

**MONTAJE Y ESTANDARIZACION DE LA PRUEBA DE LA PRESION DE VAPOR  
REID PARA GASES LICUADOS DEL PETROLEO (GLP) SEGÚN LA NORMA  
ASTM D1267-02 EN EL LABORATORIO DE CRUDOS Y DERIVADOS**

**ANDRES FELIPE TORREJANO PUENTES  
EDGAR ANDRES ROJAS ARTUNDUAGA**

**UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA  
FACULTAD DE INGENIERÍA  
INGENIERÍA DE PETRÓLEOS  
NEIVA  
2014**

**MONTAJE Y ESTANDARIZACION DE LA PRUEBA DE LA PRESION DE VAPOR  
REID PARA GASES LICUADOS DEL PETROLEO (GLP) SEGÚN LA NORMA  
ASTM D1267-02 EN EL LABORATORIO DE CRUDOS Y DERIVADOS**

**ANDRES FELIPE TORREJANO PUENTES  
EDGAR ANDRES ROJAS ARTUNDUAGA**

**Trabajo de tesis para optar el título de INGENIERO DE PETRÓLEOS**

**DIRECTORA  
HAYDEE MORALES MONDRAGON  
INGENIERA DE PETRÓLEOS- ESPECIALISTA EN INGENIERÍA AMBIENTAL**

**UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA  
FACULTAD DE INGENIERÍA  
INGENIERÍA DE PETRÓLEOS  
NEIVA  
2014**

**Nota de aceptación**

---

---

---

---

---

---

---

---

**Jurado**

---

**Jurado**

## **DEDICATORIA**

Quiero dedicar esta trabajo en primera medida a mi madre que está en el cielo, por ser la persona que me guio y me formo como persona hasta el día de su muerte y por haber sido mi razón para comenzar la carrera de Ingeniería de Petróleos. Quiero también dedicar este logro a mi familia y en especial a mi tía política María Rubiela Castro Perdomo y familia por acogerme como uno más de ellos y brindar el apoyo, el amor y la sabiduría para sobrellevar los momentos difíciles en mi vida personal y académica. Esta dedicatoria la hago extensiva también para mis 2 grandes mentores y tutores académicos quienes son Haydee Morales y Ervin Aranda profesores de la Universidad, quienes me brindaron su conocimiento, sus enseñanzas y toda su experiencia como profesionales del Petróleo, dedicada también a mi gran amigo mi pana Juan Sebastián Mosquera, quien me ayudo a superarme académicamente y fue la persona que brindo su apoyo tanto dentro y fuera de la universidad y por ultimo a Jessica Lorena Murcia por todos su apoyo moral y su cariño de corazón en mi etapa como estudiante.

**ANDRES FELIPE TORREJANO PUENTES**

En primera estancia a mi familia quienes son mi mayor apoyo y a quienes debo todos mis logros, los amo. A mi madre Olga María quien me ha dado todo su amor y se ha esforzado por guiarme para convertirme en un gran ser humano, por ser la mejor madre del mundo, gracias. A mi padre Edgar quien, con su dedicación total, me ha dejado todo de él y con mucho cariño ha procurado que sea lo mejor, no tendré como pagarle todo su amor. A mi hermana Olga por ser mi gran amiga, por acompañarme y apoyarme en todos los momentos. Quiero dedicar este trabajo a los profesores que he tenido desde que soy un alumno, sin ellos no serían posibles mis logros. A mis compañeros quienes son mis amigos, y con quienes aprendí a trabajar en equipo. A mis amigos y compañeros de colegio por seguir siendo muy buenos amigos y brindarme buenos momentos y oportunidades para aprender junto a ellos.

**EDGAR ANDRES ROJAS ARTUNDUAGA**

## AGREDECIMIENTOS

Brindamos nuestros agradecimientos a las siguientes personas, sin las cuales este trabajo no se hubiera llevado a cabo:

**HAYDEEE MORALES MONDRAGON:** Ingeniera, profesora y directora. Por darnos la oportunidad de hacer parte de este proyecto, por su dedicación y colaboración para el desarrollo del mismo. Gracias por el apoyo.

**NANCY ESPERANZA GAMEZ:** Ingeniera Química, supervisora de operaciones Planta de tratamiento de Gas Dina (MASA S.A.S). Por brindarnos el apoyo en el suministro de las muestras de GLP necesarias para el desarrollo de este proyecto.

**GUIBER OLAYA MARIN:** Ingeniero y profesor. Gracias por su colaboración con los equipos requeridos para la toma de muestras de GLP.

**GELMO TIERRADENTRO:** Técnico administrativo Laboratorios programa ingeniería de petróleos. Por la dedicación y soporte gracias a su experiencia en el manejo de equipos del laboratorio de Crudos y Derivados.

## CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCION	17
1. MARCO TEORICO	17
1.1 GENERALIDADES DEL GLP	17
1.1.1. Tipos de GLP	17
1.1.1.1 Propano comercial	17
1.1.1.2 Butano comercial	17
1.1.1.3 Mezclas Propano-Butano Comercial	17
1.1.1.4 Propano para usos especiales(HD-5)	17
1.1.2. Obtención de GLP	17
1.1.2.1. Refinería	17
1.1.2.1.1 Cracking catalítico	18
1.1.2.1.2 Reformado Catalítico	18
1.1.2.1.3 Steam Cracking	18
1.1.2.1.4 Cracking Térmico	18
1.1.2.1.5 Polimerización y alquilación	18
1.1.2.1.6 Coking y Visbreaking	18
1.1.2.2 Destilación fraccionada en plantas de Gas	18
1.2 PROPIEDADES FISICAS Y QUIMICAS DEL GLP	18

1.2.1. Presión de Vapor	19
1.2.2. Calor latente de vaporización	19
1.2.3. Punto de ebullición	19
1.2.4. Gravedad específica del vapor	19
1.2.5. Gravedad específica del líquido	19
1.2.6. Temperatura de ignición	20
1.2.7. Calor específico	20
1.2.8. Inflamabilidad	20
1.2.9. Poder Calorífico	20
1.2.10. Toxicidad	20
1.2.11. Corrosión	20
1.2.12. Olor	20
1.3 COMPORTAMIENTO CUALITATIVO DE LAS FASES	20
1.3.1. Sistemas de un solo componente	20
1.3.2. Sistemas de dos componentes (Binario)	21
1.3.3. Sistemas Multicomponentes	22
2. MONTAJE DE LA PRUEBA DE PRESION DE VAPOR REID PARA GASES LICUADOS DEL PETROLEO	24
2.1 EQUIPO	25
2.1.1. Cámara Alta	25
2.1.2 Cámara Baja	25

2.1.3 Acoplamiento de la cámara de Purga	25
2.1.4 Válvula de Purga	25
2.1.5 Manómetro	25
2.1.6 Baño de Calentamiento	26
2.1.7 Termómetro	26
2.2 PROCEDIMIENTO PARA LA MEDICION DE LA PRESION DE VAPOR REID DEL GLP.	27
2.2.1. Preparación de la Prueba	27
2.2.2. Purga	27
2.2.3. Medición de la presión de Vapor REID	28
2.2.4. Cálculos y correcciones	29
2.3. PERSONAL NECESARIO PARA REALIZACION DE LA PRUEBA	30
2.4. ELEMENTOS DE SEGURIDAD Y PROTECCION PARA LA REALIZACION DE LA PRUEBA	30
2.4.1. Bata de Laboratorio	30
2.4.2. Gafas de Seguridad	30
2.4.3. Careta contra vapores orgánicos	30
2.5. CONTROL DE CALIDAD	31
2.5.1. Método de acople de las cámaras alta y baja	31
2.5.2. Prueba hidrostática	31
2.5.3. Prueba de Fugas	31
2.5.4. Purga	31



2.5.5. Control de la temperatura	31
2.5.6. Fugas	31
2.5.7. Uso de elementos de seguridad	31
2.6. UBICACION EN EL LABORATORIO DE CRUDOS Y DERIVADOS	32
2.7. PROCEDIMIENTO DE ENTADARIZACIÓN PARA EL METODO PRUEBA DE MEDICIÓN DE LA PRESIÓN DE VAPOR REID PARA GASES LICUADOS DEL PETROLEO (GLP) SEGÚN LA NORMA ASTM D1267-02	33
2.7.1. Montaje	34
2.7.2. Validación y cálculo de atributos	35
2.7.2.1. Precisión	35
2.7.2.2. Exactitud	36
2.7.3. Control Interno	37
3. MUESTREO DE GASES LICUADOS DEL PETRÓLEO (GLP)	38
3.1. INFORMACION GENERAL	38
3.2. EJECUTANTE DE LA OPERACIÓN DE MUESTREO	38
3.3. EQUIPO	39
3.3.1. Contenedor de muestras	39
3.3.2. Línea de transferencia	39
3.4. PROCEDIMIENTO PARA MUESTREO DE GLP	39
3.4.1. Purga de la línea de transferencia de la muestra	39
3.4.2. Purga del contenedor de Muestra	40

3.4.3. Transferencia de la muestra	41
3.4.4. Descarga de muestra (merma)	42
3.4.5. Detección de fugas	42
3.4.6. Cuidado de las muestras	42
4. VALIDACIÓN DEL METODO	43
4.1. Requisitos técnicos	43
4.2 Validación de resultados	43
4.2.1.1 Resultados 18 de octubre de 2013	44
4.2.1.2 Resultados 31 de octubre de 2013	44
4.2.1.3 Resultados 07 de noviembre de 2013 – Mañana	45
4.2.1.4 Resultados 07 de noviembre de 2013 – Tarde	45
4.2.1.5 Resultados 14 de noviembre de 2013 – Mañana	46
4.2.1.6 Resultados 14 de noviembre de 2013 – Tarde	46
4.2.1.7 Resultados 19 de noviembre de 2013	47
4.2.1.8 Resultados 21 de noviembre de 2013 – Mañana	47
4.2.1.9 Resultados 21 de noviembre de 2013 – Tarde	48
4.2.10.1 Resultados 22 de noviembre de 2013	48
CONCLUSIONES	54
RECOMENDACIONES	56

## LISTA DE FIGURAS Y GRÁFICAS

	Pág.
<b>Figura 1.</b> Diagrama P vs T para un sistema de un solo componente	21
<b>Figura 2.</b> Diagramas de fases para un sistema binario	22
<b>Figura 3.</b> Diagrama de P-T para un sistema policomponente de hidrocarburos.	23
<b>Figura 4.</b> Equipo típico de presión de vapor REID para GLP	24
<b>Figura 5.</b> Ubicación de Pruebas realizadas en el Laboratorio de crudos y derivados de la Universidad Surcolombiana.	33
<b>Figura 6.</b> Contenedor típico de muestra de GLP y conexiones de muestreo.	39
<b>Figura 7.</b> Contenedor típico de muestra de GLP y conexiones alternadas de purga.	40
<b>Figura 8.</b> Procedimiento de transferencia de la muestra de GLP.	41
<b>Figura 9.</b> Presión de vapor vs componente para la muestra de GLP de la planta de gas Dina.	51

