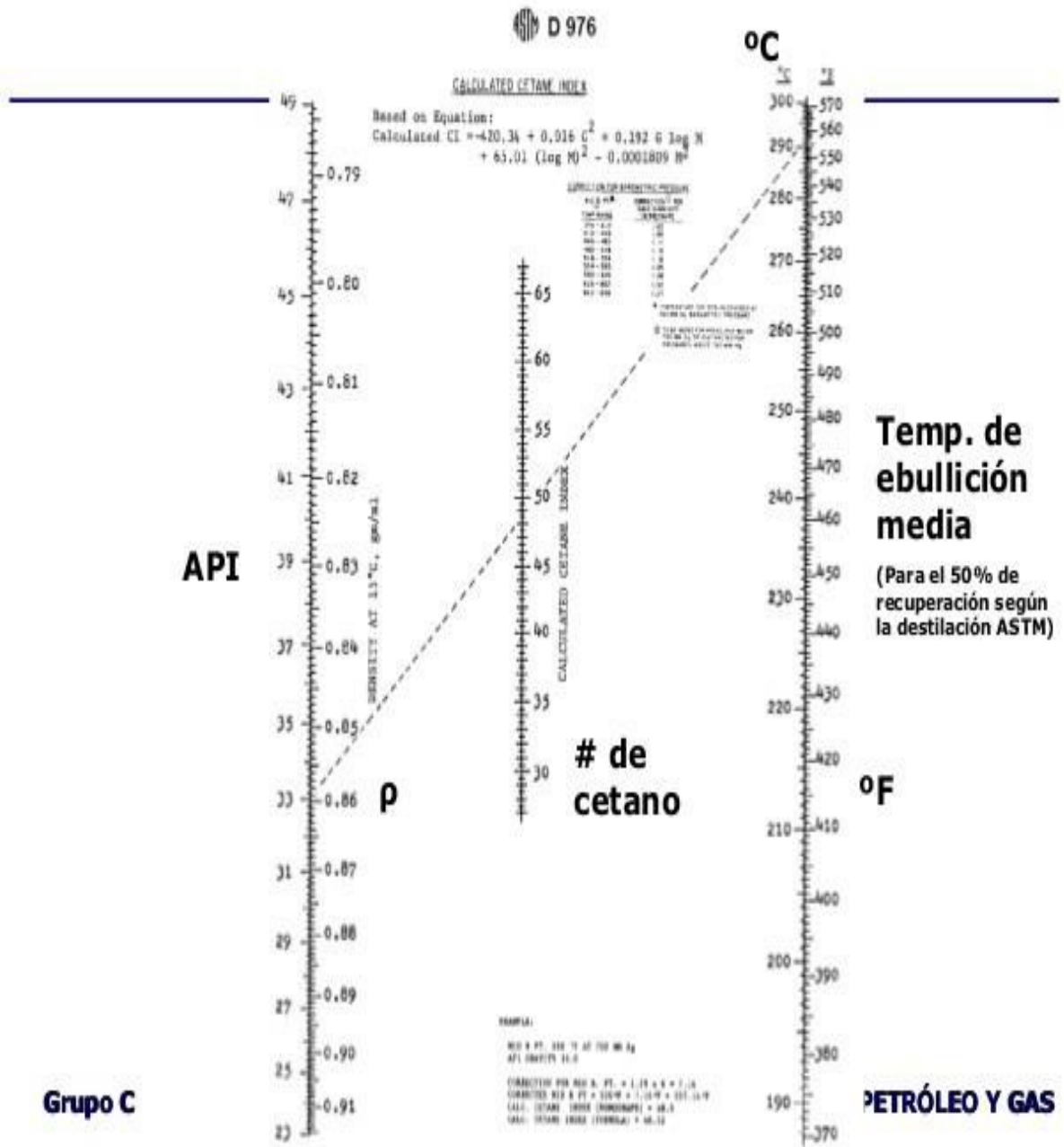
<b>Tabla 1 Especificaciones de termómetros .....</b>	<b>20</b>
<b>Tabla 2 Tiempo mínimo de inmersión para hidrómetros .....</b>	<b>22</b>
<b>Tabla 3 Repetibilidad.....</b>	<b>33</b>
<b>Tabla 4 Reproducibilidad.....</b>	<b>33</b>
<b>Tabla 5 Tiempo en el baño. Condicones para ensayo .....</b>	<b>46</b>
<b>Tabla 6 Escala de corrosión.....</b>	<b>46</b>
<b>Tabla 7 Datos obtenidos .....</b>	<b>57</b>
<b>Tabla 8 Resultados de análisis.....</b>	<b>58</b>
<b>Tabla 9 Materiales y reactivos .....</b>	<b>61</b>
<b>Tabla 10 Repetibilidad .....</b>	<b>80</b>
<b>Tabla 11 Reproductibilidad.....</b>	<b>80</b>
<b>Tabla 12 Punto de inflamación .....</b>	<b>93</b>
<b>Tabla 13 Resultado .....</b>	<b>95</b>
<b>Tabla 14 Cannon Fenske Routine (Líquidos transparentes).....</b>	<b>124</b>
<b>Tabla 15 Mezclas frigoríficas.....</b>	<b>130</b>
<b>Tabla 16 Temperatuas de aceite y agua del baño.....</b>	<b>133</b>
<b>Tabla 17 Punto de goteo .....</b>	<b>149</b>
<b>Tabla 18 Precisión en punto de penetración.....</b>	<b>168</b>
<b>Tabla 19 Resultados de penetrabilidad o grados de dureza.....</b>	<b>168</b>

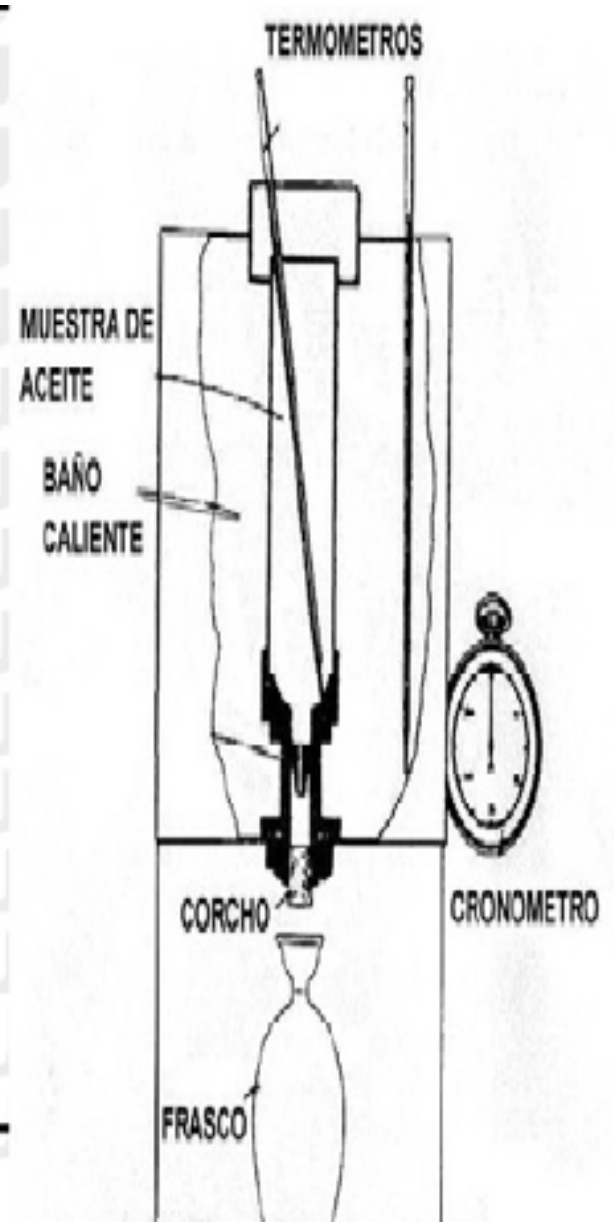
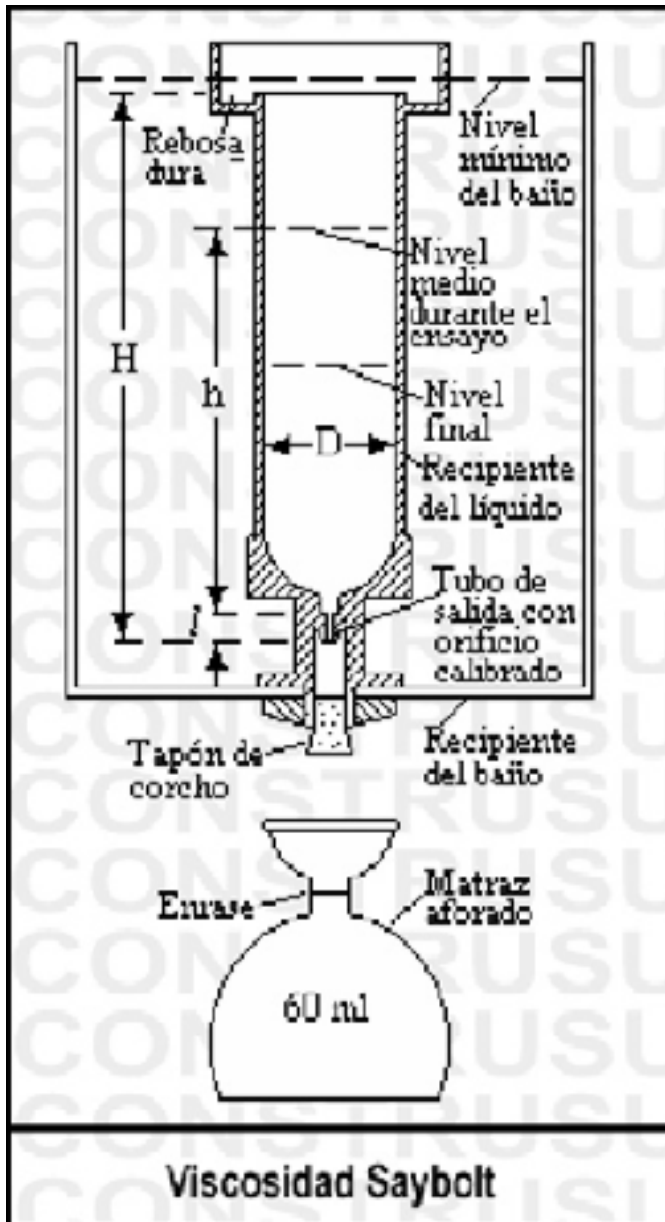
## **FIGURAS**

<b>Figura 1. Procedimiento aplicado a la práctica.....</b>	<b>21</b>
<b>Figura 2: Lectura del Hidrómetro.....</b>	<b>23</b>
<b>Figura 3: Clases de Hidrómetro .....</b>	<b>23</b>
<b>Figura 4: Acoplamiento Equipo .....</b>	<b>34</b>
<b>Figura 5: Desacoplamiento Equipo.....</b>	<b>34</b>
<b>Figura 6: Pasos para el Ensayo .....</b>	<b>44</b>
<b>Figura 7: Sistema de medición .....</b>	<b>55</b>
<b>Figura 8: Preparación de la Solución Doctor.....</b>	<b>63</b>
<b>Figura 9: Procedimiento para la Reacción.....</b>	<b>63</b>
<b>Figura 10: Procedimiento para medir el agua destilada.....</b>	<b>71</b>
<b>Figura 11: Procedimiento para medir la anilina .....</b>	<b>82</b>
<b>Figura 12: Procedimiento para medir el punto de inflamación .....</b>	<b>94</b>
<b>Figura 13. Equipo Pensky Martens.....</b>	<b>95</b>
<b>Figura 14. Proceso de preparación.....</b>	<b>103</b>
<b>Figura 15. Equipo Cleveland.....</b>	<b>104</b>
<b>Figura 16. Procedimiento para medir la viscosidad de un líquido .....</b>	<b>113</b>
<b>Figura 17. Equipo Saybolt.....</b>	<b>114</b>
<b>Figura 18. Viscosidad cinemática.....</b>	<b>123</b>
<b>Figura 19. Proceso para la Lectura del Termómetro.....</b>	<b>132</b>
<b>Figura 20. Equipo de Punto de Fluidéz .....</b>	<b>133</b>
<b>Figura 21. Prueba de Crepitación.....</b>	<b>141</b>
<b>Figura 22. Gráfico del Procedimiento de la Práctica .....</b>	<b>142</b>
<b>Figura 23. Punto de Goteo.....</b>	<b>149</b>
<b>Figura 24. Procedimiento de la Práctica.....</b>	<b>150</b>
<b>Figura 25. Procedimiento Punto De Gota .....</b>	<b>159</b>
<b>Figura 26. Procedimiento para medir la grasa.....</b>	<b>167</b>

# ANEXOS

## Anexo 1: INDICE DE CETANO





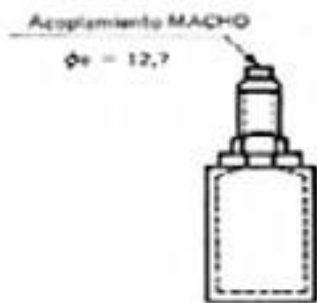
Viscosidad Saybolt

<b>REQUISITOS</b>	<b>UNIDAD</b>	<b>MIN</b>	<b>MAX</b>	<b>MÉTODO DE ENSAYO</b>
<b>Color Saybolt</b>		+21		<b>NTE INEN1048</b>
<b>Densidad a 15.6 °C</b>	g/cc	0.775	0.841	<b>ASTM D1298</b>
<b>Acidez total</b>	mg KOH/g		0 –1	<b>ASTM D 974</b>
<b>Aromáticos</b>	%V		22	<b>ASTM D1319</b>
<b>Olefinas</b>	%V		5	<b>ASTM D1319</b>
<b>Azufre mercaptano</b>	%p		0.003	<b>ASTM D3227</b>
<b>Azufre total</b>	%p		0.3	<b>NTE INEN929</b>
<b>Corrosión lámina de cobre 2h a100 °C</b>	N°		1	<b>NTE INEN926</b>
<b>Destilación</b>				<b>NTE INEN1047</b>
<b>10%</b>	°C		205	
<b>20%</b>				
<b>50%</b>				
<b>90%</b>				
<b>PFE</b>			300	
<b>Residuo</b>	%v		1.5	
<b>Perdida</b>	%v		1.5	
<b>Punto de inflamación</b>	°C	38		<b>NTE INEN1047</b>
<b>Punto de congelación</b>	°C		-47	<b>ASTM D2386</b>
<b>Punto de humo</b>	mm	20		<b>ASTM D1322</b>
<b>Contenido de naftaleno</b>	%V		3	<b>ASTM D1840</b>
<b>Viscosidad a -20°C</b>	cSt		8	<b>NTE INEN 810</b>
<b>Goma existente</b>	mg/100cc			<b>ASTM D 381</b>

<b>REQUISITOS</b>	<b>UNIDAD</b>	<b>MIN</b>	<b>MAX</b>	<b>METODO DE ENSAYO</b>
<b>Punto de inflamación</b>	%C	51		<b>NTE INEN1047</b>
<b>Agua y Sedimento</b>	%V		0.05	<b>NTE INEN1494</b>
<b>Residuo carbonoso 10% destilación</b>	%peso		0.15	<b>NTE INEN1491</b>
<b>Cenizas</b>	%peso		0.0 1	<b>NTE INEN1492</b>
<b>Temperatura de destilación del 90%</b>	°C		370	<b>NTE INEN926</b>
<b>Viscosidad cinemática a 37.8 °C</b>	cSt	2.5	6	<b>NTE INEN 810</b>
<b>Azufre</b>	%peso		1	<b>NTE INEN 1490</b>
<b>Corrosión a lámina de cobre</b>	N°		2	<b>NTE INEN 927</b>
<b>Índice de cetano calculado</b>		<b>45</b>		<b>NTE INEN1495</b>

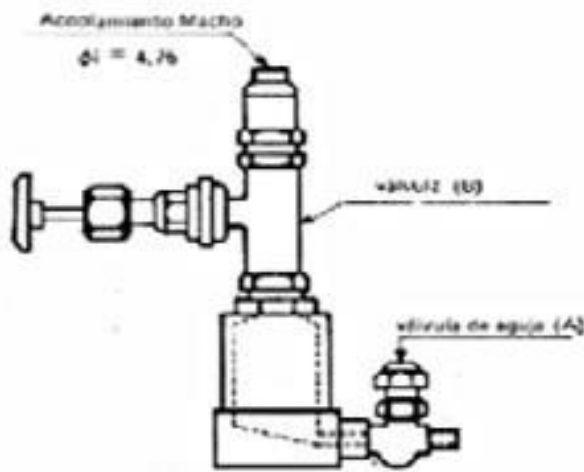
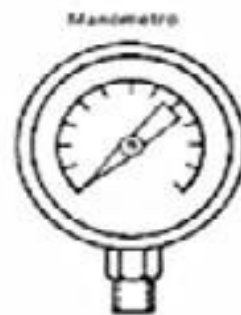
<b>REQUISITOS</b>	<b>UNIDAD</b>	<b>MIN</b>	<b>MAX</b>	<b>METODO DE ENSAYO</b>
<b>Punto de inflamación</b>	%C	40		<b>NTE INEN 1047</b>
<b>Agua y Sedimento</b>	%V		0.05	<b>NTE INEN 1494</b>
<b>Residuo carbonoso 10% destilación</b>	%peso		0.15	<b>NTE INEN 1491</b>
<b>Cenizas</b>	%peso		0.01	<b>NTE INEN 1492</b>
<b>Temperatura de destilación del 90%</b>	°C		288	<b>NTE INEN 926</b>
<b>Viscosidad cinemática a 37.8 °C</b>	cSt	1.3	3	<b>NTE INEN 810</b>
<b>Azufre</b>	%peso		0.30	<b>NTE INEN 1490</b>
<b>Corrosión a lámina de cobre</b>	N°		2	<b>NTE INEN 927</b>
<b>Índice de cetano calculado</b>		<b>40</b>		<b>NTE INEN 1495</b>

<b>REQUISITOS</b>	<b>UNIDAD</b>	<b>MIN</b>	<b>MAX</b>	<b>MÉTODO DE ENSAYO</b>
<b>Destilació n 10% 50% 90% Punto final Residuo</b>	<b>%C %C %C %C %V</b>	<b>77</b>	<b>70 121 190 220 2</b>	<b>NTE INEN926</b>
<b>PVR</b>	<b>kPa</b>		<b>56</b>	<b>NTE INEN928</b>
<b>Corrosión lámina de cobre</b>	<b>N°</b>		<b>1</b>	<b>NTE INEN927</b>
<b>Contenido de gomas</b>			<b>5</b>	<b>NTE INEN933</b>
<b>Contenido de azufre</b>	<b>% enpeso</b>		<b>0.2 0</b>	<b>NTE INEN929</b>
<b>Contenido de aromáticos</b>	<b>%V</b>		<b>30</b>	<b>ASTM 1319</b>
<b>Contenido de benceno</b>	<b>%V</b>		<b>2</b>	<b>ASTM 3606</b>
<b>Contenido de olefinas</b>	<b>%V</b>		<b>25</b>	<b>ASTM D1319</b>