## LISTA DE TABLAS

	Pág.
<b>Tabla 1.</b> Propiedades Físicas y Químicas del Gas Licuado del Petróleo (GLP).	18
<b>Tabla 2.</b> Rango y graduaciones del medidor de presión de la prueba de presión de vapor para GLP, según la presión de vapor de la muestra.	26
<b>Tabla 3.</b> Rango del termómetro de la prueba de presión de vapor para GLP, según la temperatura de prueba.	26
<b>Tabla 4.</b> Resultados 18 de octubre de 2013, Prueba 1	44
<b>Tabla 5.</b> Resultados 18 de octubre de 2013, Prueba 2	44
<b>Tabla 6.</b> Resultados 18 de octubre de 2013, Prueba 3	44
<b>Tabla 7.</b> Resultados 31 de octubre de 2013, Prueba 4	44
<b>Tabla 8.</b> Resultados 31 de octubre de 2013, Prueba 5	44
<b>Tabla 9.</b> Resultados 07 de noviembre de 2013-Mañana, Prueba 6	45
<b>Tabla 10.</b> Resultados 07 de noviembre de 2013-Mañana, Prueba 7	45
<b>Tabla 11.</b> Resultados 07 de noviembre de 2013-Tarde, Prueba 8.	45
<b>Tabla 12.</b> Resultados 07 de noviembre de 2013-Tarde, Prueba 9.	45
<b>Tabla 13.</b> Resultados 14 de noviembre de 2013-Mañana, Prueba 10.	46
<b>Tabla 14.</b> Resultados 14 de noviembre de 2013-Tarde, Prueba 11.	46
<b>Tabla 15.</b> Resultados 14 de noviembre de 2013-Tarde, Prueba 12.	46
<b>Tabla 16.</b> Resultados 19 de noviembre de 2013, Prueba 13.	47
<b>Tabla 17.</b> Resultados 19 de noviembre de 2013, Prueba 14.	47
<b>Tabla 18.</b> Resultados 21 de noviembre de 2013-Mañana, Prueba 15	47
<b>Tabla 19.</b> Resultados 21 de noviembre de 2013-Mañana, Prueba 16.	47
<b>Tabla 20.</b> Resultados 21 de noviembre de 2013-Tarde, Prueba 17.	48
<b>Tabla 21.</b> Resultados 21 de noviembre de 2013-Tarde, Prueba 18.	48
<b>Tabla 22.</b> Resultados 22 de noviembre de 2013, Prueba 19.	48
<b>Tabla 23.</b> Resultados 22 de noviembre de 2013, Prueba 20.	48
<b>Tabla 24.</b> Resultados obtenidos realizando la medición de la presión de la PVR para las muestras de GLP de planta de gas Dina	49
<b>Tabla 25.</b> Subgrupo de pruebas realizadas con composiciones similares de C2, C3, C4 y C5 a partir de muestras de GLP obtenido de la planta de gas Dina.	52

## LISTA DE ANEXOS

	Pág.
<b>ANEXO A:</b> NORMA ASTM D 1267 – 02: Standard Test Method for Gage Vapor Pressure of Liquefied Petroleum (LP) Gases (LP-Gas Method)	58
<b>ANEXO B:</b> Traducción - NORMA ASTM D 1267 – 02: Standard Test Method for Gage Vapor Pressure of Liquefied Petroleum (LP) Gases (LP-Gas Method)	64
<b>ANEXO C:</b> Norma ASTM D 1267–02: Standard Test Method for Gage Vapor Pressure of Liquefied Petroleum (LP) Gases (LP-Gas Method).	75
<b>ANEXO D:</b> Norma ASTM D 1267–02: Standard Test Method for Gage Vapor Pressure of Liquefied Petroleum (LP) Gases (LP-Gas Method).	70
<b>ANEXO E:</b> Traducción - Norma Técnica Colombiana NTC-ISO/IEC 17025, Requisitos generales para la competencia de los laboratorios de ensayo y Calibración (5. Métodos de ensayo y Calibración y Validación de los Métodos)	86
<b>ANEXO F:</b> Cromatografías de las muestras de GLP proporcionadas por la Planta de gas Dina	91
<b>ANEXO G:</b> Diagramas P-T para las muestras de GLP, obtenidos a partir del software Winprop de CMG	102
<b>ANEXO F:</b> Fotografías procedimiento y equipos para la medición de la Presión de Vapor Reid para Gases Licuados del Petróleo (GLP)	108

## RESUMEN

En el presente trabajo se establecen los requerimientos para el montaje y estandarización de la prueba para la determinación de la Presión de Vapor Reid en gases licuados del petróleo (GLP) según la norma ASTM D1267-02 y cumpliendo con la norma NTC-ISO/IEC 17025 (requisitos generales para la competencia de los laboratorios de ensayo y calibración) en el laboratorio de Crudos y Derivados de la Universidad Surcolombiana, permitiendo ofertar este servicio, además brinda apoyo académico en la formación de futuros ingenieros, siendo esta una prueba pionera en la región.

Se presenta un análisis detallado de los resultados obtenidos en las corridas de la prueba a partir de las muestras suministradas por La Planta de Gas Dina operada por MECANICOS ASOCIADOS (MASA S.A).

Como parte final del desarrollo para dicha estandarización se exponen los manuales y procedimientos documentados de la prueba según lo establecido en la NTC-ISO/IEC 17025.

## INTRODUCCIÓN

En la actualidad la evolución en las condiciones del mercado y la creciente demanda de energía más limpia, ha hecho que nuevas alternativas tomen participación en dicho mercado a largo plazo, siendo el gas licuado del petróleo (GLP) una opción viable.

Debido a lo anterior, se hace necesario profundizar y aplicar los conocimientos base relacionados con el manejo del GLP. La seguridad en dicho manejo, transporte y uso del GLP es primordial por lo peligroso y explosivo que puede resultar este hidrocarburo, razón por la cual el diseño, construcción, operación y mantenimiento de lo relacionado con la industria de los gases licuados del petróleo GLP debe tener altos estándares de seguridad y confiabilidad, permitiendo así aprovechar al máximo las ventajas que este combustible ofrece sin que represente riesgos o peligros para las personas, ambiente y locaciones.

Una de las medidas que ayudan a cumplir con los estándares de seguridad y confiabilidad mencionados, es el conocimiento de la Presión de Vapor Reid, dato con que se deben diseñar, construir y operar los distintos equipos de manejo, transporte, almacenamiento y uso de gases licuados del petróleo GLP.

Ante estos nuevos retos en la industria de los hidrocarburos, la Universidad Surcolombiana adquirió el equipo para la medición de Presión de Vapor Reid, la cual es una prueba que además de ser base para el manejo de GLP, diversifica las pruebas que realizan los estudiantes de ingeniería de petróleos durante su proceso de formación. El montaje y estandarización de dicha prueba, permite ofertar el servicio que actualmente no se hace regularmente en Colombia y que no es realizado en la región, convirtiendo a la Universidad Surcolombiana en pionera de la venta de este tipo de servicio.

## 1. MARCO TEÓRICO

### 1.1 GENERALIDADES DEL GLP

GLP es el acrónimo de los gases licuados del petróleo. Los GLP son una mezcla de hidrocarburos ligeros obtenidos en el proceso de refinación del petróleo, compuestos principalmente por butano y propano en proporciones variables, que suelen ser del orden del 60% de butano y un 40% de propano.

A presión atmosférica su punto de ebullición es de  $-17^{\circ}\text{C}$ . Se almacenan y transportan en forma líquida, aunque van siempre acompañados de una bolsa o cámara de fase gaseosa. El elevado índice de octano y su poder calorífico, superior al de los combustibles líquidos, juntamente con el hecho de que con presiones entre 70 y 208 psi son líquidos, hace que su utilización como sustituto de los combustibles líquidos en vehículos sea viable.

**1.1.1 TIPOS DE GLP:** Existen cuatro tipos básicos de GLP que cubren las aplicaciones de uso común:

**1.1.1.1 *Propano Comercial:*** Un producto hidrocarburo donde se requiere uso de alta volatilidad. El propano comercial es adecuado para aplicaciones de motores de combustión interna de baja severidad.

**1.1.1.2 *Butano comercial:*** Un producto hidrocarburo donde se requiera baja volatilidad.

**1.1.1.3 *Mezclas Propano-Butano comercial:*** Mezclas de Propano y Butano para uso donde se requiera Volatilidad intermedia

**1.1.1.4 *Propano para usos especiales(HD-5):*** Un producto de alta calidad compuesto primordialmente de propano, lo cual exhibe mejores características antidetonantes cuando es usado como un combustible para motor de combustión interna

**1.1.2 OBTENCIÓN DEL GLP:** El GLP es la mezcla de gases de petróleo producidos, ya sea por pozos petrolíferos o gasíferos. Dichos gases deben ser procesados debidamente mediante diferentes métodos para su obtención.

**1.1.2.1 *Refinería:*** Cuando el crudo llega a refinería, mediante la primera etapa de destilación o fraccionamiento (torres atmosféricas), se separan las cantidades de GLP que oscilan entre 2 y 3 %.  
En refinería, el GLP también se puede obtener como subproducto de una serie de procesos:



- 1.1.2.1.1 **Cracking Catalítico:** Se alimenta de gas-oil o nafta produciendo etileno y propileno para petroquímica. El rendimiento en GLP: 5-12%
  - 1.1.2.1.2 **Reformado Catalítico:** Se alimenta de naftas ligeras para producir aromáticos y gasolinas. El rendimiento en GLP: 5-10%
  - 1.1.2.1.3 **Steam Cracking:** Se alimenta con gas-oil o nafta produciendo etileno y propileno. El rendimiento en GLP: 23 -30%.
  - 1.1.2.1.4 **Cracking Térmico:** Se alimenta de gas-oil y fuel-oil para producir gasolina. El rendimiento en GLP: 10- 20%.
  - 1.1.2.1.5 **Polimerización y Alquilación:** Se alimentan de butanos para producir gasolinas. El rendimiento en GLP: 10-15%.
  - 1.1.2.1.6 **Coking y Visbreaking:** Se alimenta de gas-oil pesado y residuo para producir coque. El rendimiento en GLP: 5 -10%.
- 1.1.2.2 **Destilación fraccionada en Plantas de Gas:** En las plantas de gas natural se realiza un proceso de destilación fraccionada, denominado “Despentanización”, el cuál se efectúa en un despentanizador que es una columna fraccionadora utilizada para separar el pentano de las gasolinas naturales.

## 1.2 PROPIEDADES FÍSICAS Y QUÍMICAS DEL GLP:

El GLP es un producto hidrocarburo que a condiciones normales de presión y temperatura, se encuentra en estado gaseoso, pero a temperatura normal constante y un aumento moderado de presión es licuable.

**Tabla 1.** Propiedades Físicas y Químicas del Gas Licuado del Petróleo (GLP).  
(Fuente: Manual de instalaciones de GLP, Cepsa)

Propiedad	Propano comercial (Máximo)	Butano Comercial (Máximo)	Mezcla Propano-Butano Comercial (Mínimo) (Máximo)		Propano para usos especiales (HD-5)
Presión de Vapor a 100°(37,8°C)psig	208	70	120	208	208
Temperatura de ebullición a presión atm.(°C)	-45	-0.5	--	-0.5	-45
Gravedad específica fase gas a 15.56°C	1.50	2.01	--	1.60	
Gravedad específica fase líquida a 15.56°C	0.504	0.582	--	0.519	
Densidad de la fase líquida a 15.56 °C (Kg/m <sup>3</sup> )	504	582	--	519	
Calor específico					

del líquido (Kj/Kg)	1.464	1.276	--	1.426	
Metros cúbicos de vapor por Kilogramo a 15.56°C	0.539	0.410	--	0.513	
Temperatura de ignición en aire	439-549	482-538	482	519	
Temperatura máxima de llama en aire °C	1980	2008	--	2000	
Límite de flamabilidad en aire, % de vapor en mezcla de gas-aire	2.15 - 9.60	1.55-8.60	1.55	9.60	
Calor latente de vaporización en el punto de ebullición (Kj/Kg)	428	388	--	426	
Poder Calorífico:					
BTU/Kg(líquido)	47,659	46,768		47,392	
BTU/litro(líquido)	24,238	27,432		25,196	
Kcal/litro(líquido)	6,105	6,910		6,347	
BTU/m <sup>3</sup> (vapor)	91,000	119,000		99,000	
Kcal/ m <sup>3</sup> (vapor)	23,000	30,000		25,000	

- 1.2.1 Presión de Vapor:** Es la presión a la cual la fase vapor está en equilibrio con la fase líquida a una temperatura determinada. Es una propiedad intensiva, por lo tanto su valor es independiente de las cantidades de vapor y líquido presentes. Si se trata de una mezcla la presión de vapor dependerá de la temperatura y la composición que tenga la fase líquida.
- 1.2.2 Calor latente de vaporización:** Es la cantidad de calor transferido a una masa de una sustancia en estado líquido para cambiarla a estado gaseoso a una presión y temperatura dada.
- 1.2.3 Punto de ebullición:** Es la temperatura en la cual una sustancia cambia de estado líquido a gaseoso. También se puede definir como la temperatura a la que su presión de vapor es igual a la presión externa. Al reducir la presión externa, disminuye el punto de ebullición de un líquido; al aumentar la presión externa, se eleva el punto de ebullición de los líquidos.
- 1.2.4 Gravedad específica del vapor:** Es la relación entre la densidad de un vapor dado a cierta temperatura y la densidad del aire a la misma temperatura.
- 1.2.5 Gravedad específica del líquido:** Es la relación entre la densidad de un líquido dado a cierta temperatura y la densidad del agua a la misma temperatura.