Cámara de muestra con una abertura

FIGURA 1



Cámara de muestra con dos aberturas

FIGURA 2



Cámara de aire

FIGURA 3

**BOMBA PARA LA DETERMINACION DE LA PRESION DE VAPOR "REID"**

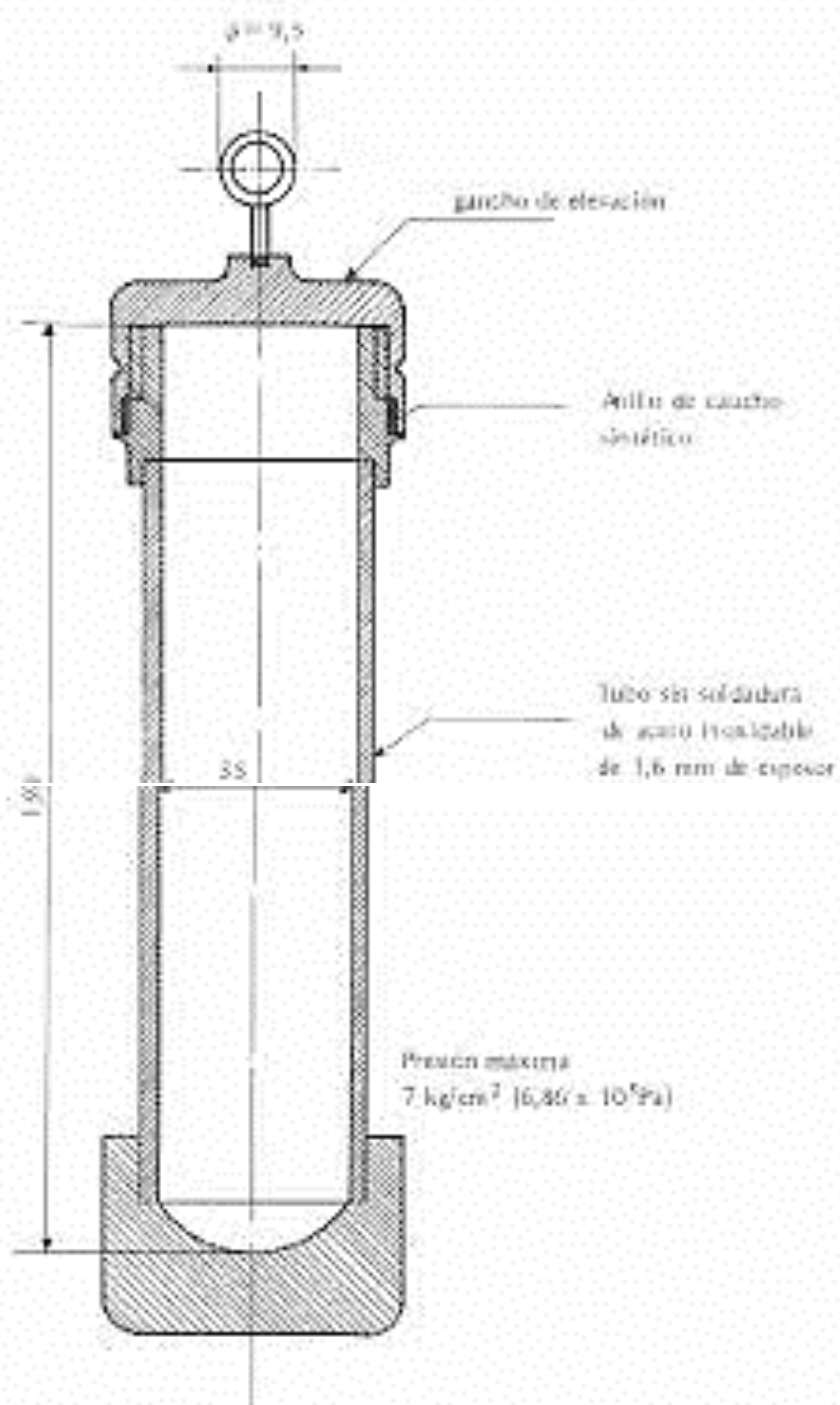
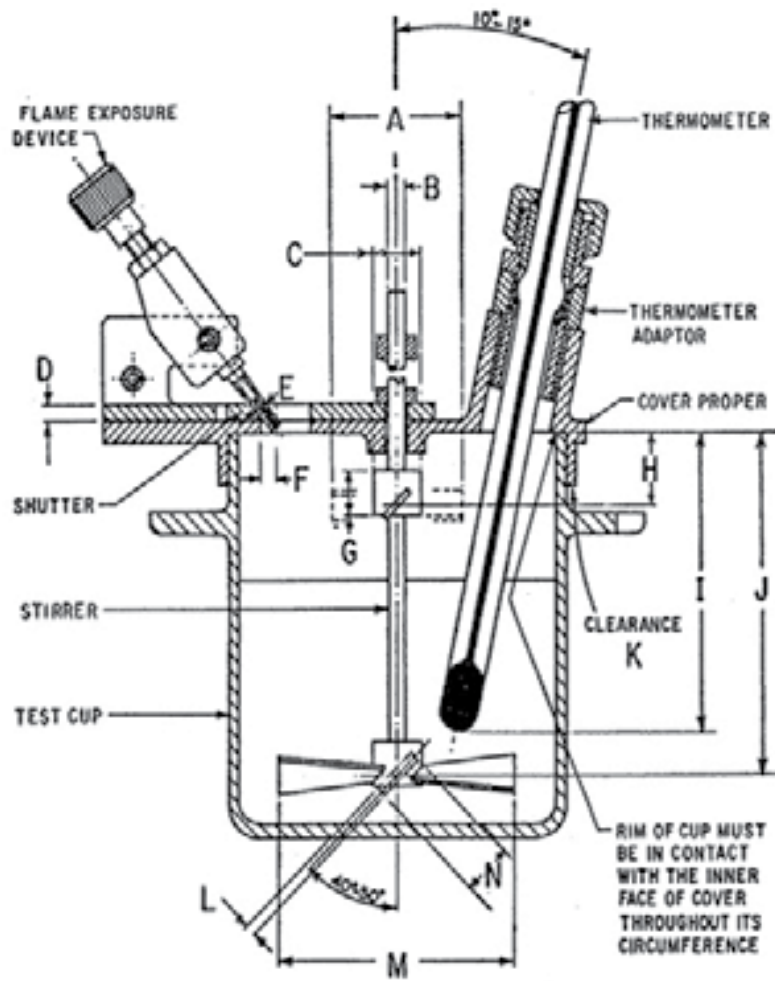


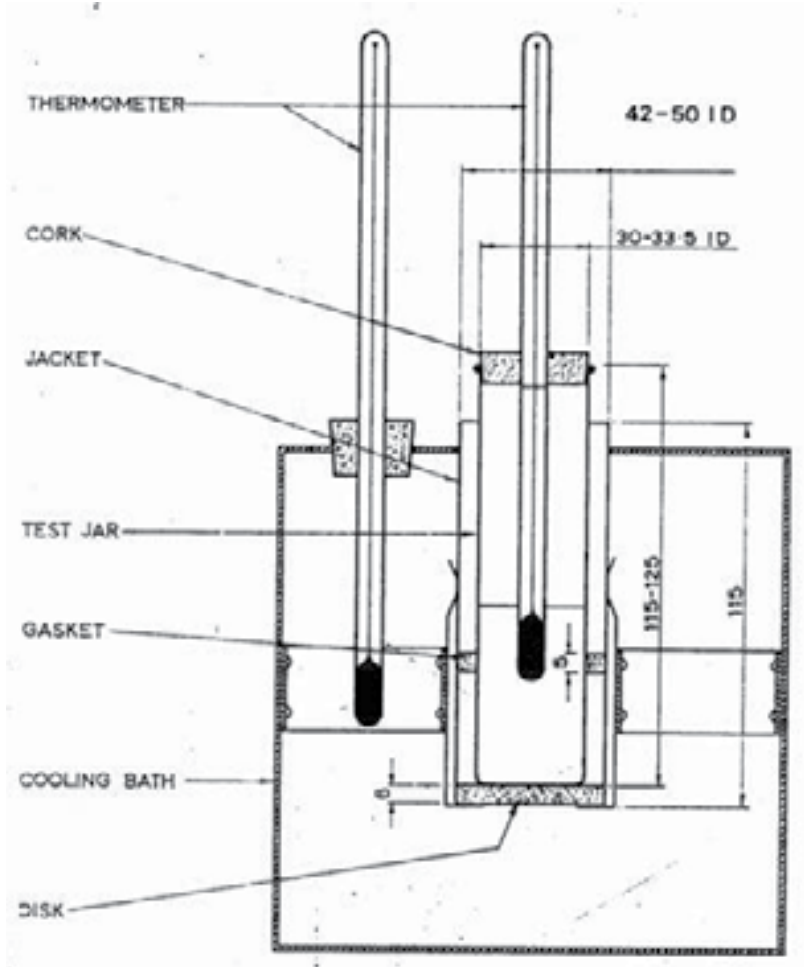
FIGURA 1. Cilindro de ensayo  
 (Dimensiones en mm.)

**COPA CERRADA.**

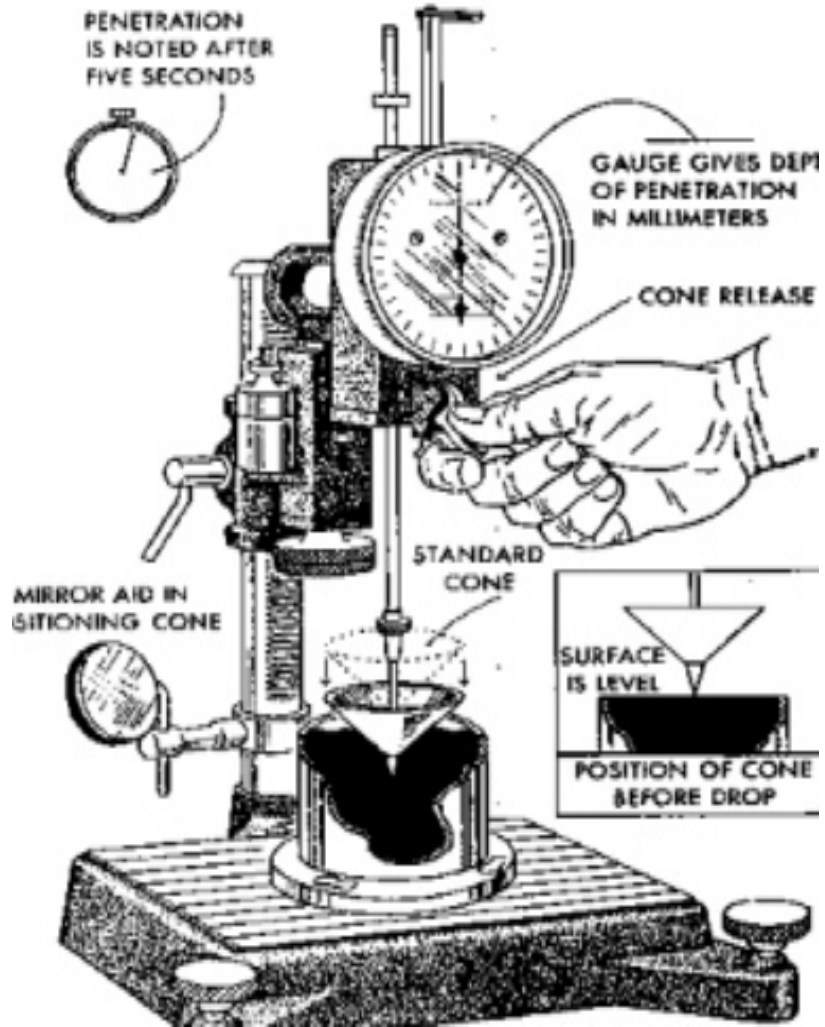


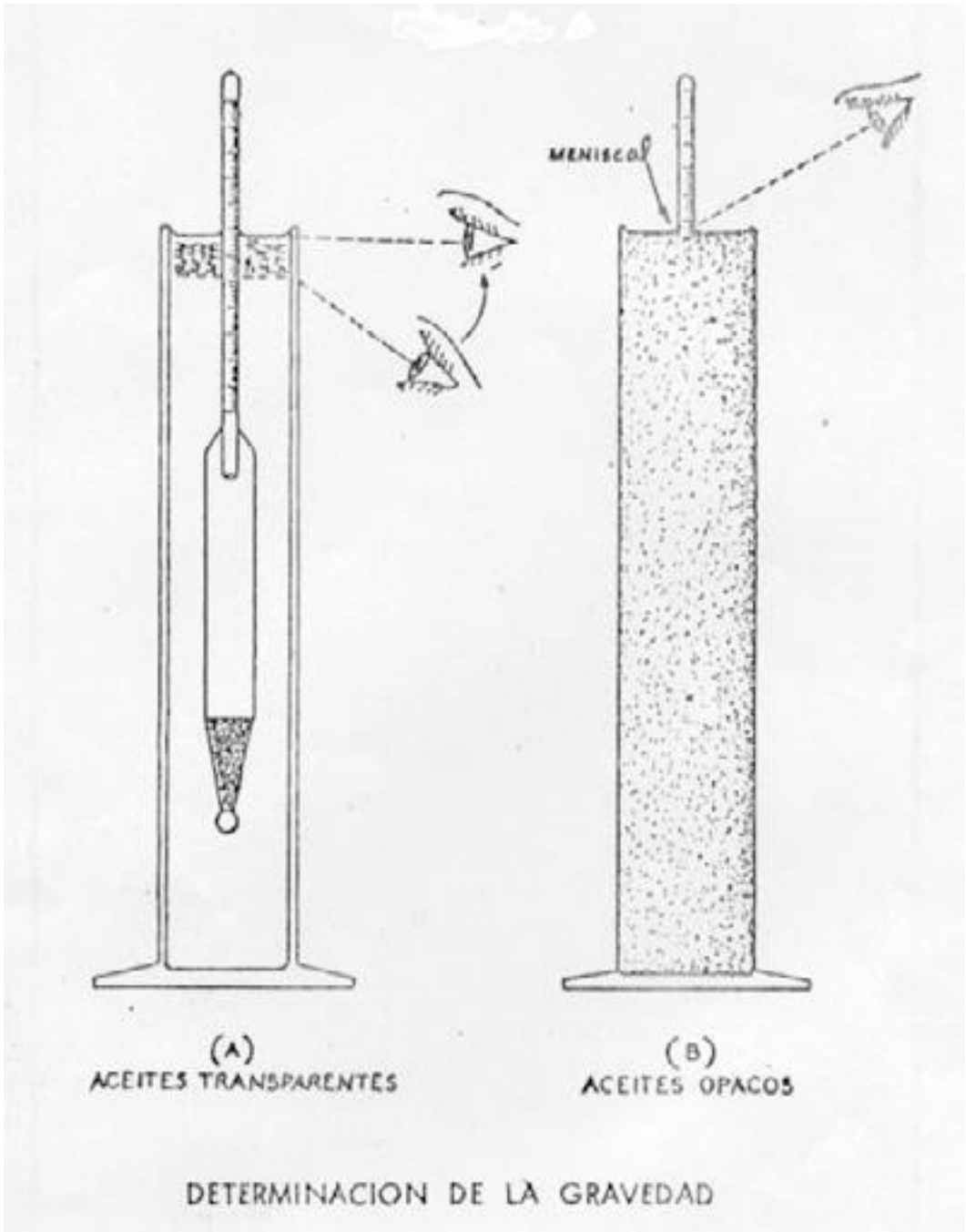
	mm		(in.)	
	min	max	(min)	(max)
A	18.3	19.8	(0.72)	(0.78)
B	2.38	3.18	(0.094)	(0.125)
C	7.6	8.4	(0.30)	(0.33)
D	2.0	2.8	(0.08)	(0.11)
E	0.69	0.79	(0.027)	(0.031)
F	2.0	2.8	(0.08)	(0.11)
G	6.4	10.4	(0.25)	(0.41)
H	9.6	11.2	(0.38)	(0.44)
I <sup>a</sup>	43.0	46.0	(1.69)	(1.81)
J	80.0	81.6	(3.15)	(3.21)
K	...	0.36	(-)	(0.014)
L	1.22	2.06	(0.048)	(0.08)
M	31.8	44.4	(1.25)	(1.75)
N	7.6	8.4	(0.30)	(0.33)

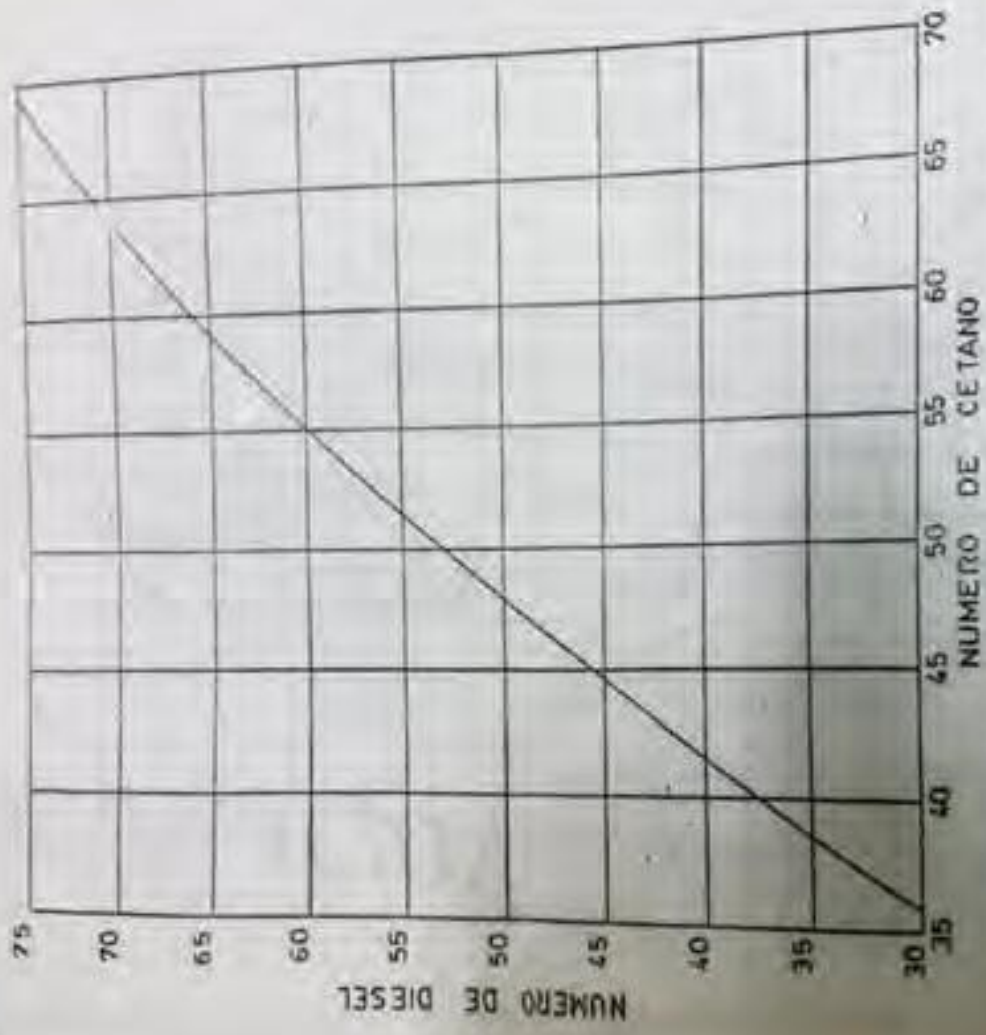
<sup>a</sup> Includes tolerance for length of thermometer given in Specification E 1.



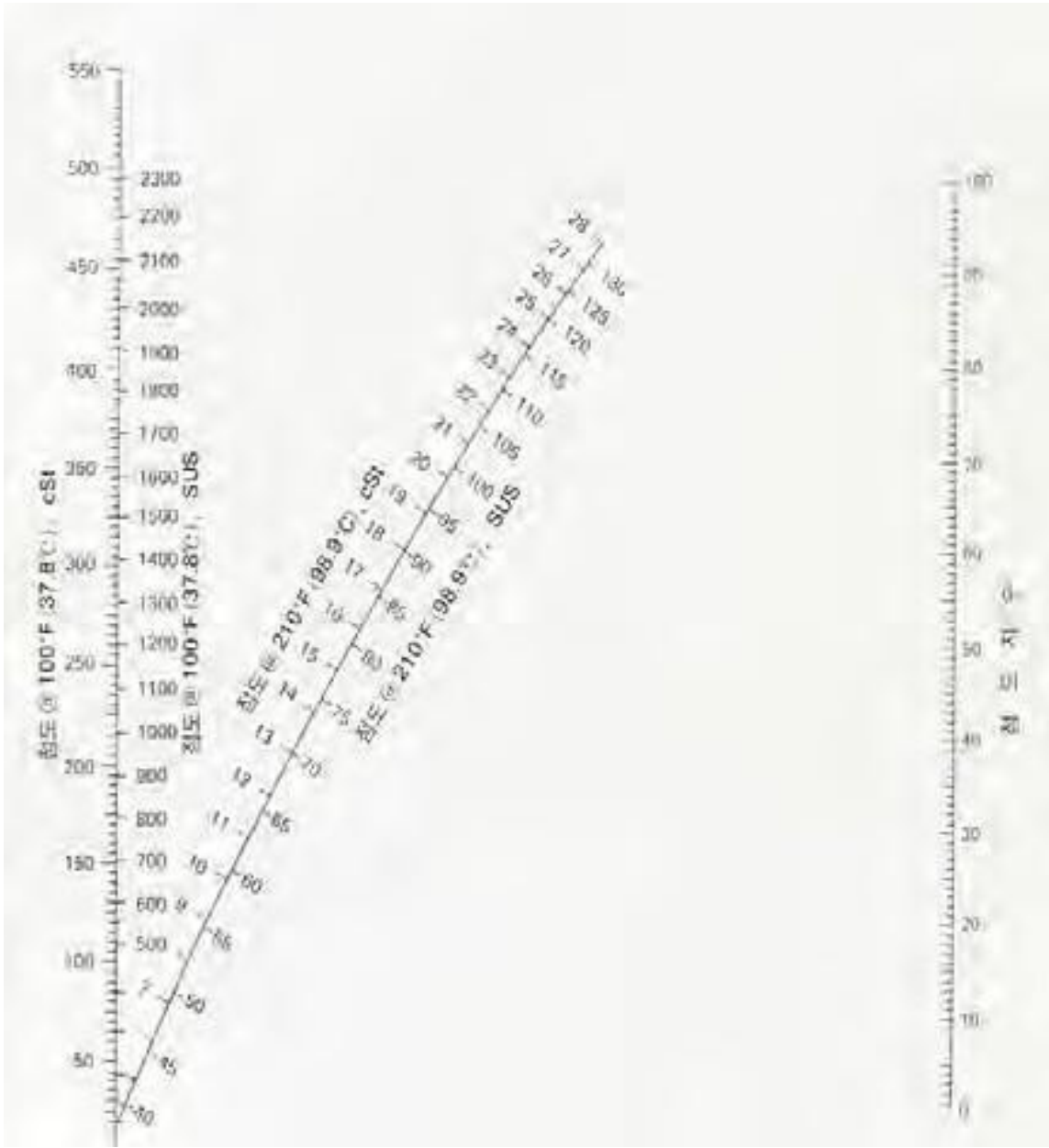
# ANEXO 10: EQUIPO PARA DETERMINAR PUNTO DE PENETRACIÓN.

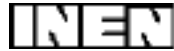






CURVA EXPERIMENTAL DE CORRESPONDENCIA ENTRE LOS NUMEROS DE CETANO Y DIESEL





**INSTITUTO ECUATORIANO DE NORMALIZACIÓN**

Quito - Ecuador

---

---

**NORMA TÉCNICA ECUATORIANA**

**NTE INEN 2 341:2003**

---

---

**DERIVADOS DEL PETRÓLEO. PRODUCTOS  
RELACIONADOS CON EL PETRÓLEO Y AFINES.  
DEFINICIONES.**

**Primera Edición**

PETROLEUM PRODUCTS AND RELATED ONES. DEFINITIONS.

First Edition

---

DESCRIPTORES: Petróleo, definiciones.PE  
02.02-102  
CDU: 665.6:001.4  
CIU: 353.3530  
ICS: 01.040.75

<p><b>Norma Técnica Ecuatoriana Voluntaria</b></p>	<p align="center"><b>DERIVADOS DEL PETROLEO. PRODUCTOS RELACIONADOS CON EL PETROLEO Y AFINES. DEFINICIONES</b></p>	<p align="center"><b>NTE INEN 2 341:2003 2003-01</b></p>
<p align="center"><b>1. OBJETO</b></p> <p>1.1 Esta norma establece las definiciones básicas que se debe utilizar en la industria del petróleo.</p> <p align="center"><b>2. ALCANCE</b></p> <p>2.1 Esta norma se aplica al petróleo, sus derivados y afines.</p> <p>2.2 Esta norma no se aplica a equipos.</p> <p align="center"><b>3. DEFINICIONES</b></p> <p><b>3.1 Industria del petróleo y sus etapas</b></p> <p><b>3.1.1 Industria del petróleo.</b> Actividad productiva de carácter científico técnica relacionada con la prospección (exploración), extracción (explotación), industrialización y comercialización de hidrocarburos.</p> <p><b>3.1.2 Prospección (exploración).</b> Fase de las operaciones hidrocarburíferas que utiliza un conjunto de técnicas que permiten ubicar y detectar en el subsuelo formaciones geológicas con posible acumulación de hidrocarburos. Ver nota 1</p> <p><b>3.1.3 Extracción (explotación).</b> Fase de las operaciones hidrocarburíferas que dispone de un conjunto de técnicas destinadas a la producción de hidrocarburos.</p> <p><b>3.1.2.1 Sistemas de prospección.</b></p> <p>a) <i>Prospección geofísica.</i> Proceso que se realiza con el propósito de establecer las características estructurales y de composición de las rocas que conforman la corteza terrestre, mediante métodos de investigación geofísica.</p> <p>b) <i>Prospección geológica.</i> Conjunto de trabajos de campo y laboratorio, encaminados a investigar la corteza terrestre, mediante métodos de investigación geológica, con el propósito de determinar sus condiciones geológicas y estructurales.</p> <p>c) <i>Prospección geoquímica.</i> Proceso que consiste en realizar análisis químicos de las muestras de rocas, con la finalidad de encontrar presencia de hidrocarburos.</p> <p>d) <i>Prospección sísmica.</i> Técnica de recolección de información del subsuelo, con la finalidad de verificar presencia de hidrocarburos, mediante la utilización de ondas sonoras.</p> <p><b>3.1.2.2 Reservas.</b> Volúmenes de hidrocarburos existentes en un yacimiento, factibles de ser recuperadas. Se contempla los siguientes tipos:</p> <p>a) <i>Reservas primarias.</i> Aquellas que pueden ser recuperadas por métodos convencionales, como resultado de la energía inherente del reservorio.</p> <hr/> <p>NOTA 1. El término prospección es similar al utilizado como exploración.</p>		

- b) *Reservas secundarias*. Corresponde a volúmenes de hidrocarburos que se adicionan a las reservas primarias, como resultado de implantación de algún sistema de recuperación mejorado.
- c) *Reservas prospectivas*. Corresponde a volúmenes de hidrocarburos que se encuentran en extensiones de tierra inexploradas o en zonas más profundas que nunca han sido penetradas.
- d) *Reservas posibles*. Corresponde a volúmenes de hidrocarburos recuperables que se obtienen de la información geológica y de ingeniería, la cual es menos completa y concluyente, que la que se utiliza en los cálculos de reservas probables.
- e) *Reservas probables*. Corresponde a volúmenes de hidrocarburos recuperables que se determinan de los resultados de los estudios geológicos y geofísicos, se ubican en las cercanías de los volúmenes probados.
- f) *Reservas probadas*. Corresponde a volúmenes de hidrocarburos factibles de ser recuperados que se determinan de los resultados obtenidos de la perforación de pozos y pruebas de producción.
- g) *Reservas probadas desarrolladas*. Aquellas que pueden ser recuperadas en las áreas en donde se ha extendido el campo.
- h) *Reservas probadas no desarrolladas*. Aquellas que una vez probadas no pueden ser recuperadas debido a la falta de pozos necesarios para la total explotación.
- i) *Reservas remanentes*. Corresponde a volúmenes de hidrocarburos recuperables y cuantificables en cualquier fecha posterior al inicio de la producción, y que todavía permanecen en el yacimiento.

**3.1.3 Extracción.** Flujo de petróleo desde un yacimiento hacia la superficie.

**3.1.3.1 Sistemas de extracción.**

- a) *Por flujo natural*. Aquella que utiliza la energía natural del yacimiento para mover los fluidos a través del medio poroso hasta el pozo y la superficie. Se la conoce también como recuperación primaria.
- b) *Por levantamiento artificial*. Extracción de petróleo de los depósitos naturales del subsuelo, utilizando su energía y alterando la fuerza natural de los yacimientos. Se la conoce también como recuperación secundaria, incluye la inyección de agua, los procesos secundarios o terciarios y cualquier otro medio, para suplantar el recobro natural.
- c) *Por recuperación terciaria*. Método de extracción de petróleo de un campo por medio de bombeo, luego de que se han obtenido todos los volúmenes de crudo por los métodos de recuperación primarios y secundarios.

**3.1.3.2 Lodos.** Mezcla de petróleo o sus derivados con otras sustancias que alteran sus características. Se conoce los siguientes tipos:

- a) *Lodos blandos*. Aquellos constituidos de sólidos y líquidos con tendencia a formar sedimentos.
- b) *Lodos de decantación*. Semisólidos que se sedimentan después del reposo de un sistema coloidal o una suspensión de materiales.
- c) *Lodos de perforación*. Fluido de composición química variable, que circula en el agujero durante la perforación rotatoria con la finalidad de enfriar la broca, mantener el peso de la columna hidrostática, controlar la presión de las formaciones perforadas, limpiar el pozo y arrastrar el material cortado por la broca a la superficie.

(Continúa)

**3.1.3.3** *Arena productiva*. Estrato de material o arenisca donde existe acumulación de hidrocarburos. Se dispone de las siguientes:

- a) *Arenisca*. Roca sedimentaria formada por granos de arena cementados.
- b) *Arena bituminosa*. Ver numeral 3.2.5.6.
- c) *Arena asfáltica*. Ver numeral 3.2.5.7.

**3.1.4** *Comercialización*. Proceso de compra venta de crudo y derivados del petróleo dentro y fueradel país.

**3.1.4.1** *Comercializadora*. Persona natural o jurídica, nacional o extranjera, calificada por la Dirección Nacional de Hidrocarburos, que cuenta con una red de centros de distribución y la infraestructura necesaria para realizar bajo su marca y responsabilidad, las actividades de importación, almacenamiento, transporte, comercialización y distribución al granel de derivados líquidos del petróleo.

**3.1.4.2** *Compañía operadora*. Empresa especializada que bajo contratos legalizados de acuerdo con las leyes vigentes, realiza una o más de las operaciones hidrocarburíferas.

**3.1.4.3** *Consumo interno*. Volumen de petróleo y sus derivados, destinado a satisfacer las necesidades industriales y de consumo de un país, el que puede ser de producción nacional y deimportación.

**3.1.4.4** *Costo de comercialización*. Inversiones y gastos en que incurre una empresa para la libre comercialización de los hidrocarburos tanto en el mercado interno como en el externo, se incluye las que se originan por el almacenamiento para la operación y otras actividades específicas.

**3.1.4.5** *Costo de producción*. Aquel constituido por las inversiones y gastos efectuados en el período de prospección y extracción.

**3.1.4.6** *Costo de refinación*. Valor que corresponde al procesamiento de un barril de petróleo crudo.

**3.1.4.7** *Cabotaje*. Traslado de petróleo o derivados en buques tanques entre puertos de un mismoestado o país.

**3.1.4.8** *Barril*. Unidad de medida de volumen para petróleo y derivados equivalente a 42 galonesamericanos o 158,98 litros, medidos a 15,6°C y a nivel del mar.

**3.1.4.9** *Refinería*. Instalación industrial destinada al procesamiento de petróleo.

**3.1.5** *Transportación petrolera*

**3.1.5.1** *Transporte*. Actividad de trasladar derivados líquidos del petróleo mediante poliductos, autotanques y/u otros medios de transporte desde un centro de distribución o terminal hasta los centros de distribución o consumidor final.

**3.1.5.2** *Almacenamiento*. Actividad destinada a recolectar petróleo y derivados en tanques específicamente diseñados y construidos para este fin.

**3.1.5.3** *Tanque de almacenamiento*. Sistema o recipiente construido expresamente para contenerpetróleo crudo y sus derivados en los lugares de producción, centros de distribución, terminales de almacenamiento y autotanques.

(Continúa)

## 3.2 Petróleo

**3.2.1** *Petróleo o crudo.* Producto natural líquido o semilíquido, compuesto principalmente por hidrocarburos y otros componentes en menor proporción, tales como gas, agua, sedimentos y piedras areniscas, generalmente se encuentra en las formaciones porosas bajo tierra. Se clasifica de varias formas, entre las cuales las más generalizadas son: la naturaleza química, la densidad API, y el contenido de azufre.

### 3.2.2 *Por la naturaleza química*

**3.2.2.1** *Crudo de base aromática.* Aquel que está constituido principalmente por hidrocarburos de estructuras, aromáticas entre otras estructuras químicas.

**3.2.2.2** *Crudo de base asfáltica.* Aquel que está constituido principalmente por hidrocarburos de estructuras asfálticas entre otras estructuras químicas.

**3.2.2.3** *Crudo de base nafténica.* Aquel que está constituido principalmente por hidrocarburos de estructuras nafténicas entre otras estructuras químicas.

**3.2.2.4** *Crudo de base parafínica.* Aquel que está constituido principalmente por hidrocarburos de cadenas parafínicas entre otras estructuras químicas.

### 3.2.3 *Por la densidad API*

**3.2.3.1** *Crudos extralivianos.* Aquellos cuya densidad API es mayor que 40.

**3.2.3.2** *Crudos livianos.* Aquellos cuya densidad API es mayor a 30 y menor o igual a 40.

**3.2.3.3** *Crudos medios.* Aquellos cuya densidad API es mayor a 22 y menor o igual a 30.

**3.2.3.4** *Crudos pesados.* Aquellos cuya densidad API es mayor a 10 y menor o igual a 22.

**3.2.3.5** *Crudos extrapesados.* Aquellos cuya densidad es menor o igual a 10.

### 3.2.4 *Por el contenido de azufre*

**3.2.4.1** *Crudo ácido (agrio).* Aquel que contiene cantidades significativas de compuestos de azufre corrosivos.

**3.2.4.2** *Crudo dulce (no corrosivo o no ácido).* Aquel que contiene un bajo contenido de compuestos volátiles de azufre, tales como sulfuro de hidrógeno y mercaptanos.

### 3.2.5 *Otras formas de crudos*

**3.2.5.1** *Crudo sintético.* Hidrocarburos líquidos preprocesados por métodos fisicoquímicos para ser utilizados como carga en las unidades de procesamiento primario.

**3.2.5.2** *Crudo mezclado.* Aquel constituido por crudos de diferentes características y composición química.

**3.2.5.3** *Crudo de referencia.* Aquel al que se le considera como tal para fines de comercialización internacional.

**3.2.5.4** *Crudo reconstituido.* Aquel al que se le han añadido una o más fracciones de productos semi-elaborados (generalmente livianos) provenientes del mismo o de cualquier otro tipo de crudo.

**3.2.5.5** *Crudo reducido.* Fracción residual resultante de la destilación atmosférica del petróleo, del cual se han separado las fracciones livianas e intermedias.

(Continúa)

**3.2.5.6** *Arena bituminosa*. Producto natural constituido por sólidos granulares impregnados con crudo extrapesado.

**3.2.5.7** *Esquistos bituminosos*. Producto natural constituido por rocas que contienen petróleo viscoso encapsulado y combinado químicamente.

**3.2.6** *Hidrocarburos*. Compuestos orgánicos formados exclusivamente de hidrógeno y carbono.

### **3.3 Hidrocarburos gaseosos y gasolina natural.**

**3.3.1** *Gas natural*. Mezcla de hidrocarburos generalmente gaseosos presentes en forma natural en estructuras subterráneas; se encuentra constituido principalmente de metano (80%) y de proporciones significativas de etano, propano y butano, además de cierta cantidad de condensado y/o aceite. Ver nota 2.