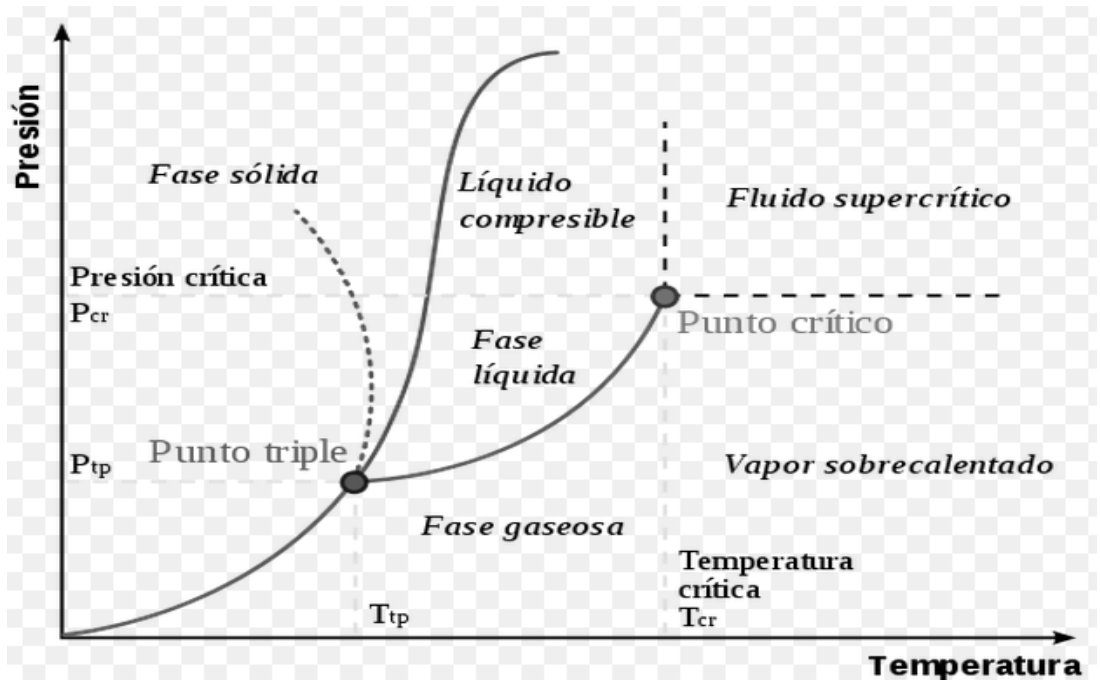
- 1.2.6 Temperatura de ignición:** Es la mínima a la que se debe calentar una sustancia en el aire para que se pueda iniciar y mantener una combustión independientemente de la fuente de calor.
- 1.2.7 Calor específico:** Es la cantidad de calor necesario para elevar la temperatura de una masa de cierto material un grado en cualquiera de las escalas.
- 1.2.8 Inflamabilidad:** Se refiere a la facilidad de un material para encenderse o hacer combustión.
- 1.2.9 Poder Calorífico:** Es la cantidad de energía en forma de calor que libera una determinada cantidad de sustancia durante la combustión completa. El poder calorífico de un combustible puede ser superior o inferior.
- 1.2.10 Toxicidad:** Los GLP no presentan riesgos tóxicos. Cuando la concentración del gas en el aire es elevada se producen trastornos fisiológicos, debido al desplazamiento de oxígeno que ocurre.
- 1.2.11 Corrosión:** Los GLP no corroen al acero, ni al cobre o sus aleaciones y no disuelven los cauchos sintéticos, por lo cual éstos materiales se utilizan para construir las instalaciones. Por el contrario disuelven gras y caucho natural.
- 1.2.12 Olor:** Los gases licuados del petróleo no tienen color ni olor natural por lo que, para poder detectar fugas por el olfato, se les añade un odorizante a base de mercaptanos antes de su distribución. El olor es sentido cuando todavía se encuentra la mezcla muy por debajo del límite inferior de inflamabilidad.

### **1.3 COMPORTAMIENTO CUALITATIVO DE FASES**

En los sistemas de hidrocarburos a presión y temperaturas determinadas subsisten 1, 2 o 3 fases (gas, líquido, sólido) en equilibrio a estas condiciones impuestas y para lo cual los diagramas de fases (P-T, P-V, P- H) son la mejor forma de estudiar el comportamiento cualitativo de estos sistemas.

#### **1.3.1 Sistemas de un solo componente:**

Es un sistema compuesto por un solo componente (sustancia pura: que no considera reacciones químicas y comprende un solo tipo de moléculas) que puede presentarse como vapor, líquido o sólido, dependiente de las condiciones de presión y temperatura a la que se encuentre. En el diagrama de P-T se ilustran las 3 fases que pueden coexistir, el punto triple, punto crítico entre otras características del comportamiento de fase en compuestos puros.



**Figura 1.** Diagrama  $P$  vs  $T$  para un sistema de un solo componente (**Fuente:** traducción de *Phase-diag.svg*, por Makism, / diagrama de fases/ componente puro)

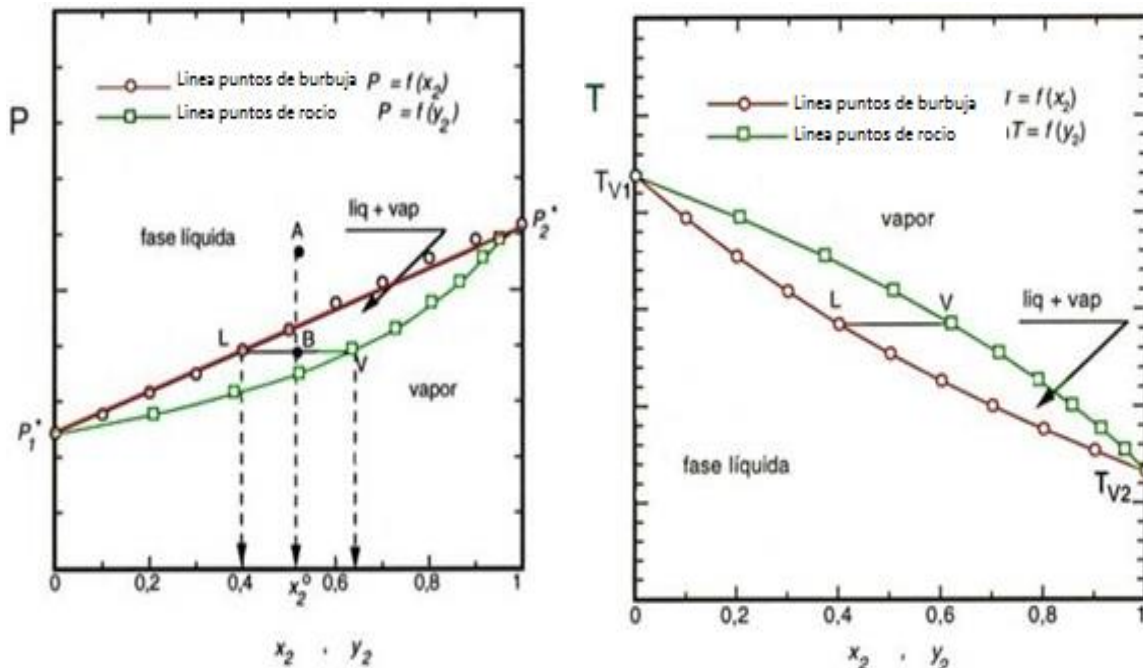
Algunos cambios de una fase a otra en los diagramas de un solo componente, implican cambios volumétricos importantes que han de tenerse en cuenta en el momento de someter este componente a cambios de temperatura y presión.

En los sistemas de un sólo componente, cuando existe sólo una fase, el sistema es bivariante; cuando existen dos fases en equilibrio, el sistema es univariante y cuando existen tres fases en equilibrio el sistema es invariante.

### 1.3.2 Sistemas de dos componentes (Binarios)

En los sistemas de dos componentes la composición es una nueva variable que produce cambios sustanciales en las propiedades termodinámicas y físicas de cada una de las fases.

Para este tipo de sistemas Binarios o de dos fases y para una composición dada, las líneas de punto de burbujeo y de rocío ya no coinciden, si no que se forman una línea envolvente en el diagrama de fases, Además, para cada composición diferente del sistema se obtiene un diagrama de fases diferente.



a. Diagrama de fases a T=cte

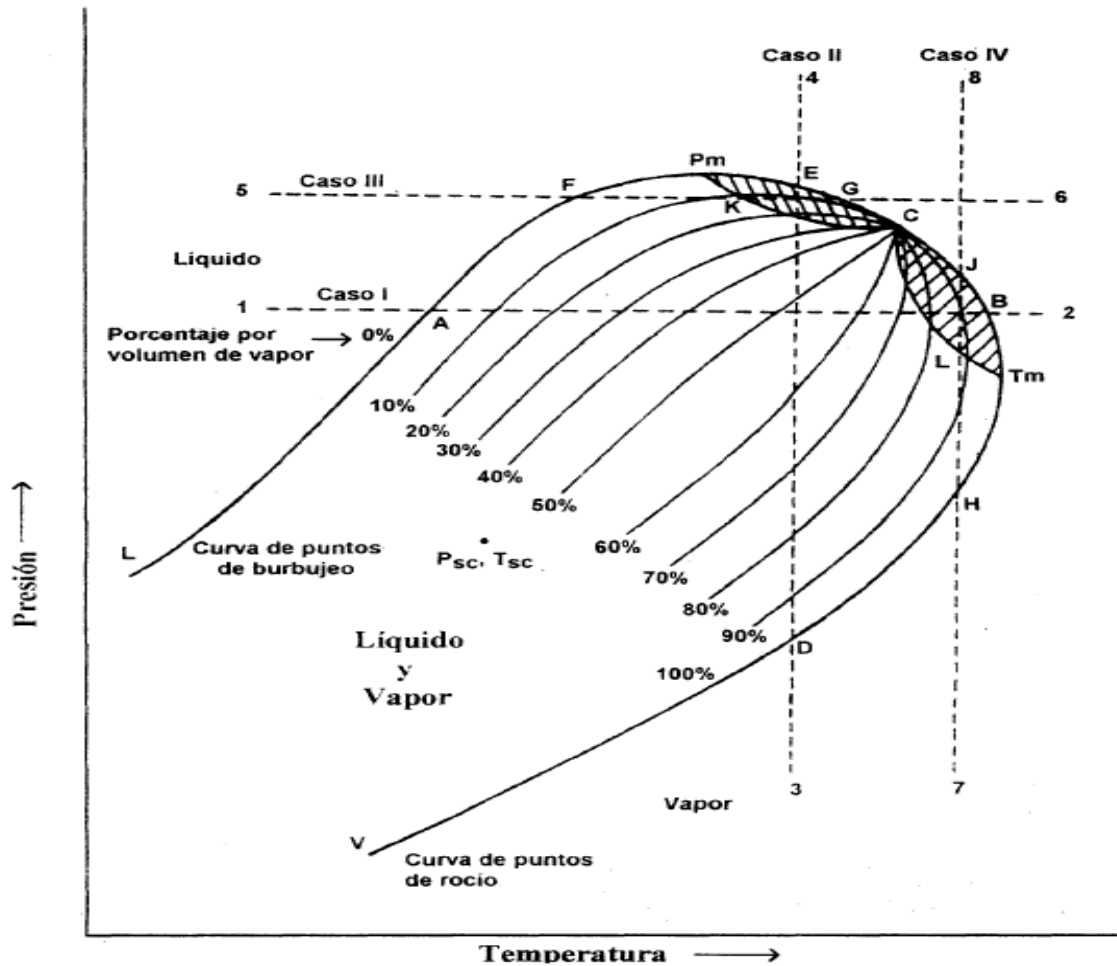
b. Diagrama de fases a P=cte

**Figura 2.** Diagramas de fases para un sistema binario (Fuente: <http://apuntescientificos.org/binarios-ibq.html>)

### 1.3.3 Sistemas Multicomponentes

Son sistemas compuestos por diferentes componentes, un ejemplo de ellos son los sistemas de hidrocarburos, en este tipo de sistemas se utilizan para su estudio los diagramas de fases similares a los utilizados en sistemas binarios. Sin embargo, el sistema se vuelve más complejo por su gran número de componentes diferentes y los rangos de presión y temperatura en los cuales existen dos fases.