**3.3.2** *Gas asociado*. Gas natural que se encuentra en los yacimientos petroleros y cuya composición es variable.

**3.3.3** *Gas húmedo (rico)*. Gas que contiene hidrocarburos licuables a temperatura y presión ambiente, además de vapor de agua.

**3.3.4** *Gas seco (pobre)*. Gas con relativamente pocos hidrocarburos diferentes al metano. El poder calorífico es típicamente alrededor de 37,67 kJ (1000 Btu/pe<sup>3</sup>), a menos que esté presente una proporción significativa de gases que no sean hidrocarburos.

**3.3.5** *Gas dulce*. Producto natural que contiene cantidades muy pequeñas de ácido sulfhídrico y bióxido de carbono. El gas dulce reduce las emisiones de bióxido de azufre a la atmósfera.

**3.3.6** *Gas natural condensado*. Fracción líquida que se produce durante el enfriamiento y regulación de la presión en la producción y comercialización del gas natural.

**3.3.7** *Gas ácido (Gas agrio)*. Producto que contiene compuestos orgánicos sulfurados, que tienen la tendencia a corroer los equipos metálicos, con los cuales tiene contacto bajo condiciones de procesamiento normal.

**3.3.8** *Gas natural licuado*. Producto natural que se mantiene en estado líquido por el incremento de la presión a temperatura ordinaria, para facilitar su almacenamiento y transportación.

**3.3.9** *Gas de refinería*. Producto que se origina en el procesamiento del petróleo crudo de retroalimentación y compresión, está compuesto principalmente por hidrocarburos.

**3.3.10** *Gas de cola*. Producto que se produce como un componente menor, durante un proceso de refinación que normalmente se comercializa como un gas combustible.

**3.3.11** *Gas licuado de petróleo*. Mezcla de hidrocarburos ligeros compuesto principalmente de propano, propeno, butano y butenos, que pueden ser almacenados y manipulados en la fase líquida bajo condiciones moderadas de presión y temperatura ambiente.

**3.3.12** *Butano comercial*. Mezcla de hidrocarburos compuesto principalmente de butano y butenos.

**3.3.13** *Propano comercial*. Mezcla de hidrocarburos compuesto principalmente de propano y propeno.

NOTA 2. El término gas natural se utiliza también para designar al gas tratado de calidad especificada, que se consume en el comercio

(Continúa)

**3.3.14 Gasolina natural.** Mezcla de hidrocarburos relativamente volátiles, libre de agua, sedimento y material sólido en suspensión, destinada a ser utilizada como combustible para motores de combustión interna de encendido por chispa.

### **3.4 Industrialización**

**3.4.1 Industrialización.** Fase de las operaciones hidrocarburíferas que se dedica a la separación física, térmica y química de petróleo crudo en sus fracciones de destilación mayores para producir productos y derivados de petróleo que pueden ser comercializados directamente o utilizados como materia prima en otras industrias.

**3.4.2 Refinación.** Conjunto de procesos mediante los cuales los hidrocarburos constitutivos del petróleo se separan y se transforman individualmente o en fracciones, para su posterior aprovechamiento.

**3.4.3 Destilación.** Proceso físico al que se somete al petróleo para separar sus distintas fracciones, las que se diferencian por sus temperaturas de ebullición. Se clasifica en dos tipos: destilación atmosférica y destilación al vacío.

**3.4.3.1 Destilación atmosférica.** Proceso de destilación del petróleo a presión atmosférica.

**3.4.3.2 Destilación al vacío.** Proceso de destilación del crudo reducido a presiones inferiores a la atmosférica.

**3.4.4 Filtración.** Separación física de partículas sólidas de un sistema sólido-líquido, con la ayuda de un medio filtrante.

**3.4.5 Reformación.** Conversión termo-catalítica de naftas en otras de mayor número de octano.

**3.4.6 Proceso catalítico.** Aquel en el cual la reacción química se acelera o se retarda por contacto con un catalizador.

**3.4.7 Incineración.** Proceso controlado para quemar desechos sólidos y líquidos.

**3.4.8 Craqueo.** Conversión térmica o catalítica tendiente a disminuir el peso molecular de hidrocarburos.

**3.4.9 Polimerización.** Enlace de moléculas similares (unión de olefinas ligeras).

**3.4.10 Alquilación.** Unión de una olefina con un hidrocarburo aromático o parafínico.

**3.4.11 Hidrogenación.** Adición de un hidrógeno a una olefina.

**3.4.12 Isomerización.** Alteración del arreglo de los átomos en una molécula sin cambiar el número de átomos.

### **3.5 Productos de refinación**

**3.5.1 Crudo reducido.** Producto que se obtiene después de la separación de las fracciones ligeras del petróleo crudo por destilación a presión atmosférica.

**3.5.2 Condensado.** Producto líquido resultante del cambio de fase de un vapor.

**3.5.3 Destilado.** Líquido que se obtiene de la condensación de los vapores del petróleo cuando éste es separado en columnas de destilación atmosférica o al vacío.

**3.5.4 Destilados superiores.** Fracciones más volátiles que salen por la parte superior de la columna de destilación.

(Continúa)

- 3.5.5 Destilados ligeros.** Corresponde a las naftas y gasolinas de rangos de ebullición menores a 230 °C.
- 3.5.6 Destilados medianos.** Corresponde al queroseno, diesel y ciertos gasóleos cuyos puntos de destilación están comprendidos entre 150 °C y 400 °C.
- 3.5.7 Destilados pesados.** Corresponde principalmente a los aceites lubricantes y al fuel oil de rangos de destilación superiores a los 350 °C.
- 3.5.8 Destilados para aceites lubricantes (aceites básicos).** Productos líquidos obtenidos del residuo atmosférico destinados a la elaboración de aceites lubricantes.
- 3.5.9 Destilado parafínico.** Destilado (normalmente al vacío) que contiene una gran cantidad de parafinas.
- 3.5.10 Aceite agrícola (Spray Oil).** Derivado del petróleo de viscosidad y características escogidas que se utiliza en la agricultura en las operaciones de fumigación para combatir las plagas que atacan las plantaciones.
- 3.5.11 Combustible para motores de dos tiempos.** Mezcla en proporciones adecuadas de nafta industrial de bajo octanaje y aceite lubricante, se utiliza en motores de dos tiempos.
- 3.5.12 Diesel.** Combustible constituido por fracciones intermedias del petróleo.
- 3.5.12.1 Diesel No 1.** Combustible utilizado en máquinas que requieren cambios frecuentes de velocidad y carga.
- 3.5.12.2 Diesel No 2.** Combustible utilizado para uso industrial y para motores de combustión interna de autoignición.
- 3.5.12.3 Diesel No 2 de bajo contenido de azufre.** Combustible utilizado en motores de alto régimen que requieren de bajo contenido de azufre.
- 3.5.13 Éter de petróleo (Espíritu de petróleo).** Solvente de alta volatilidad y bajo contenido de aromáticos cuyos puntos de ebullición están comprendidos entre 40 °C y 80 °C.
- 3.5.14 Espíritu blanco.** Solvente de origen mineral generalmente destilado entre 130 °C y 220 °C.
- 3.5.15 Fuel Oil.** Combustible para uso industrial que resulta de las mezclas de diversas fracciones pesadas del petróleo.
- 3.5.15.1 Fuel Oil Liviano.** Combustible que satisface las especificaciones que se indica en la tabla 1, de la NTE INEN 1983.
- 3.5.15.2 Fuel Oil Pesado.** Combustible que satisface las especificaciones que se indica en la tabla 2, de la NTE INEN 1983.
- 3.5.16 Gasolina natural.** Ver numeral 3.3.14
- 3.5.17 Gasolina blanda (dulce).** Fracción destilada del petróleo que contiene trazas de sulfuro de hidrógeno y mercaptanos, por lo que da reacción negativa cuando se analiza por el método Doctor.
- 3.5.18 Gasolina de motor.** Aquella que puede contener o no aditivos, se utiliza como combustible en automotores de ciclo Otto (ignición por chispa), excepto para motores de aviación.

(Continúa)

**3.5.19 Gasolina de aviación (Avgas).** Aquella constituida por mezclas de fracciones derivadas del petróleo cuyo rango está comprendido entre 30°C y 180°C, y número de octano superior a 95.

**3.5.20 Gasolina ácida.** Fracción destilada del petróleo que contiene mercaptanos y/o sulfuro de hidrógeno, por lo que da reacción positiva, cuando se analiza por el método Doctor.

**3.5.21 Gasóleo.** Destilados obtenidos en el proceso de destilación al vacío.

**3.5.22 Jet Fuel.** Combustible que se obtiene de la mezcla de hidrocarburos obtenidos de la destilación del petróleo, se utiliza como fuente de energía en aviones de turbinas.

**3.5.22.1 Jet A-1.** Destilado de petróleo empleado como fuente de energía en los sistemas de propulsión a reacción, que cumple con las especificaciones establecidas en la NTE INEN 2070.

**3.5.22.2 Jet JP4.** Destilado de petróleo empleado como fuente de energía en los sistemas de propulsión a reacción, que cumple con las especificaciones establecidas en la NTE INEN 2069.

**3.5.23 Nafta industrial.** Producto derivado del petróleo que no contiene aditivos, se obtiene en el proceso de destilación atmosférica o del gas natural, cuyo rango de destilación está comprendido entre 30°C y 190°C.

**3.5.23.1 Nafta industrial liviana.** Aquella que cumple con las especificaciones indicadas en la tabla 1 de la NTE INEN 2253.

**3.5.23.2 Nafta industrial pesada.** Aquella que cumple con las especificaciones indicadas en la tabla 2 de la NTE INEN 2253.

**3.5.24 Pirolisis.** Proceso de descomposición de las sustancias por el calor.

**3.5.25 Queroseno.** Producto derivado del petróleo que tiene una volatilidad intermedia entre la gasolina y el diesel y un punto de inflamación en copa cerrada superior a los 38°C.

### 3.6 Solventes

**3.6.1 Solvente No 1.** Destilado de petróleo alifático en un intervalo de destilación entre 28°C y 200°C.

**3.6.2 Solvente No. 2.** Destilado de petróleo alifático en un intervalo de destilación entre 28°C y 140°C. Ver nota 3.

**3.6.3 Trementina mineral.** Destilado de petróleo alifático en un intervalo de destilación entre 149°C y 205°C. Ver nota 4.

### 3.7 Combustibles marinos

**3.7.1 Combustible marino.** Derivado del petróleo que se utiliza en aplicaciones marinas, existen dos categorías:

**3.7.1.1 Destilado marino.** Combustible resultante de la mezcla de gasóleo y diesel, existen diversos grados, en los que los más pesados pueden contener pequeñas cantidades de residuo.

**3.7.1.2 Derivado residual.** Combustible resultante de la mezcla de diversas fracciones pesadas de petróleo.

NOTA 3. El solvente No 2, es el análogo al comercializado como Rubber Solvent.

NOTA 4. La trementina mineral, es el análogo al comercializado como turpentine mineral.

(Continúa)

3.7.2 *Componente base (bunker)*. Aquel que se emplea en la formulación de combustibles navieros intermedios.

### 3.8 Productos bituminosos y afines.

3.8.1 *Asfalto*. Material ligante sólido o semisólido, cuyo color varía de negro a pardo oscuro, se licuan gradualmente al calentarse; sus constituyentes predominantes son los betunes que se encuentran en la naturaleza en forma sólida o semisólida o como productos de la destilación del petróleo.

3.8.2 *Asfalto de petróleo*. Producto del residuo que se obtiene de la destilación en la unidad de vacío.

3.8.3 *Asfaltos diluidos*. Producto de consistencia suave en el que el requisito de penetración excede el límite especificado en la NTE INEN 917.

3.8.4 *Asfalto de curado rápido (RC)*. Asfalto diluido compuesto de betún asfáltico y de un disolvente de tipo nafta o gasolina, muy volátil.

3.8.5 *Asfalto de curado medio (MC)*. Asfalto diluido compuesto de betún asfáltico y un disolvente del tipo Diesel No 1 (queroseno), de volatilidad media.

3.8.6 *Asfalto de curado lento (SC)*. Asfalto diluido compuesto de betún asfáltico y aceites relativamente poco volátiles, tales como el gasóleo.

3.8.7 *Asfalto industrial*. Producto derivado del petróleo apto para revestir agregados minerales, se utiliza en el mantenimiento y construcción de superficies, tales como pavimentos y trabajos hidráulicos.

3.8.8 *Asfalto modificado*. Producto derivado del petróleo, en el que las propiedades fisicoquímicas han sido modificadas por el uso de aditivos químicos.

3.8.9 *Asfalto modificado con polímeros*. Producto derivado del petróleo en el que el modificador utilizado es uno o más polímeros orgánicos.

3.8.10 *Asfalto oxidado (oxiasfaltos)*. Productos bituminosos semisólidos, preparados a partir de hidrocarburos naturales (preferentemente de base nafténica) por destilación y oxidación posterior, con o sin catalizadores al hacer pasar a través de su masa una corriente de aire a elevada temperatura. Contienen en pequeña proporción productos volátiles y son esencialmente solubles en tricloroetileno y otros solventes selectivos.

3.8.11 *Asfalto de fundición*. Producto derivado del petróleo, en el que la viscosidad ha sido reducida por la adición de aceite de baja volatilidad.

3.8.12 *Asfalto pigmentable*. Producto derivado del petróleo, que contiene incorporado mezclas coloreadas.

3.8.13 *Asfalto natural*. Material compacto, sólido a 25°C, se encuentra en los depósitos naturales generalmente mezclado con materia mineral fina o muy fina.

3.8.14 *Asfalto de penetración (Cemento asfáltico)*. Producto derivado del petróleo que satisface las especificaciones establecidas para los materiales empleados en pavimentación y otros usos industriales. Ver NTE INEN 2060.

3.8.15 *Asfalto impermeabilizante para cubiertas*. Producto derivado del petróleo al que se le han modificado determinadas características fisicoquímicas, ya sea mediante el contacto con aire a elevadas temperaturas o por otros procedimientos.

(Continúa)

**3.8.16 Arenas asfálticas.** Materia impregnada de asfalto, que puede ser separada por extracción mediante un solvente.

**3.8.17 Emulsiones asfálticas.** Sistema heterogéneo de dos fases inmiscibles (asfalto y agua) en la que el agua constituye la fase continua de la emulsión, y los glóbulos micrométricos de asfalto la fase dispersa, los que se estabilizan con pequeñas cantidades de aditivos.

**3.8.18 Alquitrán (brea).** Material adhesivo, viscoso, que se produce por la pirólisis de fracciones pesadas de petróleo, carbón, lignito, materia orgánica y otros.

**3.8.19 Brea bituminosa (Brea hidrocarbonosa).** Término genérico que se utiliza para un material adhesivo que contiene asfalto, brea o ambos.

**3.8.20 Mastico de betún modificado con elastómeros.** Betún de destilación del petróleo que ha sido modificado mediante la adición de caucho sintético en cantidad suficiente como para producir una matriz de caucho continua y estable y que puede contener cargas minerales compatibles (fillers).

### **3.9 Lubricantes**

**3.9.1 Aceite mineral.** Líquido no miscible con agua, constituido por mezclas de hidrocarburos parafínicos, nafténicos y aromáticos de composición variable.

**3.9.2 Aceite descolorido (apagado).** Nombre asignado a una base de aceite refinado, se obtiene generalmente de un crudo nafténico, que tiene color pálido ámbar.

**3.9.3 Aceite neutro.** Son las bases livianas comúnmente utilizadas en los lubricantes para motores de diesel y gasolina. Se obtiene del corte superior en la destilación al vacío.

**3.9.4 Aceite lubricante.** Líquido que se interpone entre dos superficies en movimiento a fin de reducir la fricción o desgaste entre ellas.

**3.9.5 Aceite soluble.** Emulsificante que permite la mezcla con agua para formar una emulsión, la que proporciona al aceite acción lubricante y efecto refrigerante, además inhibe la corrosión.

**3.9.6 Aceite monógrado.** Se caracterizan por tener un solo grado de viscosidad SAE; cuando vienen acompañados de la letra W (Winter) indican que el aceite permite un fácil arranque del motor en tiempo frío (temperatura por debajo de 0°C). Los otros grados SAE que no traen la letra W se emplean para operaciones en clima cálido y sujetas a condiciones severas de funcionamiento.

**3.9.7 Aceite multigrado.** Se caracterizan por tener más de un grado de viscosidad SAE, poseen un alto índice de viscosidad lo que les da un comportamiento uniforme a diferentes temperaturas, tanto en climas fríos como en cálidos.

**3.9.8 Aceite de refrigeración.** Aquel que tiene bajo punto de escurrimiento, se utiliza en sistemas de refrigeración.

**3.9.9 Aceite de corte.** Aquel producto emulsionado o no, que tiene características para lubricar y enfriar herramientas metálicas y piezas de trabajo.

**3.9.10 Aceite negro.** Aquel que en su composición contiene material asfáltico, el cual le proporciona extra adherencia, se utiliza para cubrir engranajes y cables de acero.

**3.9.11 Aceite pulverizado.** Aquel que posee baja viscosidad, que le permite ser atomizado.

**3.9.12 Aceite para textiles.** Aquel que se utiliza en la industria textil para lubricar las fibras, su función básica es dar flexibilidad a las fibras textiles.

(Continúa)

**3.9.13** *Aceite apagado.* Aquel que se utiliza para controlar el enfriamiento en la fabricación de piezas metálicas.

**3.9.14** *Aceite preservante.* Aquel que se utiliza para revestir temporalmente partes metálicas de accesorios y equipos, con el objeto de protegerlas contra la corrosión.

**3.9.15** *Aceite de aislación.* Aquel que posee alta resistencia dieléctrica y de oxidación, baja viscosidad, volatilidad y punto de congelación, no contiene humedad ni azufre corrosivo y es estable térmicamente.

**3.9.16** *Aceite para cables.* Aquel que se utiliza en la aislación de cables de potencia eléctrica.

**3.9.17** *Aceite para cilindros.* (Aceites pesados sin tratar). Aquellos que se utilizan directamente como lubricantes para cilindros de máquinas a vapor o para la elaboración de aceites lubricantes residuales.

**3.9.18** *Aceite usado.* Aquel cuyas características fisicoquímicas han sido modificadas con respecto a las propiedades originales, debido a la degradación de las características del producto.

**3.9.19** *Aceite para máquinas.* Aquel que se utiliza para lubricar las partes ligeramente pesadas de máquinas que operan a temperaturas moderadas.

**3.9.20** *Aceite para varillas.* Aquel que posee baja viscosidad, se utiliza para lubricar las partes ligeramente pesadas de máquinas de alta velocidad de rotación.

**3.9.21** *Aceite para turbinas de vapor.* Producto altamente refinado, no corrosivo, posee gran resistencia a la oxidación, y a la formación de herrumbre y lodos en el sistema de lubricación, muy resistente a la formación de espuma.

**3.9.22** *Aceite para motores.* Aquel que se utiliza en los motores de combustión interna y otros tipos de motores.

**3.9.23** *Base lubricante virgen.* Producto obtenido de la destilación al vacío del residuo de la destilación atmosférica del petróleo crudo y posterior tratamiento de refinación.

**3.9.24** *Base lubricante re-refinada.* Producto obtenido de la destilación al vacío del aceite lubricante usado, y posterior tratamiento de refinación.

**3.9.25** *Base lubricante parafínica.* Aquella en cuya constitución entran principalmente hidrocarburos de estructuras alifáticas, en la cual el porcentaje de hidrocarburos parafínicos es proporcionalmente mayor al de los hidrocarburos aromáticos y nafténicos, esta proporción puede ser variable.

**3.9.26** *Base lubricante nafténica.* Aquella en cuya constitución entran principalmente hidrocarburos de estructuras nafténicas o en la cual el porcentaje de hidrocarburos nafténicos es proporcionalmente mayor que el de los hidrocarburos aromáticos o parafínicos.

### **3.10 Propiedades de combustibles y destilados.**

**3.10.1** *Agua y sedimento.* Contenido de sólidos y agua presentes en el petróleo y sus derivados en forma de emulsión y que se mantienen fijos o pueden ser separados mediante procedimientos físico-químicos.

**3.10.2** *Apariencia.* Aspecto externo de un producto, el que se determina por comparación con un equipo estándar.

**3.10.3** *Apariencia visual.* Tonalidad amarilla (fluorescencia) de un producto en términos de su color y claridad, sin ayuda artificial.

(Continúa)

**3.10.4** *Contenido de cenizas.* Porcentaje de masa del residuo libre de carbón, luego de que ha sido sometido a combustión y pirólisis a 775 °C, determinada bajo condiciones normalizadas.

**3.10.5** *Corrosión a la lámina de cobre.* Método cualitativo que se utiliza para evaluar la tendencia de un producto a corroer.

**3.10.6** *Curva de destilación.* Representación gráfica de las temperaturas de vaporización registradas en función del porcentaje por masa o volumen de un producto destilado de petróleo.

**3.10.7** *Densidad de un líquido.* Es la masa contenida en la unidad de volumen y que es función de la temperatura. La temperatura de referencia normalizada para la comercialización del petróleo y sus derivados es 15,6°C (60°F), otras temperaturas de referencia pueden ser requeridas para metrología legal u otros propósitos especiales.

**3.10.8** *Densidad relativa.* Relación entre la densidad del producto considerado y la del producto estándar, determinada bajo condiciones normales. Ver nota 4.

**3.10.9** *Densidad relativa de líquidos.* Es la relación de la densidad de un líquido a la temperatura  $t_1$  y la densidad del agua pura a la temperatura  $t_2$ . Cuando se reporte la densidad relativa, las temperaturas  $t_1$  y  $t_2$  deben ser explícitamente expresadas; la temperatura de referencia normalizada es 15,6°C, se puede utilizar también los 20°C. Se puede utilizar otras temperaturas para  $t_1$ .

**3.10.10** *Densidad relativa de gases.* Es la relación de la densidad de un gas a la temperatura  $t_1$  y presión  $p_1$  y la densidad del aire seco a  $t_2$  y  $p_2$ . Los valores de  $t_2$  y  $p_2$  se especifican típicamente a 0°C y 101,325 kPa (en algunos países para la temperatura  $t_2$ , se especifica 15,6°C).

**3.10.11** *Densidad API.* Escala arbitraria relacionada con la densidad relativa del petróleo determinada a 15,6/15,6°C (60/60°F) y definida por la ecuación:

$$^{\circ}\text{API} = \frac{141,5}{\text{Densidad Relativa (15,6/15,6}^{\circ}\text{C)}}$$

**3.10.12** *Estabilidad térmica.* Capacidad de un producto derivado del petróleo a resistir la degradación química para mantener su estabilidad a altas temperaturas.

**3.10.13** *Estabilidad térmica de oxidación en combustibles de turbinas de gas.* Ensayo que se realiza para medir la tendencia de los combustibles de turbinas de gas a depositar productos de descomposición dentro del sistema de combustible.

**3.10.14** *Emulsibilidad.* Capacidad de un producto derivado del petróleo, para formar una emulsión con agua.

**3.10.15** *Fluido Newtoniano.* Aquel en que, a presión y temperatura constantes, su viscosidad permanece constante.

**3.10.16** *Fluido no Newtoniano.* Aquel en que, a presión y temperatura constantes, su viscosidad varía en función del tiempo.

**3.10.17** *Gomas.* Componentes poliméricos u oxigenados presentes en gasolinas o destilados medios solubles en el producto, bajo condiciones de almacenamiento y manipulación normales que se depositan por la evaporación.

NOTA 4. El término densidad relativa corresponde al término Specific Gravity del idioma inglés.

(Continúa)

**3.10.18** *Goma potencial.* Suma de las gomas solubles e insolubles después del envejecimiento acelerado, bajo condiciones de oxidación fuertes.

**3.10.19** *Goma existente.* Residuo de la evaporación del combustible de aviación o la fracción insoluble en heptano del residuo de evaporación de la gasolina de motor.

**3.10.20** *Gomas lavadas con solventes.* Residuo que permanece después de que los combustibles que no sean los de aviación han sido lavados con heptano.

**3.10.21** *Gomas no lavadas.* Residuo de la evaporación de combustibles que no sean los de aviación sin ningún tratamiento adicional.

**3.10.22** *Índice de cetano.* Medida aproximada del número de cetano de un combustible diesel (sin aditivo), calculado a partir de la densidad y la temperatura media de destilación.

**3.10.23** *Método Doctor.* Ensayo para detectar los compuestos de azufre, tales como sulfuro de hidrógeno o mercaptanos no coloreados u otros productos del petróleo ligeramente coloreados mediante óxido de sodio, en presencia de flor de azufre.

**3.10.24** *Método de encendido.* Ensayo para evaluar las propiedades de un queroseno, mediante el método de la lámpara bajo condiciones normalizadas.

**3.10.25** *Número de octano.* Es la medida de las características antidetonantes de las gasolinas, se expresa en función del porcentaje en volumen de iso-octano en una mezcla de iso-octano y n- heptano que tengan las mismas características antidetonantes de la gasolina que se está ensayando en un motor monocilíndrico estándar.

**3.10.26** *Numero de octano Research (RON) para combustibles de hasta 100 octanos.* Es el equivalente en porcentaje en volumen de iso-octano (patrón establecido de número de octano igual a 100,0 expresado con aproximación a la décima), contenido en una mezcla con n-heptano (patrón establecido de número de octano igual a 0,0), la cual reproduce la misma intensidad de detonación de la muestra de octanaje desconocido, cuando se comparen por este método.

**3.10.27** *Número de octano Research (RON), para combustibles de más 100 octanos.* Es el equivalente dado con aproximación a la décima, obtenido en base a la cantidad de tetraetilo de plomo requerida en el iso-octano para reproducir exactamente la intensidad de detonación de la muestra de octanaje desconocido, de acuerdo a una relación determinada en forma empírica.

**3.10.28** *Número de Octano Motor (MON).* Es el número de octano determinado por el método motor, bajo condiciones más severas de las empleadas en el método Research, o sea alta temperatura en la mezcla de entrada y relativamente altas revoluciones en el motor.

**3.10.29** *Número de cetano.* Valor convencional que expresa la medida del rendimiento de ignición del Diesel, que se obtiene de la comparación con combustibles de referencia, mediante equipos estandarizados.

**3.10.30** *Neutralización.* Proceso mediante el cual la condición de ácido o de base es llevada a pH7,0.

**3.10.31** *Número de basicidad.* Cantidad de ácido que se expresa en número equivalente de miligramos de HCl por gramo, que se requiere para titular los constituyentes alcalinos presentes en un gramo de muestra.

**3.10.32** *Número de acidez.* Cantidad de álcali que se expresa en miligramos de KOH por gramo, que se requiere para titular todos los constituyentes ácidos presentes en un gramo de muestra.

(Continúa)

**3.10.33** *Número de saponificación.* Miligramos de hidróxido de potasio que se consumen por gramo demuestra bajo condiciones normalizadas.

**3.10.34** *Número de bromo.* Masa en gramos de bromo que se combina con 100 gramos de muestra, se utiliza como un indicador del grado de insaturación bajo condiciones normales.

**3.10.35** *Número de iodo.* Masa en gramos de iodo que se combina con 100 gramos de muestra, se utiliza como un indicador del grado de insaturación bajo condiciones normalizadas.

**3.10.36** *Oxidación acelerada.* Ensayo de simulación mediante el cual se verifica los cambios químicos que pueden ocurrir en condiciones no adecuadas de almacenamiento y uso del producto.

**3.10.37** *Periodo de inducción.* Tiempo transcurrido entre el principio de la oxidación acelerada y un punto de rompimiento específico normalmente originado por el incremento definitivo de la adsorción de oxígeno.

**3.10.38** *Porcentaje recuperado.* Volumen de condensado determinado en el cilindro graduado de recepción (probeta), se expresa como porcentaje del volumen de carga, en función de una temperatura de lectura simultánea.

**3.10.39** *Porcentaje evaporado.* Suma de los porcentajes, recogido y perdido, durante una destilación llevada a cabo bajo condiciones normalizadas.

**3.10.40** *Porcentaje total recuperado.* Suma de los porcentajes recogido y del residuo obtenido en el cilindro, durante una destilación llevada a cabo bajo condiciones normalizadas.

**3.10.41** *Porcentaje de pérdida.* La diferencia entre 100 y el porcentaje total recogido, durante una destilación llevada a cabo bajo condiciones normalizadas.

**3.10.42** *Presión de vapor.* Fuerza por unidad de área ejercida por los vapores que emite cualquier producto derivado del petróleo en un equipo especificado bajo condiciones normalizadas.

**3.10.43** *Presión de vapor Reid.* Presión absoluta que ejercen los vapores de un líquido, bajo determinadas condiciones de temperatura para la realización del ensayo de la relación vapor/líquido y aire de saturación, definida por el equipo Reid y procedimientos de ensayos especificados.

**3.10.44** *Prueba de corrosión.* Método para evaluar las propiedades de corrosividad de los productos de petróleo, sobre los metales.

**3.10.45** *Punto inicial de destilación.* Temperatura determinada (corregida a 0°C y 101,325 kPa) en el momento en que la primera gota de destilado desciende del extremo del condensador.

**3.10.46** *Punto final de destilación.* Temperatura máxima determinada (corregida a 0°C y 101,325 kPa) al momento en que la última gota del condensado desciende desde el extremo del condensador.

**3.10.47** *Punto seco.* Temperatura que se registra (corregida a 0°C y 101,325 kPa) en el momento en que la última gota del líquido se evapora en el fondo del balón, durante una destilación llevada a cabo bajo condiciones normalizadas.

**3.10.48** *Punto de ruptura térmica (craqueo).* Corresponde a la temperatura de lectura determinada, que coincide con la primera indicación del craqueo térmico del líquido en el balón, durante una destilación llevada a cabo bajo condiciones normalizadas.

(Continúa)

**3.10.49** *Punto de inflamación.* Temperatura mínima a la cual un combustible líquido debe ser calentado para que emita vapores que se combuscionen simultáneamente en presencia de una llama bajo condiciones normalizadas.

**3.10.50** *Punto de fuego.* Temperatura mínima a la cual un producto de petróleo se enciende y continúa así durante un tiempo determinado cuando se acerca una llama a su superficie bajo condiciones normalizadas.

**3.10.51** *Punto de anilina.* Temperatura mínima de miscibilidad para una muestra compuesta de volúmenes iguales de anilina y de la muestra.

**3.10.52** *Punto de anilina mixto.* Temperatura mínima de miscibilidad para una muestra compuesta de dos volúmenes de anilina y un volumen de n-heptano de pureza específica.

**3.10.53** *Punto de ebullición.* Temperatura a la cual un combustible líquido hierve bajo condiciones normales.

**3.10.54** *Punto de congelación.* Temperatura mínima a la cual un combustible líquido se solidifica.

**3.10.55** *Punto de escurrimiento.* Temperatura mínima a la cual un combustible líquido, comienza a fluir.

**3.10.56** *Punto de nube.* Temperatura a la cual un combustible líquido claro y limpio se torna turbio por la aparición de cristales de parafina durante el ensayo.

**3.10.57** *Punto de burbuja.* Temperatura a la cual las primeras burbujas aparecen en el cuerpo de la mezcla.

**3.10.58** *Punto de floculación.* Temperatura mínima de compatibilidad de determinados productos derivados del petróleo, con fluidos refrigerantes.

**3.10.59** *Punto de escurrimiento de reversión.* Variación del punto de escurrimiento generalmente creciente que resulta de la inversión del calentamiento a enfriamiento del producto especificado para verificar la modificación de la estructura de los cristales de la cera.

**3.10.60** *Punto de humo.* Altura máxima (mm) de la llama que se obtiene sin formación de humo, cuando un destilado de petróleo se enciende en una lámpara de ensayo bajo condiciones normalizadas.

**3.10.61** *Rango de destilación.* Variación de la temperatura que caracteriza a una fracción de destilación por medio de sus puntos de ebullición inicial y final determinada mediante procedimientos normalizados.

**3.10.62** *Temperatura de autoignición.* Temperatura de ignición espontánea de un producto derivado del petróleo en ausencia de una llama.

**3.10.63** *Viscosidad.* Propiedad fisicoquímica de los fluidos que cuantifica la resistencia al desplazarse una capa de éstos con respecto a otra.

**3.10.64** *Viscosidad dinámica.* Relación entre el esfuerzo de corte aplicado y la variación de la velocidad.

**3.10.65** *Viscosidad cinemática.* Relación entre la viscosidad dinámica y la densidad del líquido a la temperatura de determinación de la viscosidad.

**3.10.66** *Viscosidad aparente.* Término que se utiliza para definir la viscosidad de los fluidos no Newtonianos.

(Continúa)

**3.10.67 Volumen recuperado.** Cantidad máxima recogida, durante una destilación llevada a cabo bajo condiciones normalizadas.

### **3.11 Propiedades de asfaltos y productos asfálticos aglutinantes.**

**3.11.1 Susceptibilidad térmica.** Propiedad de un aglutinante bituminoso que define las modificaciones en las características fisicoquímicas en función de la temperatura.

**3.11.2 Ductilidad.** Propiedades de un aglutinante bituminoso que se determina considerando la máxima elongación mediante el estiramiento de una muestra de ensayo antes de su rompimiento.

**3.11.3 Índice de penetración.** Número que define el cambio de la penetración del asfalto por el incremento de temperatura.

**3.11.4 Método de la dureza resistente.** Ensayo para determinar el efecto combinado de calor y aire sobre una película delgada de aglutinantes asfálticos.

**3.11.5 Seudo viscosidad.** Término que se utiliza para definir la viscosidad de asfaltos y emulsiones bituminosas bajo condiciones normalizadas.

**3.11.6 Adhesividad.** Medida del grado de afinidad de los aglutinantes bituminosos con un agregado de referencia bajo condiciones normalizadas.

**3.11.7 Cohesividad.** Propiedad de los aglutinantes bituminosos que cuantifica la resistencia a la ruptura.

### **3.12 Propiedades de los lubricantes.**

**3.12.1 Residuo de carbón.** Remanente que permanece luego de la descomposición térmica de un producto bajo un limitado suministro de oxígeno (aire).

**3.12.2 Sustancias que se carbonizan en ceras y aceites blancos.** Impurezas a veces presentes en cantidades mínimas como ceras y aceites blancos, susceptibles al ataque por medio de ácido sulfúrico concentrado, el cual da origen a la formación de residuos de coloración amarilla pardusca de intensidad variable.

**3.12.3 Índice de viscosidad.** Número de una escala convencional que se utiliza para caracterizar la variación de la viscosidad de un aceite en relación con la temperatura.

**3.12.4 Ensayo de demulsibilidad.** Ensayo que se realiza para medir la tendencia de una emulsión de aceite y agua a ser separadas en dos fases las que se llevan a cabo bajo condiciones normalizadas.

**3.12.5 Tiempo de desaeración de aceites de turbina y aceites hidráulicos.** Caracterización de la capacidad de un producto a liberar burbujas de aire que se encuentran dispersas en el tanque bajo condiciones normalizadas.

**3.12.6 Lubricidad.** Capacidad de un producto a reducir el desgaste y la fricción que se relacionan con propiedades puramente viscosas.

### **3.13 Propiedades de productos sólidos y semisólidos.**

**3.13.1 Penetración.** Profundidad hasta la cual ingresa un objeto, cono o coello normalizado, en una porción interior de una muestra bajo condiciones normalizadas.

**3.13.2 Punto de gota.** Temperatura a la cual un producto sólido o semisólido derivado del petróleo adquiere cierta fluidez durante la realización de un ensayo bajo condiciones normalizadas.

(Continúa)

**3.13.3 Punto de fusión mediante la curva de enfriamiento.** Temperatura a la cual una cera fundida de petróleo evidencia una primera distorsión en su curva de enfriamiento a medida que la temperatura continúa descendiendo bajo condiciones normalizadas.

**3.13.4 Punto de gota fundido.** Temperatura a la cual una cera de petróleo o petrolato se vuelve bajo condiciones normales lo suficientemente fluida, como para gotear desde el bulbo de un termómetro previamente cubierto con este.

**3.13.5 Punto de congelación.** Temperatura a la cual una cera fundida de petróleo deja de fluir, la que se determina mediante ensayos realizados bajo condiciones normalizadas.

### **3.14 Aditivos**

**3.14.1 Aditivos.** Mezcla de compuestos químicos que se incorporan a un producto específico durante el proceso de fabricación, comercialización y uso para mejorar una o más de sus características, que permitan el mejor desempeño y rendimiento del producto aditivado.

**3.14.2 Aditivos antidetonantes.** Aquellos que reducen la tendencia de la gasolina a detonar.

**3.14.3 Aditivos colorantes.** Aquellos que se utilizan para dar color a un producto específico, ya sea por razones de identificación comercial o representación.

**3.14.4 Aditivos antioxidantes.** Aquellos que inhiben las reacciones químicas de oxidación (degradación) de un producto específico.

**3.14.5 Aditivos inhibidores de corrosión.** Aquellos que se incorporan a un producto para evitar o reducir problemas de corrosión en sistemas de transporte o almacenamiento, causados por el mismo producto o por medios acuosos.