Tal como en un sistema binario, la región de dos fases está cerrada por una curva envolvente, formada por la curva de puntos de burbujeo, y en la curva de puntos de rocío, unidas en el punto crítico.

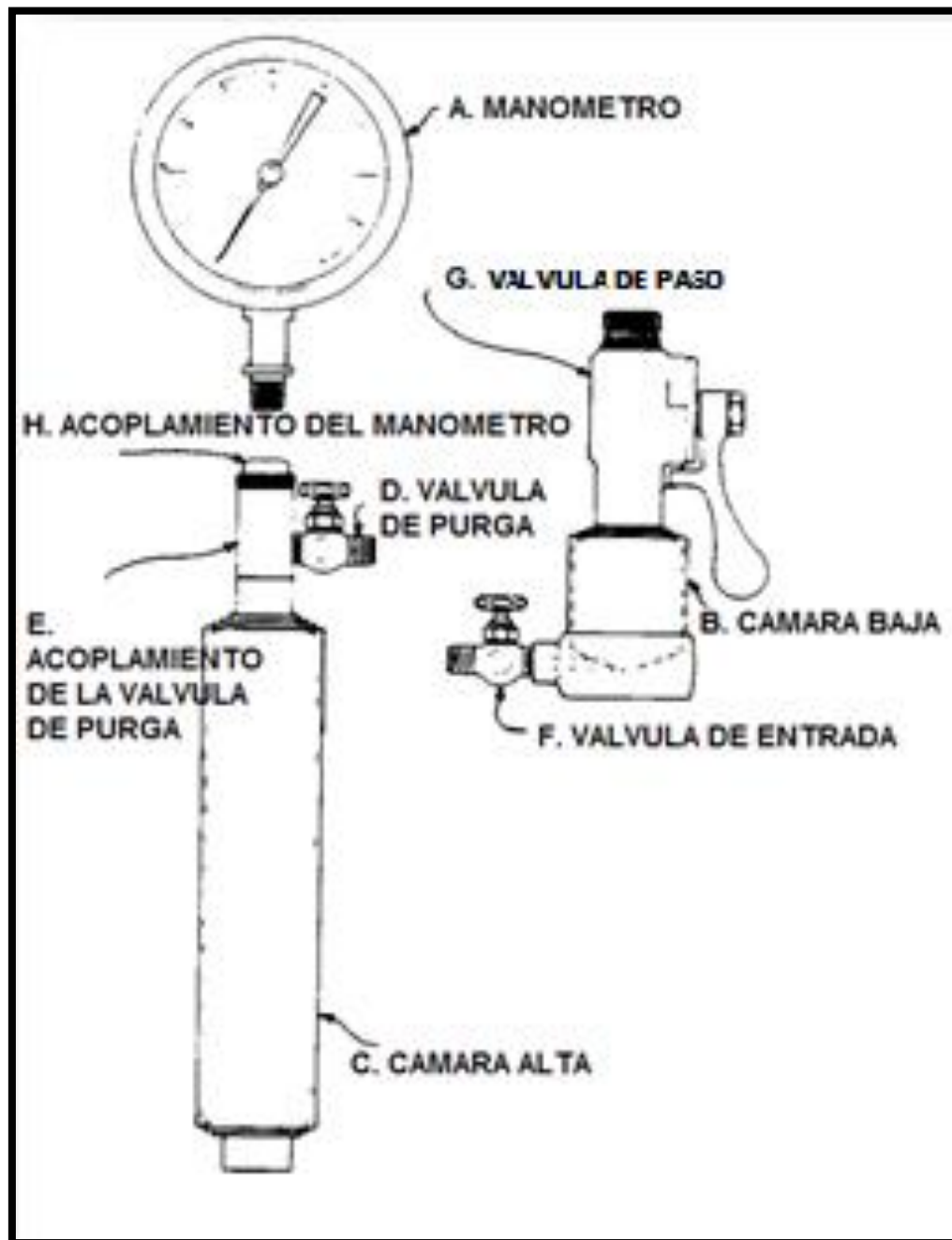


**Figura 3.** Diagrama de P-T para un sistema policomponente de hidrocarburos (Fuente: Amix, J.W., Bass, D.M.Jr. And Whiting, R.L.: Petroleum Reservoir Engineering, Physical Properties, McGraw-Hill Book Company, 1960, Capítulo 4, pág. No. 221)

En la figura 3 se muestra un diagrama de fases para mezclas de hidrocarburos generalizado donde se pueden observar las envolventes de fases que resulta de unir las curvas de puntos de burbujeo y puntos de rocío. Además se observan curvas de isocalidades para diferentes porcentajes por volumen de vapor. En la figura 3 el punto C corresponde al Punto crítico, los puntos Pm y Tm corresponden a los puntos cricondenbárico y cricondentérmico respectivamente.

## 2. MONTAJE DE LA PRUEBA DE PRESION DE VAPOR REID PARA GASES LICUADOS DEL PETROLEO.

### 2.1 EQUIPO



**Figura 4.** Equipo típico de presión de vapor REID para GLP (Fuente ASTM D1267-02)

**2.1.1 1 Cámara Alta:** Esta cámara, como se muestra en la Figura 4(C) es un recipiente cilíndrico de 51 +/- 3 mm (2 +/- 1/8 de pulgada) de diámetro de 254 +/- 3 mm (10 +/- 1/8 de pulgada) de longitud, con la superficie interna de los extremos ligeramente inclinada para proporcionar el drenaje completo desde cualquier extremo cuando se mantenga en una posición vertical. En un extremo de la cámara se encuentra el acople de la válvula de alivio (Figura 4 (E)) para recibir el ensamble de la válvula de alivio y el medidor de presión. En el otro extremo de la cámara hay un orificio aproximadamente de 13 mm (1/2 in) de diámetro para acoplar la cámara baja. Se debe tener cuidado de que las conexiones de los orificios extremos no impidan que la cámara se drene por completo.

**2.1.2. Cámara baja:** Esta cámara, como se muestra en la Figura 4 (B) es un recipiente cilíndrico de un volumen tal que la relación de volumen de la cámara superior y la cámara inferior está entre los límites de 3.95 a 4.05 y es 20 % el volumen de la cámara superior. En un extremo de la cámara inferior se encuentra un orificio de aproximadamente 19 mm (3/4 in) de diámetro, el cual recibe la válvula de paso (Figura 4(C)) que tiene un mínimo canal interno de 13 mm (1/2 in) de diámetro. El otro extremo de la cámara está equipado con una válvula de entrada de 6 mm (1/4 in) nominal.

En la determinación de las capacidades volumétricas de las cámaras, el volumen de la cámara inferior es considerado como el que está por debajo del cierre de la válvula de paso (Figura 4 (G)). El volumen por encima del cierre de la válvula de paso, incluyendo la porción del acople unido a la cámara superior, es considerado como una parte del volumen de la cámara superior. Las relaciones de volumen de las cámaras son determinadas de acuerdo al procedimiento señalado en el apéndice del método de prueba D323.

**2.1.3 Acoplamiento de la válvula de purga:** La válvula para purgar el equipo (Figura 4 (D)) es una válvula de 6mm nominal instalada en un lado del acoplamiento de la válvula de purga (Figura 4 (E)). El extremo inferior es roscado para encajar dentro del accesorio del extremo de la cámara alta y el extremo superior es roscado para recibir el acople del manómetro (Figura 4(H)).

**2.1.4 Válvula de purga:** La válvula de purga tiene 6 mm (1/4 pulg) de diámetro. Se conecta lateralmente al acoplamiento de la válvula de purga (Figura 4(E)). El acoplamiento tiene los extremos inferior y superior roscados, para que se atornillen a la cámara mayor y el manómetro respectivamente.

**2.1.5 Manómetro:** El manómetro, mostrado en la figura 4(A) es un medidor tipo Bourdon, de 114 a 140 mm (4 1/2in a 5 1/2 in) de diámetro provisto con una conexión nominal de rosca macho de 6 mm (1/4 in) con un conducto no menor de 5 mm (3/16 in) de diámetro desde el tubo Bourdon a la atmosfera.



El rango y graduaciones del medidor de presión usado deberán ser gobernados por la presión de vapor de la muestra, como sigue:

**Tabla 2.** Rango y graduaciones del medidor de presión de la prueba de presión de vapor para GLP, según la presión de vapor de la muestra. (**Fuente.** ASTM 1267-02)

Medida de Presión de vapor del GLP, KPa (Psi) a la temperatura de prueba	Rango de la escala del manómetro a usar, KPa (psi)	Intervalos numerados, KPa (psi)	Graduaciones intermedias, KPa (psi)
655 (95) y menores	0 a 700 (100)	70 (10)	3.4 (0.5)
620 (90) a 1750 (250)	0 a 1750 (250)	172 (25)	7 (1)
1660 (240) a 3460 (500)	0 a 3500 (500)	344 (50)	35 (5)

**2.1.6 Baño de calentamiento:** El Baño de calentamiento es de dimensiones adecuadas para que el equipo de presión de vapor quede sumergido, de tal manera que, incluyendo el acople de la válvula de purga pero no el manómetro de presión, sea sumergido. Se debe garantizar que el baño permanezca a una temperatura constante de 37.8 0.1 °C (100 0.2 °F). El baño tendrá agua como fluido de calentamiento, este fluido no tendrá ninguna consideración, sin embargo, se recomienda que esté limpia y preferiblemente sin contenido de grasas o aceites que pudiesen interferir en la transferencia de calor hacia el equipo. En el laboratorio de crudos y derivados se cuenta con el baño de calentamiento adecuado.

**2.1.7 Termómetro:** Se deben usar termómetros ajustados por las especificaciones, según la especificación E1 o las especificaciones de termómetros estándar IP. El rango es gobernado por la temperatura de prueba, como sigue:

**Tabla 3.** Rango del termómetro de la prueba de presión de vapor para GLP, según la temperatura de prueba. (**Fuente.** ASTM 1267-02)

Temperatura de prueba	Termómetro	Rango del termómetro
°C	No.	°C
35 a 40	18C	34 a 42
50 a 80	65C	50 a 80
°F		°F
95 a 105	18F	94 a 108
125 a 175	65F	122 a 176

Los requerimientos del equipo para este método, excluyendo el ensamblaje de la válvula de purga, son similares con los del método de prueba D323. Aunque los detalles del procedimiento de prueba son diferentes, las cámaras de aire y líquido del método de prueba D323 podrían ser usadas en el presente método previendo, por medio una prueba hidrostática especificada en el anexo A1 de la norma ASTM 1267-02 que ellas puedan resistir las más altas presiones de prueba.

## **2.2 Procedimiento para la medición de la presión de vapor Reid del GLP**

### **2.2.1 Preparación de la prueba**

- Si el equipo ha sido usado para otros productos de pruebas que el tipo de producto a ser usado, desensamble, limpie completamente, y purgue las partes en una corriente de aire seca.
- Ensamble el equipo con la válvula de entrada de la cámara baja abierta, la válvula de paso entre las dos cámaras, abierta, la válvula de purga cerrada, con el rango apropiado de presión en el manómetro.
- Conectar al enchufe de 110 voltios O 220 Voltios (Según como indique la placa del equipo), Mantener el equipo de Baño María a una temperatura de 37.8°C (100°F).
- No se analizarán muestras en recipientes con fugas. Estos deben ser desechados y obtener nuevas muestras.
- Esta operación y la subsecuente se deben realizar en un medio seguro para la disposición de vapores y líquidos.

### **2.2.2 Purga**

- Con el equipo ensamblado en una posición vertical, conecte la válvula de entrada de la cámara baja al muestreador con la conexión de muestreo.
- Abra la válvula del muestreador, al equipo.
- Cuidadosamente abra la válvula de purga sobre la cámara alta, permitiendo al aire o vapores, o ambos, escapar del equipo hasta que este, esté lleno de líquido
- Cierre la válvula de entrada de la cámara baja y abra la válvula de

purga a su posición totalmente abierta.