**3.14.6 Aditivos mejoradores de combustión.** Aquellos que se incorporan a un combustible para reducir los niveles de emisiones provocados antes, durante y después de la combustión de este.

**3.14.7 Aditivos multifuncionales.** Aquellos que se incorporan a un producto para mejorar una o más de sus características, mediante el uso de una molécula multifuncional.

**3.14.8 Aditivos lubricantes.** Aquellos que permiten mejorar las características de viscosidad y detergencia de un lubricante mineral o sintético.

### **3.15 Polímeros**

**3.15.1 Polímeros.** Substancias cuyas moléculas se encuentran constituidas por la unión consecutiva de otras moléculas más pequeñas llamadas monómeros, algunas de éstas son de carácter natural, como el almidón y la celulosa, las proteínas y los ácidos nucleótidos; existen otras de origen sintético, como el polietileno, el nylon, el teflón, entre otros.

**3.15.2 Clasificación.** Según el tipo de reacción los polímeros pueden ser de adición o condensación.

**3.15.2.1 Polímeros de adición.** Aquellos que se obtienen de la unión directa de las unidades monoméricas que la constituyen, presentan algún tipo de insaturación tal como ocurre en los hidrocarburos olefinicos.

**3.15.2.2 Polímeros de condensación.** Aquellos que se obtienen de la unión directa de las unidades monoméricas que la constituyen, presentan eliminación simultánea de una pequeña molécula, tal como agua, metanol, amoníaco, entre otros.

(Continúa)

**3.16 Misceláneos.****3.16.1 Términos generales**

**3.16.1.1** *Arena impregnada de petróleo.* Depósitos impregnados de petróleo denso y viscoso.

**3.16.1.2** *Alije.* Trasvase y transporte de hidrocarburos en forma parcial o total de un buque a otro buque.

**3.16.1.3** *Antidetonante.* Compuestos orgánico-metálicos que se adicionan en pequeñas proporciones al combustible para elevar su poder antidetonante.

**3.16.1.4** *Catálisis.* Parte de la química que estudia las reacciones en donde intervienen catalizadores.

**3.16.1.5** *Catalizador.* Sustancia que modifica la energía de activación de un sistema reaccionante que se manifiesta en el incremento o decremento de la velocidad de reacción.

**3.16.1.6** *Convertidor catalítico.* Dispositivo (reactor catalítico) multitubular de flujo continuo en cuyas superficies se encuentran impregnadas sustancias catalíticas que modifican a los gases provenientes de la combustión de automotores.

**3.16.1.7** *Detonación.* Explosión instantánea del gas final antes que el frente de la llama (que se encuentra en la mezcla de combustible y aire que se quema) haya podido completar la combustión de manera normal en un motor, tiene relación con la naturaleza química del combustible.

**3.16.1.8** *Derrame de hidrocarburos (petróleo o combustible).* Escape de hidrocarburos de un pozo, líneas de transporte, tanques de almacenamiento o buques tanques, que se producen por causas operacionales imprevistas o por causas naturales, hacia los diversos cuerpos de agua y suelo.

**3.16.1.9** *Diluyente.* Fluido que se añade a otro para aumentar el volumen y reducir la viscosidad.

**3.16.1.10** *Inmisión.* Materiales o sustancias sólidas, líquidas o gaseosas, provenientes de una posible fuente de contaminación, que se reciben en el ambiente, sea en aguas, o suelos o en la atmósfera.

**3.16.1.11** *Incineración.* Proceso mediante el cual se controla los factores de temperatura y oxigenación para quemar desechos sólidos y líquidos. Se le considera como un método de eliminación de residuos, porque transforma su fracción combustible en materias inertes y gases.

**3.16.1.12** *Mejorador de flujo.* Sustancia que se añade en pequeñas cantidades a un fluido para facilitar su transporte.

**3.16.1.13** *Oleoducto.* Son las tuberías que sirven para transportar petróleo crudo, el que contiene un mínimo de impurezas.

**3.16.1.14** *Poliducto.* Sistema de equipos, tuberías y accesorios, específicamente diseñados y construidos para transportar refinados de petróleo.

**3.16.1.15** *Proceso catalítico.* Ver numeral 3.4.6

**3.16.1.16** *Reformación.* Conversión térmica o catalítica de naftas en productos de más alto octanaje, representa el efecto total de muchas reacciones tales como craqueo, polimerización, deshidrogenación e isomerización, todas a un mismo tiempo.

**3.16.1.17** *Trasiego.* Proceso de pasar un líquido de un lugar a otro.

(Continúa)

**3.16.1.18 TPH.** Siglas del idioma inglés que significa total de hidrocarburos de petróleo solubles o recuperables en ciertos solventes; es sinónimo de hidrocarburos minerales.

**3.16.1.19 Ullage.** Anglicismo que significa medidas a bordo.

### **3.16.2 Términos ambientales**

**3.16.2.1 Ecosistema.** Unidad básica de integración organismo-ambiente constituida por un conjuntocomplejo y dinámico, caracterizado por un substrato material (suelo, agua, etc.) con ciertos factores físicoquímicos (temperatura, iluminación, etc), los organismos que viven en ese espacio, y las interacciones entre todos ellos en una área dada.

**3.16.2.2 Ambiente.** Sistema global constituido por elementos naturales y artificiales, físicos, químicos o biológicos, socioculturales y sus interacciones en permanente modificación por la naturaleza o la acción humana que rige la existencia y desarrollo de la vida en sus diversas manifestaciones.

**3.16.2.3 Auditoria ambiental.** Análisis, apreciación y verificación de la situación ambiental y del impacto de una empresa o proyecto determinado sobre el medio ambiente y el manejo sustentable de los recursos naturales, verificando además, el cumplimiento de las leyes y regulaciones ambientales y del Plan de Manejo Ambiental.

**3.16.2.4 Calidad ambiental.** Característica del ambiente que tiene por objeto prevenir, limitar y evitar actividades que generen efectos nocivos y peligrosos para la salud humana o que causen su deterioro y el de los recursos naturales.

**3.16.2.5 Contaminación.** Proceso por el cual un ecosistema se altera debido a la introducción por parte del hombre de elementos, sustancias y/o energía en el ambiente hasta un grado capaz de perjudicar su salud, atentar contra los sistemas ecológicos y organismos vivientes, deteriorar la estructura y características del ambiente o dificultar el aprovechamiento racional de los recursos naturales.

**3.16.2.6 Control ambiental.** Vigilancia y seguimiento periódico y sistemático sobre el desarrollo y la calidad de procesos, comprobando que se ajusten a un modelo preestablecido.

**3.16.2.7 Costo ambiental.** Gastos necesarios para la protección, conservación, mejoramiento y rehabilitación del ambiente.

**3.16.2.8 Daño ambiental.** Es toda pérdida, disminución, detrimento o menoscabo significativo de las condiciones preexistentes en el ambiente o en uno de sus componentes que afecta el funcionamiento del ecosistema o la renovabilidad de sus recursos.

**3.16.2.9 Descarga hídrica.** Vertido de agua residual o de líquidos contaminantes al ambiente durante un período determinado o permanente.

**3.16.2.10 Disposición final.** Forma y/o sitio de almacenamiento definitivo o bien forma de destrucción de desechos.

**3.16.2.11 Efluente.** Desecho con o sin tratamiento previo que fluye al exterior, por lo general constituyen descargas líquidas hacia cuerpos de aguas superficiales.

**3.16.2.12 Emisión.** Descarga de contaminantes hacia la atmósfera.

**3.16.2.13 Evaluación del impacto ambiental.** Procedimiento administrativo de carácter técnico que tiene por objeto determinar la viabilidad ambiental de un proyecto, obra o actividad pública o privada, consta de dos fases: el estudio del impacto ambiental y la declaratoria de impacto ambiental.

(Continúa)

**3.16.2.14** *Gestión ambiental.* Conjunto de políticas, estrategias, normas, actividades operativas y administrativas de planeamiento, financiamiento y control estrechamente vinculadas y orientadas a lograr la máxima racionalidad en los procesos de conservación y protección del medio ambiente para garantizar el desarrollo sustentable, ejecutadas por el estado y la sociedad.

**3.16.2.15** *Impacto ambiental.* Alteración positiva o negativa del ambiente, provocada directa o indirectamente por un proyecto o actividad en una área determinada.

**3.16.2.16** *Licencia ambiental.* Autorización que otorga la autoridad competente a una persona natural o jurídica para la ejecución de un proyecto, obra o actividad, en ella se establecen los requisitos, obligaciones y condiciones que el beneficiario debe cumplir para prevenir, mitigar o corregir los efectos indeseables que el proyecto, obra o actividad autorizada pueda causar al ambiente.

**3.16.2.17** *Protección ambiental.* Conjunto de políticas, planes, programas, normas y acciones destinadas a prevenir y controlar el deterioro del ambiente, incluye tres aspectos: conservación del medio natural, prevención y control de la contaminación ambiental y manejo sustentable de los recursos naturales.

**3.16.2.18** *Rehabilitación ambiental (remediación ambiental, reparación ambiental, restauración ambiental).* Conjunto de acciones y técnicas con el objeto de restaurar las condiciones ambientales originales o mejoradas sustancialmente en sitios contaminados y/o degradados como consecuencia de actividades humanas.

## APENDICE Z

### Z.1 DOCUMENTOS NORMATIVOS A CONSULTAR

Norma Técnica Ecuatoriana NTE INEN 917:1983	<i>Materiales bituminosos. Determinación de la penetración.</i>
Norma Técnica Ecuatoriana NTE INEN 1983:1994	<i>Productos derivados del Petróleo. Fuel Oil. Requisitos</i>
Norma Técnica Ecuatoriana NTE INEN 2060:1996	<i>Productos derivados del Petróleo. Cementos asfálticos. Requisitos</i>
Norma Técnica Ecuatoriana NTE INEN 2069:1996	<i>Productos derivados del Petróleo. Jet Fuel Oil JP4. Requisitos</i>
Norma Técnica Ecuatoriana NTE INEN 2070:1996	<i>Productos derivados del Petróleo. Jet A-1 . Requisitos</i>
Norma Técnica Ecuatoriana NTE INEN 2102:2001	<i>Derivados del Petróleo. Gasolina. Determinación de las características antidetonantes. Método Research (RON).</i>
Norma Técnica Ecuatoriana NTE INEN 2253:2001	<i>Derivados del Petróleo. Naftas industriales. Requisitos.</i>

### Z.2 BASE DE ESTUDIO

Norma Internacional ISO 1998-1 *Petroleum Industry. Terminology, part 1: Raw Materials and products*. International Organization for Standardization, Geneve, 1998.

Norma Internacional ISO 1998-1 *Petroleum Industry. Terminology, part 2: Properties and Test*. International Organization for Standardization, Geneve, 1998.

Norma española UNE 51-006-78 *Industria Petrolífera, Vocabulario Parte I*, Instituto Nacional de Racionalización y Normalización (IRANOR), Madrid, 1978.

Norma española UNE 51-006-80 *Industria Petrolífera, Parte II Vocabulario Parte II*, Instituto Nacional de Racionalización y Normalización (IRANOR), Madrid, 1980.

*Glosario de la Industria Petrolera, Dirección General de Hidrocarburos*, Ministerio de Recursos Naturales y Energéticos, Quito, 1980.

*Glosario de la Industria Petrolera*, Petroproducción, filial de Petroecuador, Quito, 2001.

*Reglamento Sustitutivo del Reglamento Ambiental para las Operaciones Hidrocarburíferas en el Ecuador*. Registro Oficial No 265 del 13 de febrero del 2001, Quito.





# **INSTITUTO ECUATORIANO DE NORMALIZACIÓN**

Quito - Ecuador

---

---

**NORMA TÉCNICA ECUATORIANA**

**NTE INEN 935:2010**  
**Séptima Revisión**

---

---

## **GASOLINA. REQUISITOS.**

### **Primera Edición**

GASOLINE. REQUIREMENTS.

First Edition

---

DESCRIPTORES: Productos del petróleo, combustibles líquidos, gasolina, requisitos. PE 02.02-402  
CDU: 662.753.12:621.443:629.113  
CIU: 3530  
ICS: 75.160.20

<p><b>Norma Técnica Ecuatoriana Obligatoria</b></p>	<p><b>GASOLINA. REQUISITOS.</b></p>	<p><b>NTE INEN 935:2010 Séptima revisión 2010-01</b></p>
<p style="text-align: center;"><b>1. OBJETO</b></p> <p>1.1 Esta norma establece los requisitos que debe cumplir la gasolina destinada al uso en motores de ciclo de Otto.</p> <p style="text-align: center;"><b>2. ALCANCE</b></p> <p>2.1 Esta norma se aplica a las gasolinas que se comercializan en el país, sean de producción nacional o importada, exceptuando la de aviación.</p> <p style="text-align: center;"><b>3. DEFINICIONES</b></p> <p>3.1 Para los efectos de esta norma, se adoptan las definiciones contempladas en la NTE INEN 2 341 y las que a continuación se detallan:</p> <p>3.1.1 <i>Gasolina.</i> Mezcla de hidrocarburos relativamente volátiles, libres de agua, sedimento y material sólido en suspensión.</p> <p>3.1.2 <i>Gasolina oxigenada.</i> Mezcla de carburantes constituida por una fracción de derivado de petróleo de carácter volátil con un compuesto líquido que en su molécula contiene oxígeno y en proporciones especificadas; destinada a utilizarse como combustible para motores de ciclo de Otto.</p> <p>3.1.3 <i>Número de octano.</i> Es una medida de las características antidetonantes de las gasolinas.</p> <p>3.1.4 <i>RON.</i> Siglas del idioma inglés (Research Octane Number) que identifica al método para cuantificar el número de octano de una gasolina, mediante el procedimiento normalizado, conocido como “Research”.</p> <p>3.1.5 <i>MON.</i> Siglas del idioma inglés (Motor Octane Number) que identifica al método para cuantificar el número de octano de una gasolina, mediante el procedimiento normalizado, conocido como “Motor”.</p> <p>3.1.6 <i>Índice antidetonante (IAD).</i> Conocido también como índice de octano. Es la semisuma del número de octano obtenido por el método Research (RON) y el número de octano obtenido por el método Motor (MON).</p> $IAD = \frac{MON + RON}{2}$ <p style="text-align: center;"><b>4. CLASIFICACIÓN</b></p> <p>4.1 Las gasolinas de acuerdo con su octanaje se clasifican en dos tipos:</p> <p>4.1.1 <i>Gasolina extra.</i></p> <p>4.1.2 <i>Gasolina súper.</i></p> <p style="text-align: right;"><i>(Continúa)</i></p> <hr/> <p>DESCRIPTORES: Productos del petróleo, combustibles líquidos, gasolina, requisitos.</p>		

## 5. DISPOSICIONES GENERALES

5.1 El producto observado a simple vista debe ser límpido, exento de agua y de materiales en suspensión.

5.2 A las gasolinas no se deben agregar aditivos mejoradores de octanaje orgánicos metálicos que contengan hierro, manganeso y plomo.

## 6. REQUISITOS

### 6.1 Requisitos específicos

6.1.1 La gasolina extra debe cumplir con los requisitos establecidos en la tabla 1.

TABLA 1. Requisitos de la gasolina extra

REQUISITOS	UNIDAD	Mínimo	Máximo	Método de ensayo
Número de octano Research	RON *	81,0	--	NTE INEN 2 102
Destilación :				NTE INEN 926
10%	°C	--	70	
50%	°C	77	121	
90%	°C	--	189	
Punto final	°C	--	215	
residuo de destilación $\square_r$	%	--	2	
Relación vapor – líquido, a 60°C ,V/L	--	--	20	NTE INEN 932 ASTM D 5188
Presión de vapor	kPa <sup>A</sup>	--	56 <sup>B</sup>	NTE INEN 928 <sup>C</sup> ASTM D 4953 ASTM D 5191 <sup>D</sup>
Corrosión a la lámina de cobre(3 h a 50°C)	--	--	1	NTE INEN 927
Contenido de gomas	mg/100 cm <sup>3</sup>	--	3,0	NTE INEN 933
Contenido de azufre, W <sub>s</sub>	%	--	0,075	NTE INEN 929 ASTM D 4294 <sup>D</sup>
Contenido de aromáticos, $\square_a$	%	--	30,0	NTE INEN 2 252 <sup>D</sup> ASTM D 6730
Contenido de benceno, $\square_b$	%	--	1,0	ASTM D 3606 <sup>C</sup> ASTM D 5580 <sup>D</sup> ASTM D 6277
Contenido de olefinas, $\square_o$	%	--	18,0	NTE INEN 2 252 <sup>D</sup> ASTM D 6730
Estabilidad a la oxidación	mín	240	--	NTE INEN 934
Contenido de oxígeno, w <sub>o2</sub>	%	--	2,7 <sup>E</sup>	ASTM D 4815 <sup>D</sup> ASTM D 5845
Contenido de plomo	mg/l	--	Ver notas <sup>F</sup> y <sup>G</sup>	ASTM D 3237 ASTM D 5185
Contenido de manganeso	mg/l	--	Ver notas <sup>F</sup> y <sup>H</sup>	ASTM D 3831 ASTM D 5185
Contenido de hierro	mg/l	--	Ver notas <sup>F</sup> y <sup>I</sup>	ASTM D 5185

<sup>A</sup> 1 kPa  $\square$  0,01 kgf/cm<sup>2</sup>  $\square$  0,10 N/cm<sup>2</sup>  $\square$  0,145 kgf/pul<sup>2</sup>.  
<sup>B</sup> En el caso que las gasolinas contengan etanol anhidro la presión de vapor puede llegar hasta 62 kPa.  
<sup>C</sup> Método de ensayo utilizado para combustible gasolina sin etanol.  
<sup>D</sup> Este método es considerado el método dirimente para los casos de arbitraje o peritación.  
<sup>E</sup> El equivalente en masa de etanol anhidro agregado a la mezcla.  
<sup>F</sup> Sin adición intencional.  
<sup>G</sup> No detectable de acuerdo al método de ensayo ASTM D 3237.<sup>H</sup> No detectable de acuerdo al método de ensayo ASTM D 3831.<sup>I</sup> No detectable de acuerdo al método de ensayo ASTM D 5185.  
\* No existe unidad del SI

(Continúa)

6.1.2 La gasolina Súper debe cumplir con los requisitos establecidos en la tabla 2.

**TABLA 2. Requisitos de la gasolina súper**

REQUISITOS	UNIDAD	MÍNIMO	MÁXIMO	MÉTODO DE ENSAYO
Número de octano Research	RON *	90,0	--	NTE INEN 2 102
Destilación :				NTE INEN 926
10%	°C	--	70	
50%	°C	77	121	
90%	°C	--	190	
Punto final	°C	--	220	
residuo de destilación $\square_r$	%	--	2	
Relación vapor – líquido, a 60°C,V/L	--	--	20	NTE INEN 932 ASMT D 5188
Presión de vapor	kPa <sup>A</sup>	--	56 <sup>B</sup>	NTE INEN 928 <sup>C</sup> ASTM D 4953 ASTM D 5191 <sup>D</sup>
Corrosión a la lámina de cobre (3h a 50°C)	--	--	1	NTE INEN 927
Contenido de gomas	mg/100 cm <sup>3</sup>	--	4,0	NTE INEN 933
Contenido de azufre, W <sub>s</sub>	%	--	0,1	NTE INEN 929 ASTM D 4294 <sup>D</sup>
Contenido de aromáticos, $\square_a$	%	--	35,0	NTE INEN 2 252 <sup>D</sup> ASTM D 6730
Contenido de benceno, $\square_b$	%	--	2,0	ASTM D 3606 <sup>C</sup> ASTM D 5580 <sup>D</sup> ASTM D 6277
Contenido de olefinas, $\square_o$	%	--	25,0	NTE INEN 2 252 <sup>D</sup> ASTM D 6730
Estabilidad a la oxidación	mín.	240	--	NTE INEN 934
Contenido de oxígeno, W <sub>o2</sub>	%		2,7 <sup>E</sup>	ASTM D 4815 <sup>D</sup> ASTM D 5845
Contenido de plomo	mg/l	--	Ver notas <sup>F</sup> y <sup>G</sup>	ASTM D 3237 ASTM D 5185
Contenido de manganeso	mg/l	--	Ver notas <sup>F</sup> y <sup>H</sup>	ASTM D 3831 ASTM D 5185
Contenido de hierro	mg/l	--	Ver notas <sup>F</sup> y <sup>I</sup>	ASTM D 5185

<sup>A</sup> 1 kPa  $\square$  0,01 kgf/cm<sup>2</sup>  $\square$  0,10 N/cm<sup>2</sup>  $\square$  0,145 kgf/pul<sup>2</sup>.  
<sup>B</sup> En el caso que las gasolinas contengan etanol anhidro la presión de vapor puede llegar hasta 62 kPa.  
<sup>C</sup> Método de ensayo utilizado para combustible gasolina sin etanol.  
<sup>D</sup> Este método es considerado el método dirimente para los casos de arbitraje o peritación.  
<sup>E</sup> El equivalente en masa de etanol anhidro agregado a la mezcla.  
<sup>F</sup> Sin adición intencional.  
<sup>G</sup> No detectable de acuerdo al método de ensayo ASTM D 3237.<sup>H</sup> No detectable de acuerdo al método de ensayo ASTM D 3831.<sup>I</sup> No detectable de acuerdo al método de ensayo ASTM D 5185.  
\* No existe unidad del SI

## 6.2 Requisitos complementarios

6.2.1 El transporte, almacenamiento y manejo de la gasolina debe realizarse de conformidad con lo establecido en la NTE INEN 2 266, el Reglamento de Seguridad y operación para el transporte de combustibles en el Ecuador, el Reglamento para autorización de actividades de comercialización de combustibles líquidos derivados de petróleo. El Reglamento para ejecutar las actividades de almacenamiento, transporte, comercialización y venta al público de los derivados del petróleo.

6.2.2 La comercialización debe realizarse en m<sup>3</sup>, sus múltiplos y submúltiplos (litros), de acuerdo a lo dispuesto en la Ley 2007-76 del Sistema Ecuatoriano de la Calidad.

(Continúa)

**6.2.3** Tanto el productor como el comercializador debe cumplir con lo establecido en el Reglamento Sustitutivo al Reglamento Ambiental para Operaciones Hidrocarburíferas en el Ecuador (RAOHE, Decreto Ejecutivo 1215) y lo establecido en el Texto Unificado de Legislación Ambiental Secundaria (TULAS).

## 7. INSPECCIÓN

**7.1** La toma, almacenamiento y transporte de muestras, para la inspección de calidad debe realizarse de acuerdo a lo dispuesto en la NTE INEN 2 336.

**7.2 Muestreo.** El muestreo, inspección y recepción debe realizarse de acuerdo a la NTE INEN 930.

### 7.3 Aceptación o rechazo

**7.3.1** En la muestra extraída debe efectuarse los ensayos indicados en el numeral 6.1 de esta norma.

**7.3.2** Si la muestra ensayada no cumple con uno o más de los requisitos establecidos en el numeral 6.1 de esta norma, debe rechazarse el lote correspondiente.

## APÉNDICE Z

### Z.1 DOCUMENTOS NORMATIVOS A CONSULTAR

Norma Técnica Ecuatoriana NTE INEN 926	<i>Productos de petróleo. Ensayo de destilación.</i>
Norma Técnica Ecuatoriana NTE INEN 927	<i>Productos de petróleo. Determinación de la corrosión sobre la lámina de cobre.</i>
Norma Técnica Ecuatoriana NTE INEN 928	<i>Productos de petróleo. Determinación de la presión de vapor Reid.</i>
Norma Técnica Ecuatoriana NTE INEN 929	<i>Productos de petróleo. Determinación del contenido de azufre. Método de la lámpara.</i>
Norma Técnica Ecuatoriana NTE INEN 930	<i>Petróleo crudo y sus derivados. Muestreo.</i>
Norma Técnica Ecuatoriana NTE INEN 932	<i>Gasolina. Determinación de la relación vapor - líquido.</i>
Norma Técnica Ecuatoriana NTE INEN 933	<i>Gasolinas. Determinación del contenido de gomas.</i>
Norma Técnica Ecuatoriana NTE INEN 934	<i>Gasolinas. Determinación de la estabilidad a la oxidación de la gasolina. Método del período de inducción</i>
Norma Técnica Ecuatoriana NTE INEN 2 102	<i>Derivados del petróleo. Gasolina. Determinación de las características antidetonantes. Método Research (RON).</i>
Norma Técnica Ecuatoriana NTE INEN 2 252	<i>Productos derivados del petróleo. Determinación del tipo de hidrocarburos de concentraciones especificadas en productos líquidos de petróleo mediante el indicador de adsorción fluorescente.</i>
Norma Técnica Ecuatoriana NTE INEN 2 266	<i>Transporte, almacenamiento y manejo de productos químicos peligrosos. Requisitos.</i>
Norma Técnica Ecuatoriana NTE INEN 2 478	<i>Etanol anhidro grado carburante. Requisitos.</i>
Norma Técnica Ecuatoriana NTE INEN 2 336	<i>Productos derivados del petróleo. Procedimiento para la inspección de calidad de los derivados del petróleo.</i>
Norma ASTM D 3237	<i>Standard Test Method for Lead in Gasoline by Atomic Absorption Spectroscopy</i>
Norma ASTM D 3606	<i>Standard Test Method for Determination of Benzene and Toluene in Finished Motor and Aviation Gasoline by Gas Chromatography</i>
Norma ASTM D 3831	<i>Standard Test Method for Manganese in Gasoline by Atomic Absorption Spectroscopy</i>
Norma ASTM D 4294	<i>Test Method for Sulfur in Petroleum Products by Wavelength Dispersive X-ray Fluorescence Spectrometry</i>
Norma ASTM D 4815	<i>Standard Test Method for Determination of MTBE, ETBE, TAME, DIPE, tertiary-Amyl Alcohol and C<sub>1</sub> to C<sub>4</sub> Alcohols in Gasoline by Gas Chromatography</i>
Norma ASTM D 4953	<i>Standard Test Method for Vapor Pressure of Gasoline and Gasoline-Oxygenate Blends (Dry Method)</i>
Norma ASTM D 5185	<i>Standard Test Method for Determination of Additive Elements, Wear Metals, and Contaminants in Used Lubricating Oils and Determination of Selected Elements in Base Oils by Inductively Coupled Plasma Atomic Emission Spectrometry (ICP-AES)</i>

(Continúa)

Norma ASTM D 5188	<i>Standard Test Method for Vapor-Liquid Ratio Temperature Determination of Fuels (Evacuated Chamber Method)</i>
Norma ASTM D 5191	<i>Standard Test Method for Vapor Pressure of Petroleum Products (Mini Method)</i>
Norma ASTM D 5580	<i>Standard Test Method for Determination of Benzene, Toluene, Ethylbenzene, p/m-Xylene, o-Xylene, C9 and Heavier Aromatics, and Total Aromatics in Finished Gasoline by Gas Chromatography</i>
Norma ASTM D 5845	<i>Standard Test Method for Determination of MTBE, ETBE, TAME, DIPE, Methanol, Ethanol and tert-Butanol in Gasoline by Infrared Spectroscopy</i>
Norma ASTM D 6277	<i>Standard Test Method for Determination of Benzene in Spark-Ignition Engine Fuels Using Mid Infrared Spectroscopy</i>
Norma ASTM D 6730	<i>Standard Test Method for Determination of Individual Components in Spark Ignition Engine Fuels by 100–Metre Capillary (with Precolumn) High-Resolution Gas Chromatography</i>
Ley 2007-76, Registro Oficial No. 26 del 22 de febrero del 2007.	<i>Sistema Ecuatoriano de la Calidad</i>
Acuerdo Ministerial No. 184, Registro Oficial No. 135 del 24 de febrero de 1999.	<i>Reglamento de Seguridad y Operación para el transporte de combustibles en el Ecuador</i>
Decreto Ejecutivo 2024, Registro Oficial Suplemento No. 445 del 1 de noviembre del 2001	<i>Reglamento para autorización de actividades de comercialización de combustibles líquidos derivados de petróleo</i>
Decreto Ejecutivo 407, Registro Oficial No. 90 del 26 de Agosto del 2005	<i>Comercialización y distribución de combustibles líquidos derivados de hidrocarburos y gas licuado de petróleo</i>
Acuerdo Ministerial 389, Registro Oficial No. 671 del 26 de septiembre del 2002,	<i>Reglamento Sustitutivo al Reglamento Ambiental para Operaciones Hidrocarburíferas en el Ecuador (RAOHE, Decreto Ejecutivo 1215) y sus modificatorias posteriores.</i>
Decreto Ejecutivo 3516 del Registro Oficial E 2 del 30 de marzo de 2003.	<i>Texto Unificado de Legislación Ambiental Secundaria (TULAS) del Ministerio del Ambiente.</i>

## Z.2 BASES DE ESTUDIO

Informe de comisión de trabajo interinstitucional, *Requisitos de Gasolina*, Quito 2009.

Comisión de trabajo interinstitucional, *Métodos de ensayo*, Quito 2009.

*Worldwide fuel charter*. ACEA, Alliance, EMA, JAMA, Fourth Edition, September 2006.

## INFORMACIÓN COMPLEMENTARIA

<b>Documento:</b> NTE INEN 935 Séptima revisión	<b>TÍTULO: GASOLINA. REQUISITOS</b>	<b>Código:</b> <b>PE 02.02-402</b>
-------------------------------------------------------	-------------------------------------	---------------------------------------

ORIGINAL:	REVISIÓN:
Fecha de iniciación del estudio:	Fecha de aprobación anterior del Consejo Directivo 1999-05-20 Oficialización con el Carácter de OBLIGATORIA por Acuerdo Ministerial No. 990209 de 1999-06-09 publicado en el Registro Oficial No. 215 de 1999-06-18
	Fecha de iniciación del estudio: 2008-12-01

Fechas de consulta pública: de \_\_\_\_\_ a \_\_\_\_\_

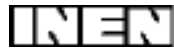
Subcomité Técnico: Productos derivados del petróleo “Gasolina”  
 Fecha de iniciación: 2009-02-19      Fecha de aprobación: 2009-11-19  
 Integrantes del Subcomité Técnico:

NOMBRES:	INSTITUCIÓN REPRESENTADA:
Ing. Jorge Medina (Presidente)	INGENIERÍA QUÍMICA – UNIVERSIDAD CENTRAL DEL ECUADOR
Ing. Miguel Parreño	INGENIERÍA QUÍMICA - ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL
Ing. Edgar Padilla	PETROCOMERCIAL
Dr. Edwin Gándara	PETROCOMERCIAL
Ing. Ramón Trujillo	PETROCOMERCIAL
Ing. Manuel Calderón	PETROCOMERCIAL
Ing. Edgar Campoverde	PETROCOMERCIAL
Ing. Diego Tapia	PETROINDUSTRIAL
Ing. Lucio Villarreal	PETROINDUSTRIAL
Ing. Sandra Bravo	PETROINDUSTRIAL
Mat. Rafael Burbano	SENPLADES
Srta. Soraya Jarrín	SENPLADES
Ing. Consuelo Hernández	MINISTERIO DEL AMBIENTE
Biol. Paulina Villamar	MINISTERIO DEL AMBIENTE
Ing. Norma Rosero	MINISTERIO DEL AMBIENTE
Sr. Clemente Ponce	AEADE
Ing. Diego Benítez	AEADE
Ing. María del Carmen Ortiz	DIRECCIÓN NACIONAL DE HIDROCARBUROS
Ing. Marlene Palacios	DIRECCIÓN NACIONAL DE HIDROCARBUROS
Ing. Mauro González	DIRECCIÓN NACIONAL DE HIDROCARBUROS
Ing. Manuel Urbina	DIRECCIÓN NACIONAL DE HIDROCARBUROS
Ing. Andrés Zumárraga	GM-OBB
Ing. Carolina Moran	GM-OBB
Ing. Ramiro Gutiérrez	AYMESA
Ing. Alex Loza	MARESA
Ing. Iván Paredes	CINAE
Ing. Jorge Álvarez	CORPAIRE
Ing. Alex Guzmán	CORPAIRE
Ing. Bladimir Ibarra	SECRETARÍA DE MEDIO AMBIENTE- MUNICIPIO DE QUITO
Ing. Sandra Armijos (Secretaria Técnica)	INEN

Otros trámites: Esta NTE INEN 935:2009 (Séptima Revisión), reemplaza a la NTE INEN 935:1999 (Sexta Revisión)

El Directorio del INEN aprobó este proyecto de norma en sesión de 2010-01-08

Oficializada como: Obligatoria      Por Resolución No. 001-2010 de 2010-01-12  
 Registro Oficial No. 118 de 2010-01-28



**INSTITUTO ECUATORIANO DE NORMALIZACIÓN**

Quito - Ecuador

---

---

**NORMA TÉCNICA ECUATORIANA**

**NTE INEN 1 489:99**

**Cuarta revisión**

---

---

**PRODUCTOS DERIVADOS DEL PETRÓLEO. DIESEL.  
REQUISITOS.**

**Primera Edición**

PETROLEUM PRODUCTS. DIESEL. SPECIFICATIONS.

First Edition

---

DESCRIPTORES: Productos del petróleo, diesel, requisitosPE  
02.02.404  
CDU: 662.75:662.94  
CIIU: 3530  
ICS: 75.160.20

<b>Norma Técnica Ecuatoriana Obligatoria</b>	<b>PRODUCTOS DERIVADOS DEL PETRÓLEO. DIESEL. REQUISITOS</b>	<b>NTE INEN 1 489:99 Cuarta revisión 1999-06</b>
------------------------------------------------------	---------------------------------------------------------------------	--------------------------------------------------------------

### 1. OBJETO

1.1 Esta norma establece los requisitos que debe cumplir el diesel que se comercializa en el país.

### 2. DEFINICIONES

2.1 **Diesel.** Es el combustible constituido por fracciones intermedias del petróleo.

2.2 **Diesel No. 1.** Es el combustible utilizado en máquinas que requieren cambios frecuentes de velocidad y carga, así como también para usos domésticos.

2.3 **Diesel No. 2.** Es el combustible utilizado para uso industrial y para motores de combustión interna de autoignición.

2.4 **Diesel No. 2 de bajo contenido de azufre.** Es el combustible utilizado en automotores de diesel, que requieren de bajo contenido de azufre y alta velocidad.

### 3. REQUISITOS

3.1 En la tabla 1, se indica los requisitos que debe cumplir el diesel No. 1.

**TABLA 1. Requisitos del diesel No. 1**

REQUISITOS	UNIDAD	MÍNIMO	MÁXIMO	MÉTODO DE ENSAYO
Punto de inflamación	°C	40	-	NTE INEN 1 047
Agua y sedimento	% en volumen	-	0,05	NTE INEN 1 494
Residuo carbonoso sobre el 10% del residuo de la destilación	% en peso	-	0,15	NTE INEN 1 491
Cenizas	% en peso	-	0,01	NTE INEN 1 492
Temperatura de destilación del 90%	°C	-	288	NTE INEN 926
Viscosidad cinemática a 37,8°C	cSt	1,3	3,0	NTE INEN 810
Azufre	% en peso	-	0,30	NTE INEN 1 490
Corrosión a la lámina de cobre	-	-	No.2	NTE INEN 927
Índice de cetano calculado	-	40	-	NTE INEN 1 495

3.2 En la tabla 2, se indica los requisitos que debe cumplir el diesel No. 2.

**TABLA 2. Requisitos del diesel No. 2.**

REQUISITOS	UNIDAD	MÍNIMO	MÁXIMO	MÉTODO DE ENSAYO
Punto de inflamación	°C	51	-	NTE INEN 1 047
Agua y sedimento	% en volumen	-	0,05	NTE INEN 1 494
Residuo carbonoso sobre el 10% del residuo de la destilación	% en peso	-	0,15	NTE INEN 1 491
Cenizas	% en peso	-	0,01	NTE INEN 1 492
Temperatura de destilación del 90%	°C	-	360	NTE INEN 926
Viscosidad cinemática a 37,8°C	cSt	2,5	6,0	NTE INEN 810
Azufre	% en peso	-	0,7	NTE INEN 1 490
Corrosión a la lámina de cobre	-	-	No.3	NTE INEN 927
Índice de cetano calculado	-	45	-	NTE INEN 1 495

**3.3** En la tabla 3, se indican los requisitos que deben cumplir el diesel No. 2 de bajo contenido de azufre.

**TABLA 3. Requisitos del diesel No. 2 de bajo contenido de azufre**

REQUISITOS	UNIDAD	MÍNIMO	MÁXIMO	MÉTODO DE ENSAYO
Punto de inflamación	°C	51	-	NTE INEN 1 047
Agua y sedimento	% en volumen	-	0,05	NTE INEN 1 494
Residuo carbonoso sobre el 10% del residuo de la destilación	% en peso	-	0,15	NTE INEN 1 491
Cenizas	% en peso	-	0,01	NTE INEN 1 492
Temperatura de destilación del 90%	°C	-	360	NTE INEN 926
Viscosidad cinemática a 37,8°C	cSt	2,5	6,0	NTE INEN 810
Azufre	% en peso	-	0,05	NTE INEN 1 490
Corrosión a la lámina de cobre	-	-	No.3	NTE INEN 927
Índice de cetano calculado	-	45	-	NTE INEN 1 495

#### 4. REQUISITOS COMPLEMENTARIOS

**4.1** El producto observado a simple vista debe ser limpio, exento de agua y materiales en suspensión.

#### 5. INSPECCIÓN

##### 5.1 Muestreo

**5.1.1** El muestreo debe realizarse de acuerdo a la NTE INEN 930.

##### 5.2 Aceptación o rechazo

**5.2.1** Si la muestra ensayada no cumple con uno o más de los requisitos establecidos en estandart, se extraerá una nueva muestra y se repetirán los ensayos en cuestión.