- Permita que el líquido contenido se evapore hasta que el equipo este cubierto con escarcha blanca.
- Invierta el ensamblaje y descargue el material residual a través de la válvula de purga.
- Permita que los vapores residuales escapen hasta que la presión en el equipo sea esencialmente la atmosférica, luego cierre la válvula de purga.

### **2.2.3 Medición de la presión de vapor Reid**

- Regrese el equipo a su posición vertical normal, ahora conteniendo solo vapores y abra la válvula de entrada.
- Tan pronto como el aparato alcance la misma presión del muestreador momentáneamente abra la válvula de alivio.
- Si el líquido no sale inmediatamente, repita la purga. Si el líquido aparece inmediatamente, cierre las válvulas de entrada y alivio, en ese orden.
- Cierre la válvula del muestreador, y desconecte la línea de transferencia. Inmediatamente cierre la válvula de paso entre las dos cámaras y abra la válvula de entrada, con el equipo en una posición vertical.
- Cierre la válvula de entrada tan pronto como no escape más líquido, e inmediatamente abra la válvula de paso.
- Cierre la válvula de paso y de nuevo abra la de entrada para permitir la expulsión del contenido de la cámara baja. Tan pronto como deje de escapar líquido de la cámara baja, cierre la válvula de entrada e inmediatamente abra la válvula directa.
- El equipo incluyendo el acople de la válvula de purga pero no el manómetro de presión, debe ser sumergido.
- A lo largo de la prueba, la temperatura del baño de agua debe ser revisada periódicamente por medio del termómetro del baño. Se debe asegurar una temperatura de 37.8 °C (100°F), manteniendo el baño a +/- 0.1°C (0.2°F).
- Después que han pasado 5 minutos, retirar el equipo del baño María, invertirlo, agitarlo vigorosamente y luego devolverlo al

baño. Realizar la agitación rápidamente para evitar enfriamiento excesivo del equipo y su contenido.

- Después de eso a intervalos no mayores de 2 minutos retirar el equipo del baño, invertir, agitarlo vigorosamente y luego devolverlo al baño. Antes de cada retirada del equipo del baño María, golpee ligeramente el manómetro y observe la lectura de presión.
- Estas operaciones normalmente requerirán de 20 a 30 minutos para asegurar el equilibrio. Después de este tiempo, si las lecturas consecutivas del manómetro observadas son constantes registre la operación de presión como la presión de vapor del GLP no corregida de la muestra a la temperatura de prueba.

#### 2.2.4 Cálculos y correcciones

- Si se usa un manómetro que no está calibrado contra un probador de peso muerto, es necesario determinar si una corrección de medición necesita ser aplicada a la lectura del indicador de presión. Sin remover el indicador de presión del equipo o el equipo del baño, colocar un medidor de presión de prueba, previamente calibrado con un medidor de peso muerto, a la salida de la válvula de alivio y abrirla. Al final de 5 minutos, comparar las lecturas de los dos medidores. Registrar alguna corrección así determinada como corrección del medidor de presión. Alternativamente, si el manómetro ha sido calibrado contra un medidor de peso muerto, la corrección del medidor es cero y no es necesario determinar una corrección del medidor

- Convierta la presión de vapor leída sin corregir, en presión de vapor corregida así:

Presión de vapor corregida= (Presión de vapor leída en la prueba) +  
(Corrección de la medición)

- Convierta la presión de vapor corregida a una presión barométrica estándar de 760 mm (29.92 in) Hg por medio de la siguiente ecuación:

$$\text{Presión de vapor del GLP} = \text{Presión de Vapor Corregida, psi} - ((760 - P1) * 0.0193)$$

$$\text{Presión de vapor del GLP} = \text{Presión de Vapor Corregida, KPa} - ((760 - P1) * 0.1333)$$

Donde P1 = Presión atmosférica del lugar, mmHg

### **2.3 Personal necesario para la realización de la prueba.**

Para la realización de esta prueba es necesario contar con dos (2) personas, una que realice la ejecución y un auxiliar, que aseguren la eficiencia de los resultados obtenidos, ya que el manejo del equipo y el portamuestras junto con la línea de transferencia requieren bastante cuidado; además es necesario la limpieza del equipo, verificaciones de la temperatura del baño, existencia de fugas, lecturas del manómetro teniendo en cuenta las agitaciones que requiere el equipo en el proceso y el tiempo en cada inmersión del mismo.

En caso de que se requieran resultados para la venta del servicio, la prueba debe ser ejecutada por una persona capacitada que haga parte del laboratorio junto con un auxiliar; además deberá existir una persona responsable de la redacción, firma y entrega del reporte de la prueba de presión de vapor Reid; se recomienda que sea el docente responsable del laboratorio.

### **2.4 Elementos de seguridad y protección en el Laboratorio de Crudos y Derivados.**

- 2.4.1 Bata de Laboratorio:** Es una pieza de ropa amplia y larga que sirve en el laboratorio para protegerse de cualquier daño que puedan hacer las sustancias utilizadas a la ropa o al ejecutante de la prueba. El reglamento del laboratorio dice que debe ser de uso obligatorio.
  
- 2.4.2 Gafas de Seguridad:** Debido a que las muestras a evaluar contienen alto contenido de volátiles y la manipulación del equipo a lo largo de la prueba puede generar gotas del baño de agua o algún golpe se deben usar gafas de seguridad que protejan los ojos,
  
- 2.4.3 Careta contra vapores orgánicos:** Este equipo de protección tendrá como principal especificación que contenga un filtro para vapores orgánicos, con el fin de evitar al máximo la inhalación de los componentes volátiles de la muestra a realizar la prueba.

## **2.5 Control de Calidad.**

Para garantizar la eficiencia en los resultados que verifiquen la correcta ejecución de las corridas, además de una práctica segura se deben realizar las siguientes acciones previas al montaje y durante la realización de cada prueba:

**2.5.1 Método de acople de las cámaras alta y baja:** Cualquier método de acople de las cámaras puede ser empleado previendo que los requerimientos volumétricos sean conocidos y que el ensamblaje esté libre de fugas bajo las condiciones de la prueba.

**2.5.2 Prueba Hidrostática:** Las cámaras ensambladas son certificadas por el fabricante para soportar aproximadamente 6920 KPa (1000 psi) de presión hidrostática en el manómetro sin deformación permanente.

**2.5.3 Prueba de fugas:** Antes de colocar el equipo en servicio, y cuantas veces sea necesario a partir de entonces, el equipo de presión de vapor ensamblado deberá ser verificado para que no existan fugas llenándolo con aire, gas natural, nitrógeno, u otros gases similares, a una presión de 3460 KPa (500 psi), y luego sumergiéndolo completamente en un baño de agua.

**2.5.4 Purga:** Se debe verificar una correcta ejecución del proceso de purga cada vez que la muestra a analizar tenga diferente composición o fuente.

**2.5.5 Control de la temperatura:** A la temperatura de prueba de 37.8 °C (100°F) se debe mantener el baño a +/- 0.1°C (0.2°F) realizando revisiones periódicas del termómetro.

**2.5.6 Fugas:** Observar el ensamblaje del equipo a través del periodo de prueba para asegurar que esté libre de fugas. Descontinuar la prueba y descartar los resultados en cualquier momento en que una fuga sea detectada.

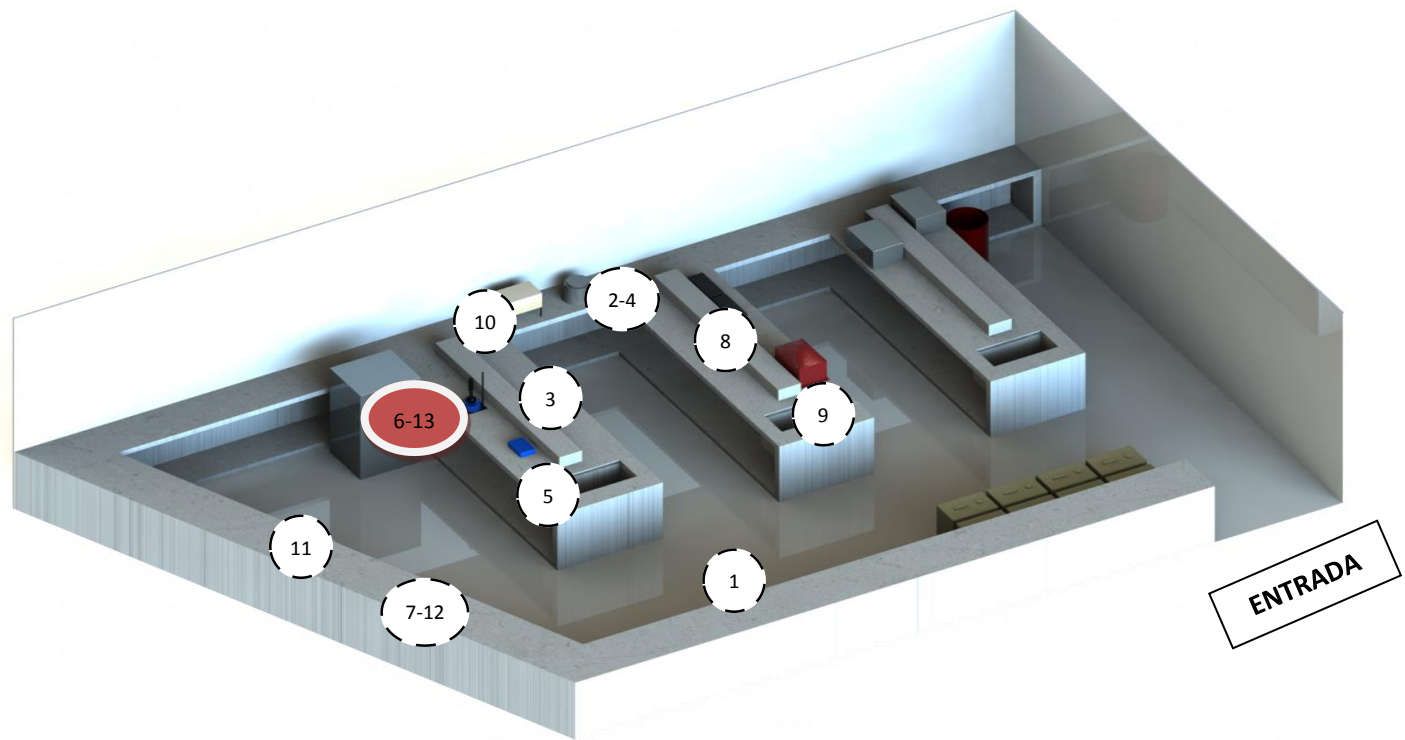
**2.5.7 Uso de elementos de seguridad:** El control de calidad exige que el personal que ejecute la prueba haga el adecuado uso de los elementos de seguridad nombrados en 2.4, de tal forma que tanto la seguridad del proceso como la seguridad del personal sean garantizadas.

## **2.6 Ubicación en el laboratorio de Crudos y Derivados**

En esta prueba se manipulan gases volátiles que son altamente inflamables, por lo tanto la transferencia, purga y descargue de la muestra deben realizarse bajo estrictas condiciones de seguridad y en una zona de trabajo adecuada de tal manera que se proporcione una ventilación apropiada con el fin de que dichos gases fluyan al exterior y no se acumulen causando un peligro tanto para el personal ejecutante de la prueba, como para las instalaciones del laboratorio.

Teniendo en cuenta lo anterior se recomienda que los procesos de transferencia, purga y descargue se realicen en la cabina extractora de gases del Laboratorio siguiendo el procedimiento adecuado de su funcionamiento. Además el sistema de ventilación (ventiladores y extractores) debe estar encendido en el momento de la ejecución de los mencionados procesos.

La medición de la PVR, una vez el equipo está cargado con la muestra, se realiza en el baño de agua, el cual se encuentra ubicado al fondo del laboratorio, cerca de la cabina extractora de gases y el enfriador; sitio idóneo debido a que los equipos adicionales para la realización de esta prueba se recomienda estén cercanos unos de otros ya que la ejecución de esta práctica debe hacerse de manera segura y rápida por los altos índices de vaporización de la muestra y las altas presiones de trabajo.