**5.2.2** Si alguno de los ensayos repetidos no cumpliera con los requisitos establecidos, se rechazará el lote correspondiente.

**5.2.3** No obstante lo anterior, se podrá optar por pedir una nueva extracción de muestra, mediante un árbitro designado de común acuerdo entre las partes.

(Continúa)

**APÉNDICE Z****Z.1 DOCUMENTOS NORMATIVOS A CONSULTAR**

- Norma Técnica Ecuatoriana NTE INEN 810:1987 *Productos de petróleo. Determinación de la viscosidad cinemática en líquidos.*
- Norma Técnica Ecuatoriana NTE INEN 926:1984 *Productos de petróleo. Ensayos de destilación.*
- Norma Técnica Ecuatoriana NTE INEN 927:1984 *Productos de petróleo. Determinación de la corrosión sobre la lámina de cobre.*
- Norma Técnica Ecuatoriana NTE INEN 930:1984 *Petróleo crudo y sus derivados. Muestreo.*
- Norma Técnica Ecuatoriana NTE INEN 1047:1984 *Productos de petróleo. Punto de inflamación en copa cerrada. Método Tag.*
- Norma Técnica Ecuatoriana NTE INEN 1490:1987 *Productos de petróleo. Determinación de azufre. Método de la bomba*
- Norma Técnica Ecuatoriana NTE INEN 1491:1987 *Productos de petróleo. Determinación del residuo de carbón Conradson.*
- Norma Técnica Ecuatoriana NTE INEN 1492:1987 *Productos de petróleo. Determinación de cenizas.*
- Norma Técnica Ecuatoriana NTE INEN 1494:1987 *Productos de petróleo. Determinación de agua y sedimento por centrifugación.*
- Norma Técnica Ecuatoriana NTE INEN 1495:1987 *Productos de petróleo. Determinación del índice de cetano calculado.*

**Z.2****BASES DE ESTUDIO**

Designation ASTM D-975. *Standard classification of diesel fuel oils.* American Society for Testing and Materials. Philadelphia, 1995.

*Especificaciones.* Dirección Nacional de Hidrocarburos, 1998.

## INFORMACIÓN COMPLEMENTARIA

<b>Documento:</b> NTE INEN 1 489 Cuarta revisión	<b>TÍTULO: PRODUCTOS DERIVADOS DEL PETRÓLEO. DIESEL. REQUISITOS-</b>	<b>Código:</b> <b>PE 02.02-404</b>
--------------------------------------------------------	--------------------------------------------------------------------------	---------------------------------------

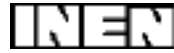
<b>ORIGINAL:</b> Fecha de iniciación del estudio:	<b>REVISIÓN:</b> Fecha de aprobación anterior por Consejo Directivo 1998-01-28 Oficialización con el Carácter de Obligatoria por Acuerdo No. 0165 de 1998-03-16 publicado en el Registro Oficial No. 286 de 1998-03-31  Fecha de iniciación del estudio: 1998-06-10
Fechas de consulta pública: de _____ a _____	

Subcomité Técnico: DERIVADOS DEL PETRÓLEO. DIESEL  
 Fecha de iniciación: 1998-06-18  
 Fecha de aprobación: 1998-12-16  
 Integrantes del Subcomité Técnico:

NOMBRES:	INSTITUCIÓN REPRESENTADA:
Ing. Jorge Medina (Presidente)	ESC. ING. QUÍMICA U.C./CONUEP
Ing. Jorge Alvarez	DIRECCIÓN DEL MEDIO AMBIENTE (M.Q)
Qco. Oswaldo Yáñez	DIRECCIÓN DEL MEDIO AMBIENTE (M.Q)
Ing. Miriam Orbea	MINISTERIO DE MEDIO AMBIENTE
Ing. Kléver Chávez	MINISTERIO DE MEDIO AMBIENTE
Ing. Iván Acevedo	DIRECCIÓN NACIONAL DE HIDROCARBUROS
Ing. Margarita Camacho	DIRECCIÓN NACIONAL DE HIDROCARBUROS
Dr. Jaime E. Vintimilla	DIRECCIÓN NACIONAL DE HIDROCARBUROS (LAB)
Ing. Fernando Duque	SUMATECNO
Ing. Bernardo Cordero	FACULTAD DE ING. QUÍMICA (EPN)
Ing. Luis Calle	ESC. DE ING. QUÍMICA (U.C).
Ing. Luis Prieto	COLEGIO DE INGENIEROS QUÍMICOS DE PICHINCHA
Ing. Ángel Guevara	PETROPRODUCCION
Ing. Edwin Gándara	PETROCOMERCIAL
Ing. Ricardo Acero	PETROCOMERCIAL
Ing. Cristóbal Torres	PETROCOMERCIAL
Ing. Diego Tapia	PETROINDUSTRIAL
Ing. Víctor Paredes	PETROINDUSTRIAL
Ing. Víctor Lliguín	REFINERÍA ESTATAL DE ESMERALDAS
Ing. Hipólito Pantoja	REFINERÍA ESTATAL DE ESMERALDAS
Ing. Bolívar Haro	CÁMARA DE INDUSTRIALES DE PICHINCHA
Ing. Pablo Ubidia	CINAE - AEADI
Ing. Eduardo Espín	SUBSECRETARIA DE SANEAMIENTO AMBIENTAL
Ing. Rafael Brito	ITULCACH S.A.
Lcdo Oscar Cisneros	ITULCACH S.A.
Ing. Fernando Hidalgo (Secretario Técnico)	INEN

Otros trámites:  
 CARÁCTER: Se recomienda su aprobación como: OBLIGATORIA

Aprobación por Consejo Directivo en sesión de 1999-05-20 como: Obligatoria	Oficializada como: OBLIGATORIA Por Acuerdo Ministerial No. 990210 de 1999-06-09 Registro Oficial No. 215 de 1999-06-18
----------------------------------------------------------------------------	------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------



**INSTITUTO ECUATORIANO DE NORMALIZACIÓN**

Quito - Ecuador

---

---

**NORMA TÉCNICA ECUATORIANA**

**NTE INEN 2 069:2006**

**Primera revisión**

---

---

**PRODUCTOS DERIVADOS DEL PETRÓLEO. JET FUEL  
JP4. REQUISITOS.**

**Primera Edición**

PETROLEUM DERIVATE PRODUCTS. JET FUEL JP4. SPECIFICATIONS.

First Edition

---

DESCRIPTORES: Derivados del petróleo, turbocombustibles.PE  
02.02-441  
CDU: 629.139.5  
CIU: 3530  
ICS: 75.160.20

<p><b>Norma Técnica Ecuatoriana Obligatoria</b></p>	<p><b>PRODUCTOS DERIVADOS DEL PETRÓLEO. JET FUEL JP4. REQUISITOS.</b></p>	<p><b>NTE INEN 2 069:2006 Primera revisión 2006-03</b></p>
<p style="text-align: center;"><b>1. OBJETO</b></p> <p>1.1 Esta norma establece los requisitos que debe cumplir el Jet fuel JP4.</p> <p style="text-align: center;"><b>2. ALCANCE</b></p> <p>2.1 Esta norma se aplica al Jet fuel JP4, utilizado como combustible en aviones de turbina, de especificaciones militares.</p> <p style="text-align: center;"><b>3. DEFINICIONES</b></p> <p>3.1 <b>Turbocombustible.</b> Mezcla de hidrocarburos refinados, derivados del petróleo crudo, adecuado para ser utilizado como carburante en aviones de turbina.</p> <p>3.2 <b>Jet fuel JP4.</b> Destilado de petróleo empleado como fuente de energía en los sistemas de propulsión a reacción. (Ver nota 1).</p> <p style="text-align: center;"><b>4. DISPOSICIONES GENERALES</b></p> <p>4.1 El turbo combustible cuando se examine en forma visual debe ser claro y brillante, exento de agua, sedimento o material en suspensión.</p> <p>4.2 El olor no debe causar náuseas o irritaciones.</p> <p style="text-align: center;"><b>5. REQUISITOS</b></p> <p>5.1 <b>Requisitos específicos.</b></p> <p>5.1.1 Requisitos fisicoquímicos. Ver tabla 1.</p> <hr style="width: 20%; margin-left: 0;"/> <hr style="width: 80%; margin-left: 0;"/>		

TABLA 1. Requisitos fisicoquímicos Jet fuel JP4.

REQUISITOS	Unidad	Mínimo	Máximo	Método de ensayo
Color Saybolt	-	+21	-	NTE INEN 1 048
Densidad relativa a 15,6°C/15,6°C	g/cm <sup>3</sup>	0,751	0,802	ASTM D-1298
Densidad API	API	45	57	ASTM D-1298
Acidez total	mg KOH/g	-	0,015	ASTM D-3242
Aromáticos	% V*	-	25	ASTM D-1319
Olefinas	% V	-	5	ASTM D-1319
Azufre mercaptano	% P	-	0,003	ASTM D-3227
Azufre total	% P	-	0,3	NTE INEN 929
Presión de vapor Reid	kPa	-	21	NTE INEN 928
Corrosión a la lámina de cobre 2h a 100°C	-	-	1	NTE INEN 927
Destilación:				
20%	°C	-	145	NTE INEN 926
50%	°C	-	190	NTE INEN 926
90%	°C	-	245	NTE INEN 926
Punto final de ebullición	°C	-	270	NTE INEN 926
Residuo	%V	-	1,5	NTE INEN 926
Pérdidas	%V	-	1,5	NTE INEN 926
Punto de congelación	°C	-	-50	ASTM D-2388
Punto de humo, y	mm	20	-	ASTM D-1322
Contenido de Naftalenos	%V	-	3	ASTM D-1840
Goma existente	mg/100 cm <sup>3</sup>	-	7	ASTM D-381
Índice de separación de agua modificada (WSIM)		85	-	ASTM D-3948
Estabilidad térmica:				
Caída de presión, en 5 h Depósito en el tubo de precalentamiento	kPa**	-	3,33	ASTM D-3241
Reacción al agua:				
clasificación de interfase		-	15	ASTM D-1094
clasificación de separación		-	2	ASTM D-1094
Agua en emulsión	ppm	-	30	ASTM D-3240
Conductividad eléctrica	pS/m***	50	450	ASTM D-2624
Calor de combustión neta	MJ/kg****	42,8	-	ASTM D-3338 o □ D-4809
Contenido de partículas	mg/l	-	1	ASTM D-2276
Tiempo de filtración	min	-	15	ASTM D-2276

\* Combustibles con un contenido de aromáticos superiores al 20%V, pero menores al 25%V, est n permitidos.

\*\* 1 mm Hg = 133 Pa

\*\*\* Para combustible aditivado. 1 pS/m = 1 x 10<sup>-12</sup> x □<sup>-1</sup> x m<sup>-1</sup>

\*\*\*\* Equivale aproximadamente a 18400 Btu/lb

□) Método dirimente

NOTA: Mientras no existan Normas INEN, se utilizarán las Normas ASTM correspondientes.

## 5.2 Requisitos complementarios

### 5.2.1 Almacenamiento, transporte y distribución.

**5.2.1.1** El almacenamiento, transporte y distribución, se deben realizar de acuerdo al Reglamento correspondiente expedido por la Dirección de Aviación Civil.

**5.2.2** La comercialización de este producto debe cumplir con lo dispuesto en las Regulaciones dictadas con sujeción a la Ley de Pesas y Medidas.

(Continúa)

## 6. INSPECCIÓN

### 6.1 Muestreo

6.1.1 El muestreo, inspección y recepción deberán realizarse de acuerdo con la NTE INEN 930.

### 6.2 Aceptación o rechazo

6.2.1 Si la muestra ensayada no cumple con uno o mas de los requisitos establecidos en el numeral 5 de esta norma, se extraerá una nueva muestra y se repetirán los ensayos en cuestión.

6.2.2 Si alguno de los ensayos no cumpliera con los requisitos, se rechazará el lote correspondiente.

6.2.3 No obstante lo anterior, el vendedor podrá optar por pedir una nueva extracción de muestra, mediante un árbitro designado de común acuerdo entre las partes.

## 7. ENVASADO

7.1 El producto envasado para uso inmediato, se distribuirá en canecas metálicas, en forma tal que garantice la seguridad del producto y de las personas que lo manejan en cualquier paso de su utilización.

7.2 El producto envasado para almacenamiento temporal deberá realizarse en tanques metálicos de acero inoxidable o aluminio.

7.3 El producto envasado por un tiempo mayor de 90 días, previamente a su uso deberá someterse a los análisis fisicoquímicos correspondientes para verificar que no haya cambios apreciables en su composición.

## 8. ROTULADO

8.1 Cuando el producto sea transportado en carros cisterna, cada vehículo deberá llevar impresas y en forma visible las indicaciones siguientes:

8.1.1 Líquido inflamable

8.1.2 No apagar con agua

8.1.3 El dibujo de una llama (fuego)

8.1.4 El tamaño de las letras de las indicaciones anteriores, no deberá ser inferior al tamaño de los números de la placa del vehículo.

8.2 Cada vehículo deberá llevar una guía de control, en la cual el fabricante o el distribuidor especificarán los siguientes datos:

8.2.1 Nombre del fabricante o distribuidor

8.2.2 El nombre del comprador

8.2.3 La identificación del lote de producción o el número de referencia

8.2.4 El contenido neto en unidades de volumen del SI

## APÉNDICE Z

### Z.1 DOCUMENTOS NORMATIVOS A CONSULTAR

Norma Técnica Ecuatoriana NTE INEN 926:1984	<i>Productos del petróleo. Ensayo de destilación.</i>
Norma Técnica Ecuatoriana NTE INEN 927:1984	<i>Productos del petróleo. Determinación de la corrosión sobre la lámina de cobre.</i>
Norma Técnica Ecuatoriana NTE INEN 928:1984	<i>Productos del petróleo. Determinación de la presión de vapor Reid.</i>
Norma Técnica Ecuatoriana NTE INEN 929:1983	<i>Productos del petróleo. Determinación del contenido de azufre. Método de la lámpara.</i>
Norma Técnica Ecuatoriana NTE INEN 930:1984	<i>Petróleo crudo y sus derivados. Muestreo.</i>
Norma Técnica Ecuatoriana NTE INEN 1 048:1984	<i>Productos de petróleo. Determinación del color Saybolt.</i>
Norma ASTM D-381:1986	<i>Test method for existent gum in fuels by jet evaporation.</i>
Norma ASTM D-3242:1993	<i>Test method for acidity in aviation turbine fuel.</i>
Norma ASTM D-1094:1985	<i>Test method for water reaction of Aviation Fuels.</i>
Norma ASTM D-1298:1990	<i>Test method for density, relative density (specific gravity), or API gravity of crude petroleum and liquid petroleum. Products by hydrometer method.</i>
Norma ASTM D-1319:1989	<i>Test method for hydrocarbon types in liquid petroleum products by fluorescent indicator adsorption.</i>
Norma ASTM D-1322:1990	<i>Test method for smoke point of aviation turbine fuels.</i>
Norma ASTM D-1840:1984	<i>Test method for naphthalene hydrocarbons in aviation turbine.</i>
Norma ASTM D-2276:1991	<i>Test method for particulate contaminant.</i>
Norma ASTM D-3338:1992	<i>Test method for estimation of heat of combustion of aviation.</i>
Norma ASTM D-2386:1977	<i>Test method for freezing point of aviation fuels.</i>
Norma ASTM D-2624:1989	<i>Test method for electrical conductivity of aviation and distillate fuels containing a static dissipator additive.</i>
Norma ASTM D-3227:1989	<i>Test method for mercaptan sulfur in gasoline, kerosine, aviation turbine, and distillate fuels (Potentiometric method).</i>
Norma ASTM D-3240:1991	<i>Test method for undissolved water in aviation turbine fuels.</i>
Norma ASTM D-3241:1991	<i>Test method for thermal oxidation stability of aviation turbine fuels (J F Tot procedure).</i>
Norma ASTM D-3948:1987	<i>Test method for determining water separation characteristics of aviation turbinefuels by portable separometer.</i>
	<i>Turbine fuels, aviation kerosene types. Nato F-34 (JP-8), Nato F-35, and JP8+100. Detail Specification.</i>
Norma ASTM D-4809:1990	<i>Test method for heat of combustion of liquid hydrocarbon fuels by bomb calorimeter (Intermediate precision method)</i>

(Continúa)

## Z.2 BASES DE ESTUDIO

Norma colombiana ICONTEC 1899. *Turbo combustible para aviación. Requisitos*. Instituto Colombiano de Normas Técnicas. Bogotá, 1995.

*Especificaciones* - Refinería Estatal de Esmeraldas. Esmeraldas, 1995.

USA Militar Standard Mil STD 154BC. *Into-plane Servicing of Fuels at Commercial Airports*. Department of Defense. Washington, 1994.

*Especificaciones*. Dirección Nacional de Hidrocarburos, Ministerio de Energía y Minas. Quito, 1999.

Norma venezolana COVENIN 1023 (3R). *Productos derivados del petróleo. Turbocombustibles*. Comisión Venezolana de Normas Industriales. Caracas, 1992.

Norma ASTM D-1965-91b. *Standard specification for aviation turbine fuels*. American Society for Testing and Materials. Philadelphia, 1991.

Norma IATA DOC.GEN/2506 Revision 2. *Fuel Quality Control and Fuelling Service Guidance*  
Material International Air Transport Association. Montreal, 1988.

Norma cubana NC 33-56. *Petróleo y sus derivados. Términos y definiciones*. Comité, Estatal de Normalización. La Habana, 1986.

Norma española UNE 51-506-85. *Combustible JP4 para turborreactores*. Instituto Español de Normalización. Madrid, 1985.

USA Militar Standard Mil - T-83133 E. *Detail Specification. Turbine Fuels, Aviation, Kerosene Types, Nato F-34 (JP-8), Nato F-35, and JP-8+10*. Department of Defense. Washington, 1999.