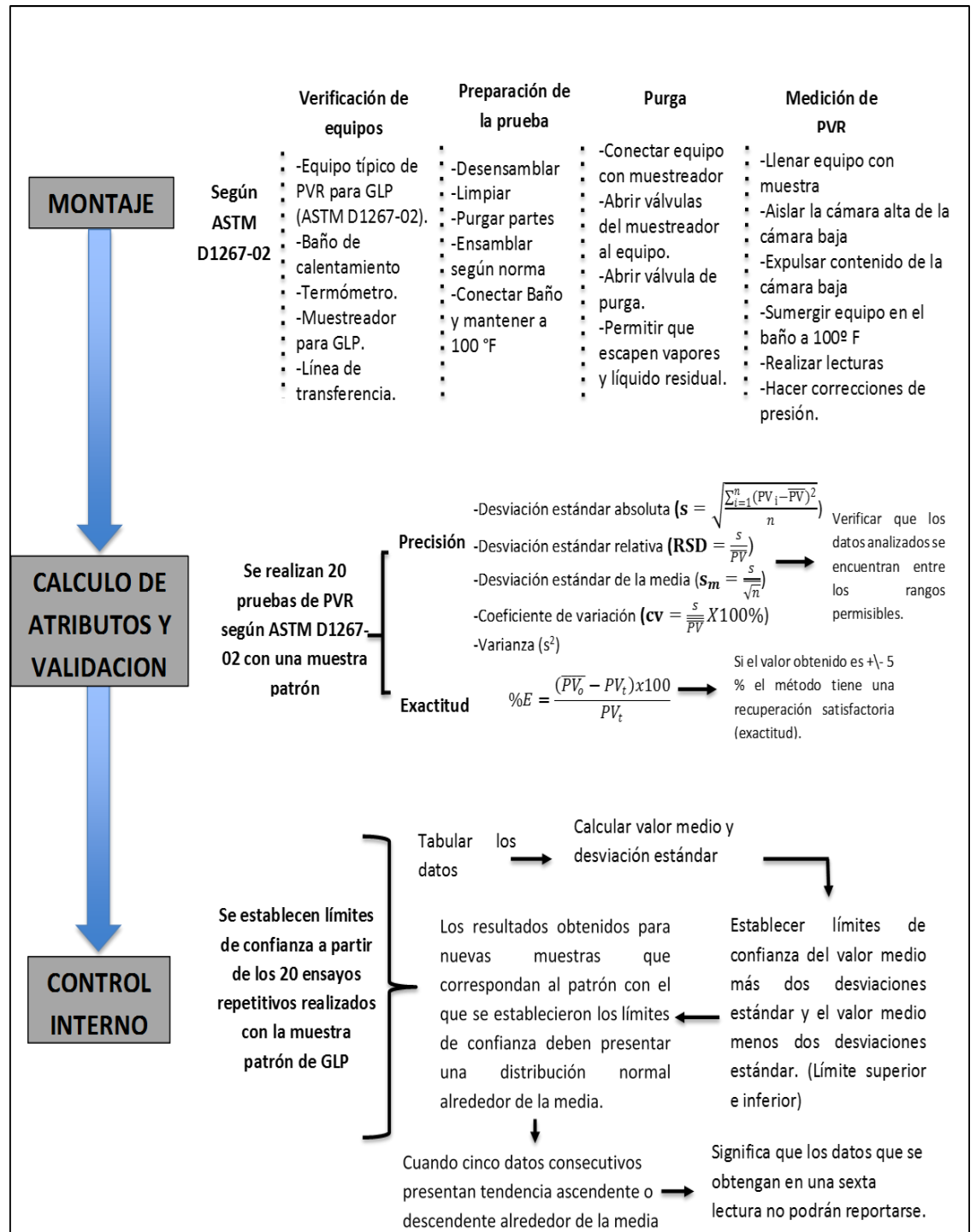
**Figura 5.** Ubicación de Pruebas realizadas en el Laboratorio de crudos y derivados de la Universidad Surcolombiana. (Fuente: Los Autores)

**UBICACIÓN DE PRUEBAS Y EQUIPOS LABORATORIO DE CRUDOS UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA**

1. Determinación de la gravedad API y la gravedad específica del petróleo crudo y derivados del petróleo (Método del Termo-hidrómetro)
2. Determinación del contenido del agua y sedimentos en el petróleo crudo por el método de la centrifuga
3. Determinación del contenido de agua en un crudo por destilación
4. Prueba piloto para la identificación y tratamiento de emulsiones
5. Determinación de sal en el crudo por el método de potenciómetro
6. Método de prueba estándar para la determinación de la presión de vapor de productos derivados del petróleo (Vapor REID)
7. Determinación del punto de chispa y el punto de inflamación por el método de cámara abierta de Cleveland
8. Método patrón de análisis de viscosidad Saybolt
9. Método estándar para la determinación de la viscosidad cinemática de líquidos opacos y transparentes (y cálculos de viscosidad dinámica)
10. Método estándar para la determinación de los productos del petróleo por destilación.
11. Determinación de agua en petróleos crudos por titulación potenciométrica Karl Fischer Agua por Karl Fisher
12. Punto de inflamación por el Método de cámara cerrada de Pensky-Martens
13. Método de prueba estándar para la determinación de la presión de vapor de gases licuados del petróleo (PVR)



## 2.7 Procedimiento de estandarización para el método prueba de medición de la presión de vapor Reid para gases licuados del petróleo (GLP) según la norma ASTM D1267-02



La estandarización del método de prueba para la medición de la presión de vapor Reid para Gases Licuados del petróleo (GLP) es un proceso riguroso que permite ajustar el procedimiento a determinadas normas y formas. En este el término estandarización se aplica al desarrollo sistemático del método de prueba, con respecto a su aplicación, especificaciones, materiales, equipos, patrones y con base en normas aprobadas internacionalmente, para determinar el grado de confianza de los resultados de acuerdo con las condiciones particulares del laboratorio de Crudos y derivados de la Universidad Surcolombiana.

Este procedimiento incluye las siguientes etapas:

**2.7.1 Montaje:** En esta primera etapa se definen los atributos del método a ensayar, que incluye lo siguiente:

- Establecer el procedimiento detallado de la prueba para la medición de la presión de vapor para GLP según la norma ASTM D1267-02. Se hace de manera detallada en el desarrollo de este trabajo, a manera de resumen dicho procedimiento consiste en:

***Preparación de la prueba:***

- Desensamblar
- Limpiar
- Purgar partes
- Ensamblar según norma
- Conectar Baño y mantener a 100 °F

***Purga***

- Conectar equipo con muestreador
- Abrir válvulas del muestreador al equipo.
- Abrir válvula de purga.
- Permitir que escapen vapores y líquido residual.

***Medición de la PVR***

- Llenar equipo con muestra
- Aislar la cámara alta de la cámara baja
- Expulsar contenido de la cámara baja
- Sumergir equipo en el baño a 100° F

-Realizar lecturas

-Hacer correcciones de presión mediante la siguiente ecuación:

$$PV = PV_{corr} - ((760 - P_{lugar}) * 0.0193) [psi] \quad (\text{Ec.1})$$

- Realizar la verificación de equipos y elementos de laboratorio, los cuales se encuentran verificados en el desarrollo de este trabajo, además de la ubicación en el laboratorio.

-Equipo típico de PVR para GLP (ASTM D1267-02).

-Baño de calentamiento

-Termómetro.

-Muestreador para GLP.

-Línea de transferencia.

## 2.7.2 Validación y cálculo de atributos

Después de realizar la asimilación del método de prueba para la medición de la presión de vapor Reid para GLP según la norma ASTM D1267-02, definiendo el procedimiento detallado y verificando equipos y elementos del laboratorio se procede a desarrollar la validación, la cual es un proceso netamente experimental, efectuada mediante el estudio de laboratorio, que permite evaluar o determinar la conveniencia o capacidad del esquema de dicho método, cuyas características de diseño cumplen con los requerimientos metodológicos y de resultados para la aplicación propuesta; lo cual incluye la estimación de las medidas de precisión y exactitud aplicables.

Por lo tanto, se realizan 20 pruebas experimentales de la medición de la presión de vapor Reid para GLP según norma ASTM D1267-02 con una muestra patrón de GLP cuya presión de vapor es conocida.

Después de obtener los 20 resultados de las presiones de vapor se procede a realizar el cálculo de atributos que incluyen la determinación de la precisión y exactitud del método de la siguiente manera:

**2.7.2.1 Precisión:** Se refiere al grado de proximidad entre los resultados que se efectúan repetitivamente y en forma independiente y está relacionada con el coeficiente de variación.

Se realiza el cálculo de los siguientes índices de desviación de los datos y para medir la dispersión de los datos mediante las siguientes ecuaciones:

$$\text{-Desviación estándar absoluta (s} = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^n (PV_i - \bar{PV})^2}{n}} \quad \text{(EC. 2)}$$

$$\text{-Desviación estándar relativa (RSD} = \frac{s}{\bar{PV}}) \quad \text{(EC. 3)}$$

$$\text{-Desviación estándar de la media (s}_m = \frac{s}{\sqrt{n}}) \quad \text{(EC. 4)}$$

Dónde:

PV<sub>i</sub>=Cada uno de los resultados obtenidos a partir de la prueba PVR.

n= Número total de resultados.

$\bar{PV}$  = Valor de la media aritmética de los resultados obtenidos a partir de las pruebas PVR.

Además se calculan el coeficiente de variación y la varianza, los cuales muestra una mejor interpretación porcentual del grado de variabilidad de los resultados obtenidos a partir de la realización de la prueba.

$$\text{-Coeficiente de variación (cv} = \frac{s}{\bar{PV}} \times 100\%) \quad \text{(EC. 5)}$$

-Varianza (s<sup>2</sup>)

Por último, en cuanto a precisión se verifica que los datos analizados se encuentran entre los rangos permisibles y se procede a realizar cálculos de exactitud.

**2.7.2.2 Exactitud:** Determina el grado de proximidad entre la medida obtenida a partir de la realización de la prueba en el laboratorio para la presión de vapor Reid para GLP y el valor verdadero, esperado o teórico.

Dicha exactitud se calcula a partir de 20 resultados obtenidos de realizar la prueba PVR con la muestra patrón de GLP cuya presión de vapor Reid es conocida, mediante la siguiente ecuación:

$$\%E = \frac{(\bar{PV}_o - PV_t) \times 100}{PV_t} \quad \text{(EC. 6)}$$

**Dónde:**

$\overline{PV}_o$  = Valor de la media aritmética de los resultados obtenidos a partir de las pruebas PVR.

$PV_t$  = Valor teórico de la presión de vapor Reid para la muestra patrón de GLP.

Si el valor obtenido es  $\pm 5\%$  el método tiene una recuperación satisfactoria (exactitud).

**2.7.3 Control Interno**

Después de verificar la exactitud y precisión del método de prueba para la medición de la PVR en GLP según la norma ASTM D1267-02, con fines de monitorear el método estandarizado se establecen límites de confianza a partir de los 20 ensayos repetitivos realizados con la muestra patrón de GLP siguiente el siguiente procedimiento:

- Tabular los datos
- Calcular valor medio y desviación estándar mediante ecuaciones ya descritas.
- Establecer límites de confianza del valor medio más dos desviaciones estándar y el valor medio menos dos desviaciones estándar. (Límite superior e inferior)
- Los resultados obtenidos para nuevas muestras que correspondan al patrón con el que se establecieron los límites de confianza deben presentar una distribución normal alrededor de la media.
- Cuando cinco datos consecutivos presentan tendencia ascendente o descendente alrededor de la media significa que los datos que se obtengan en una sexta lectura no podrán reportarse.

### 3. MUESTREO DE GASES LICUADOS DEL PETRÓLEO (GLP)

#### 3.1 Información General

El procedimiento de toma de muestras de Gases Licuados del Petróleo se realiza bajo lo estipulado en la norma ASTM D1265-97 “Práctica estándar para el muestreo de Gases Licuados del Petróleo (GLP) (Método manual)” la cual se refiere a los procedimientos para la obtención de muestras representativas de los gases licuados del petróleo tales como propano, butano, o sus mezclas, en envases que no sean los utilizados en aparatos de ensayo de laboratorio. Estos procedimientos son considerados adecuados para la obtención de muestras representativas de todas las pruebas de rutina para gases licuados de petróleo (GLP) requeridas por las especificaciones según la norma ASTM D1835-97 “Especificaciones estándar para Gases Licuados del Petróleo (GLP)”.

Para obtener una muestra representativa de GLP se deben tener en cuenta los siguientes factores:

- Obtener muestras de sólo fase líquida.
- Cuando el material que está siendo muestreado ha sido agitado hasta que la uniformidad es corroborada, una muestra líquida podría ser tomada de cualquier parte del recipiente.
- Debido a la amplia variación en la construcción de los recipientes para gases licuados del petróleo (GLP), es difícil de especificar un método uniforme para la obtención de muestras representativas de mezclas heterogéneas, si no es factible agitar una mezcla para obtener mezclas homogéneas, se deben recolectar muestras líquidas por un procedimiento el cual ha sido acordado por las partes involucradas.
- El extremo cuidado y el buen juicio son necesarios para garantizar que las muestras representen las características generales y condición promedia del material; complementadas por la habilidad y la experiencia de muestreo.
- Debido a los riesgos involucrados, los gases licuados del petróleo deben ser muestreadas por o bajo la supervisión de personas relacionadas con las necesarias medidas de seguridad.
- Los vapores de hidrocarburos emitidos durante el muestreo deben ser controlados para asegurar el cumplimiento de regulaciones ambientales y de seguridad aplicables.

**3.2 Ejecutante de la operación de muestreo:** La ejecución de la toma de muestras de GLP puede ser realizada por el laboratorista o el técnico operador del lugar fuente de la muestra para la prueba; quien debe ser una persona capacitada en cuanto a las normas de seguridad pertinentes y la norma ASTM D1265-97.

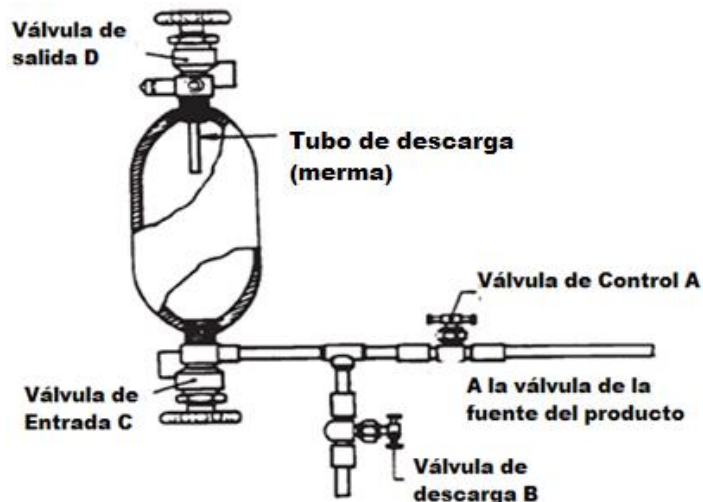
### 3.3 Equipo

**3.3.1 Contenedor de muestras:** Se usan contenedores de muestras metálicos de un tipo que garantiza la máxima seguridad y resistentes a la corrosión por el producto que se muestrea. Un material adecuado es el acero inoxidable. El tamaño del recipiente depende de la cantidad de muestra necesaria para la prueba. El recipiente de la muestra debe estar equipado con un tubo de descarga interno para permitir la liberación del 20% de la capacidad del recipiente, el cual deberá estar claramente marcado. La universidad actualmente cuenta con muestreadores cuya capacidad en líquido es de 500cc.

**3.3.2 Línea de transferencia:** Está hecha de un tubo de acero inoxidable u otra manguera de metal flexible, impermeable al producto que se muestrea. La línea más satisfactoria es una equipada con dos válvulas en el extremo del recipiente que contiene la muestra, una válvula de control A y una válvula de descarga B.

### 3.4 Procedimiento para muestreo de GLP

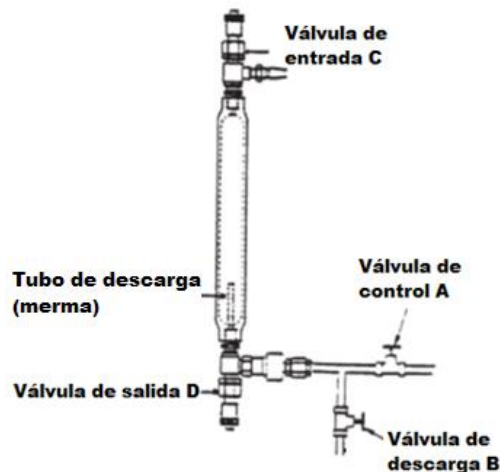
**3.4.1 Purga de la línea de transferencia de la muestra:** Conectar los extremos de la línea de transferencia de forma segura a la fuente y a la válvula de entrada C del recipiente. Cierre la válvula de control A, la válvula de descarga B y la válvula de entrada C, Figura 8. Abra la válvula de la fuente del producto y purgue la línea de transferencia mediante la apertura de la válvula de control A y la válvula de descarga B.



**Figura 6.** Contenedor típico de muestra de GLP y conexiones de muestreo (**Fuente:** ASTM D1265-97, fig 1 Typical sample container and sampling connections)

### 3.4.2 Purga del contenedor de la muestra

- Si la historia del contenido del contenedor de muestra no es conocida, o si las trazas del producto anterior podrían afectar la prueba, se debe utilizar el siguiente procedimiento de purga:
  - Conectar la válvula D del contenedor de muestra a la línea de transferencia de la muestra con el contenedor en una posición vertical y la válvula C en la parte superior.
  - Cerrar las válvulas B, C y D. Abrir la válvula A y luego las válvulas C y D. Después llenar el contenedor de muestra hasta que el líquido fluya por la válvula C. Cerrar las válvulas C y D, luego la válvula A sobre la línea de transferencia.
  - Aflojar la conexión del contenedor de muestra a la línea de transferencia y girar el contenedor 180° de modo que la válvula D se encuentra en la parte superior. Abrir las válvulas C y D, luego la válvula A.
  - Devolver el contenedor de muestra a la posición donde la válvula C se encuentre en la parte superior. Asegure la conexión a la línea de transferencia de muestra y repetir la operación de purga por lo menos tres veces.



**Figura 7.** Contenedor típico de muestra de GLP y conexiones alternadas de purga (**Fuente:** ASTM D1265-97, fig 2 Contenedor típico de muestra y conexiones alternadas de purga)



- Si la historia del contenido del contenedor de muestra se conoce y no afectaría el análisis, se debe utilizar el siguiente procedimiento de purga:
  - Con el recipiente en una posición vertical como se muestra en la Figura 8 y la válvula de salida D en la parte superior, cierre la válvula de descarga B y la válvula de entrada C y abra la válvula de control A.
  - Abrir la válvula de entrada C y llenar el recipiente con la muestra abriendo lentamente la válvula de salida D. Después cerrar la válvula de control A y permitir que parte de la muestra escape en la fase vapor a través de la válvula de salida D.
  - Cerrar la válvula de salida D y liberar el resto de la muestra en la fase líquida mediante la apertura de la válvula de descarga B. Repetir la operación de purga por lo menos tres veces.

### 3.4.3 Transferencia de la muestra:

- Se debe posicionar el contenedor de muestra de manera segura en una posición vertical con la válvula de salida D en el parte superior (Figura 8) y las válvulas C y D cerradas.
- Cerrar la válvula de descarga B, seguidamente abrir la válvula de control A, abrir la válvula de entrada C, y llenar el contenedor con la muestra.
- Cerrar la válvula de entrada C a la válvula que se conecta a la fuente de suministro. Abrir la válvula de descarga B. Después la presión es reducida completamente.
- Desconectar el contenedor de muestra de la línea de transferencia. Se debe descartar la muestra si se descubre alguna fuga o si se abre cualquiera de las válvulas durante la posterior manipulación del contenedor antes de realizar la operación de descarga (merma) como se indica en 3.4.4.



**Figura 8.** Procedimiento de transferencia de la muestra de GLP. (Fuente: Los Autores)

**3.4.4 Descarga de muestra (merma):** Inmediatamente después de obtener la muestra, se debe ubicar el contenedor en una posición vertical con el tubo de descarga (merma) en la parte superior. Posteriormente abrir la válvula de salida D ligeramente. Permitir que el exceso de líquido sea expulsado y cerrar la válvula cuando aparezca la primer señal de vapor. Si no escapa líquido, se debe descartar la muestra y llenar nuevamente el contenedor.

**3.4.5 Detección de fugas:** Después de eliminar el exceso de líquido de tal manera que solo permanezca el 80 % de la muestra, se debe sumergir el contenedor en un baño y detectar fugas. Si se descubre una fuga en cualquier momento durante la operación de muestreo, descartar la muestra. Reparar o reemplazar el contenedor con fugas antes de obtener otra muestra.

**3.4.6 Cuidado de las muestras:** Se debe tener en cuenta lo siguiente para un eficiente cuidado y posterior uso de las muestras representativas de GLP:

- Las muestras se deben almacenar en un lugar frío tan pronto como sea posibles. Mantenerlas ahí hasta que todas las pruebas se hayan completado.
- Si se detectan fugas en un contenedor de muestras descartar la muestra.
- Proteger las válvulas del contenedor de muestra usando un empaque o una tapa de protección, evitando accidentes ocasionados por el desajuste o daño de las válvulas con ello.

## 4. VALIDACION DEL METODO

### 4.1 Requisitos técnicos

Diversos factores determinan la exactitud y confiabilidad de la prueba. Estos factores incluyen elementos provenientes de:

- Factores Humanos
- Instalaciones y condiciones ambientales
- Equipos
- Muestreo
- Trazabilidad de las mediciones
- Manipulación de los ítems de ensayo
- **Validación de resultados**

Las especificaciones para dichos factores son determinadas como se ha mencionado en este trabajo.

### 4.2 Validación de resultados

Para asegurar la confiabilidad de la prueba se presentan los siguientes resultados a partir de 20 pruebas realizadas en el laboratorio de Crudos y derivados, las cuales fueron corregidas según la norma ASTM D1267-02. Además se les halló el error relativo con la ecuación 1, comparando resultados de simulaciones efectuadas con la ayuda del software CMG y su herramienta WINPROP a partir de datos cromatográficos para cada muestra.

WINPROP es un software para identificar y modelar el comportamiento y las propiedades de los fluidos del yacimiento para cada una de las fases presentes. Útil para los procesos de fases múltiples y especiales, donde existen variaciones en la composición.

$$.Error \% = \left| \frac{PV\ corregida - PV\ simulada}{PV\ simulada} \right| * 100 \quad (Ec. 7)$$

## 4.2.1 Tablas de resultados

### 4.2.1.1 Resultados 18 de octubre de 2013

**Tabla 4.** Resultados 18 de octubre de 2013, Prueba 1 (**Fuente:** Los Autores)

PRUEBA 1	
Lectura	P Leída (psia)
1	125
2	126
3	127
4	129
5	129
6	129
PV corregida	128.27
PV Simulación	132.604
% Error	3.27

**Tabla 5.** Resultados 18 de octubre de 2013, Prueba 2 (**Fuente:** Los Autores)

PRUEBA 2	
Lectura	P Leída (psia)
1	130
2	129
3	129
4	128
5	128
6	128
PV corregida	127.27
PV Simulación	132.604
% Error	4.03

**Tabla 6.** Resultados 18 de octubre de 2013, Prueba 3 (**Fuente:** Los Autores)

PRUEBA 3	
Lectura	P leída (psia)
1	120
2	123
3	123
4	125
5	127
6	127
7	127
PV corregida	126.27
PV Simulación	132.604
%Error	4.78

### 4.2.1.2 Resultados 31 de octubre de 2013

**Tabla 7.** Resultados 31 de octubre de 2013, Prueba 4 (**Fuente:** Los Autores)

PRUEBA 4	
Lectura	P Leída (psia)
1	147
2	145
3	143
4	143
5	143
PV Corregida	142.27
PV Simulación	147.02
%Error	3.23

**Tabla 8.** Resultados 31 de octubre de 2013, Prueba 5 (**Fuente:** Los Autores)

PRUEBA 5	
Lectura	P leída (psia)
1	138
2	140
3	141
4	141
5	141
PV corregida	140.27
PV Simulación	147.02
%Error	4.59

#### 4.2.1.3 Resultados 07 de noviembre de 2013 - Mañana

**Tabla 9.** Resultados 07 de noviembre de 2013-Mañana, Prueba 6 (**Fuente:** Los Autores)

PRUEBA 6	
Lectura	P Leída (psia)
1	138
2	137
3	136
4	134
5	134
6	134
PV corregida	133.2666
PV Simulación	138.592
% Error	3.84

**Tabla 10.** Resultados 07 de noviembre de 2013-Mañana, Prueba 7 (**Fuente:** Los Autores)

PRUEBA 7	
Lectura	P leída (psia)
1	129
2	131
3	132
4	133
5	133
6	133
PV corregida	132.2666
PV Simulación	138.592
% Error	4.56

#### 4.2.1.4 Resultados 07 de noviembre de 2013-Tarde

**Tabla 11.** Resultados 07 de noviembre de 2013-Tarde, Prueba 8. (**Fuente:** Los Autores)

PRUEBA 8	
Lectura	P Leída (psia)
1	144
2	145
3	146
4	147
5	147
6	147
PV corregida	146.2666
PV Simulación	151.567
% Error	3.50

**Tabla 12.** Resultados 07 de noviembre de 2013-Tarde, Prueba 9. (**Fuente:** Los Autores)

PRUEBA 9	
Lectura	P leída (psia)
1	149
2	148
3	147
4	146
5	146
6	146
PV corregida	145.2666
PV Simulación	151.567
% Error	4.16

#### 4.2.1.5 Resultados 14 de noviembre de 2013-Mañana

**Tabla 13.** Resultados 14 de noviembre de 2013-Mañana, Prueba 10. (Fuente: Los Autores)

<b>PRUEBA 10</b>	
<i>Lectura</i>	<i>P Leída (psia)</i>
1	143
2	142
3	141
4	141
5	141
PV corregida	140.2666
PV Simulación	147.06
% Error	4.62

#### 4.2.1.6 Resultados 14 de noviembre de 2013-Tarde

**Tabla 14.** Resultados 14 de noviembre de 2013-Tarde, Prueba 11. (Fuente: Los Autores)

<b>PRUEBA 11</b>	
<i>Lectura</i>	<i>P Leída (psia)</i>
1	150
2	149
3	151
4	150
5	150
6	150
PV corregida	149.2666
PV Simulación	155.693
% Error	4.13

**Tabla 15.** Resultados 14 de noviembre de 2013-Tarde, Prueba 12. (Fuente: Los Autores)

<b>PRUEBA 12</b>	
<i>Lectura</i>	<i>P leída (psia)</i>
1	151
2	150
3	149
4	149
5	149
PV corregida	148.2666
PV Simulación	155.693
% Error	4.77

#### 4.2.1.7 Resultados 19 de noviembre de 2013

**Tabla 16.** Resultados 19 de noviembre de 2013, Prueba 13. (Fuente: Los Autores)

PRUEBA 13	
Lectura	P Leída (psia)
1	125
2	127
3	128
4	128
5	128
PV corregida	127.2666
PV Simulación	131.378
% Error	3.13

**Tabla 17.** Resultados 19 de noviembre de 2013, Prueba 14. (Fuente: Los Autores)

PRUEBA 14	
Lectura	P leída (psia)
1	129
2	127
3	126
4	126
5	126
PV corregida	125.2666
PV Simulación	131.378
% Error	4.65

#### 4.2.1.8 Resultados 21 de noviembre de 2013-Mañana

**Tabla 18.** Resultados 21 de noviembre de 2013-Mañana, Prueba 15. (Fuente: Los Autores)

PRUEBA 15	
Lectura	P Leída (psia)
1	130
2	128
3	128
4	128
PV corregida	127.2666
PV Simulación	130.539
% Error	2.51

**Tabla 19.** Resultados 21 de noviembre de 2013-Mañana, Prueba 16. (Fuente: Los Autores)

PRUEBA 16	
Lectura	P leída (psia)
1	127
2	126
3	125
4	125
5	125
PV corregida	124.2666
PV Simulación	130.539
% Error	4.81

#### 4.2.1.9 Resultados 21 de noviembre de 2013-Tarde

**Tabla 20.** Resultados 21 de noviembre de 2013-Tarde, Prueba 17. (Fuente: Los Autores)

PRUEBA 17	
Lectura	P Leída (psia)
1	123
2	122
3	121
4	121
5	121
PV corregida	120.2666
PV Simulación	125.895
% Error	4.47

**Tabla 21.** Resultados 21 de noviembre de 2013-Tarde, Prueba 18. (Fuente: Los Autores)

PRUEBA 18	
Lectura	P leída (psia)
1	119
2	120
3	122
4	121
5	121
6	121
PV corregida	120.2666
PV Simulación	125.895
% Error	4.47

#### 4.2.1.10 Resultados 22 de noviembre de 2013

**Tabla 22.** Resultados 22 de noviembre de 2013, Prueba 19. (Fuente: Los Autores)

PRUEBA 19	
Lectura	P Leída (psia)
1	130
2	129
3	128
4	128
5	128
PV corregida	127.2666
PV Simulación	132.804
% Error	4.17

**Tabla 23.** Resultados 22 de noviembre de 2013, Prueba 20. (Fuente: Los Autores)

PRUEBA 20	
Lectura	P leída (psia)
1	124
2	126
3	127
4	127
5	127
PV corregida	126.2666
PV Simulación	132.804
% Error	4.92



A continuación se presenta un resumen de los resultados obtenidos, en el cual se incluyen las desviaciones estándar para cada composición en el conjunto total de las pruebas calculadas con la ecuación 2.

$$s = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^n (PV_i - \overline{PV})^2}{n}} \quad (\text{Ec. 8})$$

Donde:

$PV_i$  = Cada uno de los resultados obtenidos a partir de la prueba PVR.

$n$  = Número total de resultados.

$\overline{PV}$  = Valor de la media aritmética de los resultados obtenidos a partir de la prueba PVR.

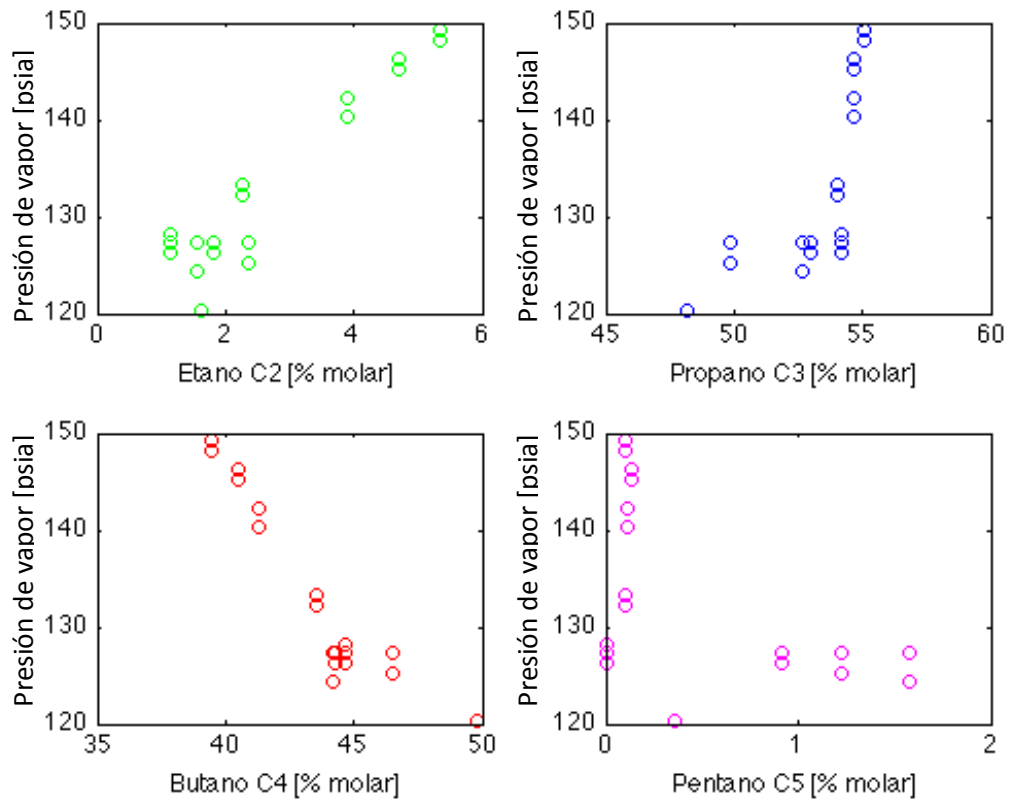
**Tabla 24.** Resumen de resultados obtenidos realizando la medición de la presión de vapor Reid para las muestras de GLP de la planta de gas Dina. (**Fuente:** Los Autores).

PRUEBA	% molar				PV medida (psia)	PV Simulada (psia)	% Error
	C2	C3	C4	C5			
1	1,146	54,214	44,640	0,000	128,27	132,604	3,27%
2	1,146	54,214	44,640	0,000	127,27	132,604	4,02%
3	1,146	54,214	44,640	0,000	126,27	132,604	4,78%
4	3,905	54,691	41,289	0,115	142,27	147,020	3,23%
5	3,905	54,691	41,289	0,115	140,27	147,020	4,59%
6	2,268	54,051	43,579	0,102	133,26	138,529	3,80%
7	2,268	54,051	43,579	0,102	132,26	138,529	4,53%
8	4,708	54,692	40,460	0,139	146,26	151,567	3,50%
9	4,708	54,692	40,460	0,139	145,26	151,567	4,16%
10	3,905	54,691	41,289	0,115	140,26	147,060	4,62%

11	5,341	55,077	39,479	0,103	149,26	155,693	4,13%
12	5,341	55,077	39,479	0,103	148,26	155,693	4,77%
13	2,361	49,882	46,530	1,227	127,26	131,378	3,13%
14	2,361	49,882	46,530	1,227	125,26	131,378	4,66%
15	1,553	52,665	44,203	1,579	127,26	130,539	2,51%
16	1,553	52,665	44,203	1,579	124,26	130,539	4,81%
17	1,636	48,174	49,831	0,359	120,26	125,895	4,48%
18	1,636	48,174	49,831	0,359	120,26	125,895	4,48%
19	1,820	52,984	44,279	0,916	127,26	132,804	4,17%
20	1,820	52,984	44,279	0,916	126,26	132,804	4,93%
<b>s</b>	<b>1.425</b>	<b>2.187</b>	<b>2.908</b>	<b>0.540</b>	<b>9.275</b>	<b>9.679</b>	
$\overline{PV}$					<b>132.86</b>	<b>138.586</b>	<b>4.13 %</b>

Debido a que las desviaciones estándar para cada componente se encuentran en rangos aceptables, se podrían analizar la totalidad de los datos asumiendo que se trata de una sola muestra, que en este caso la presión de vapor para las 20 pruebas realizadas a partir de las muestras tomadas de la planta de gas Dina sería 132.86 psia +/- 9.275 psia teniendo en cuenta la desviación estándar total de los datos; y con un error del 4.13 % al ser comparada con la presión de vapor simulada.

Este alto valor en la desviación estándar para la presión de vapor total tomando todo el conjunto de resultados se ve evidenciado en que, aunque los cambios en composición del conjunto total de muestras es poco, la afectación fisicoquímica de estos cambios hacen que la variación en la presión de vapor sea significativa. De manera más detallada en la figura 9 se muestra este impacto de composición para cada componente versus presión de vapor de la mezcla, donde esta última es mayor para los componentes más livianos y menor en componentes más pesados o con mayor número de carbonos.



**Figura 9.** Presión de vapor vs componente para la muestra de GLP de la planta de gas Dina. (Fuente: Los Autores)

A partir de lo anterior y en base al resumen de la tabla 24, se encuentra una relación entre las composiciones y las presiones de vapor medidas. Con el fin de realizar un análisis estadístico y encontrar Intervalos de confianza, se tomó el grupo que se muestra en la tabla 25 que tiene composiciones similares y resultados medidos de presión de vapor muy cercanos, los cuales, aunque numéricamente son diferentes, pueden ser tomadas como iguales ya que las diferencias en las composiciones son cercanas al 1 %.

**Tabla 25.** Subgrupo de pruebas realizadas con composiciones similares de C2, C3, C4 y C5 a partir de muestras de GLP obtenido de la planta de gas Dina. (Fuente: Los Autores)

PRUEBA	% molar				PV	PV
	C2	C3	C4	C5	medida (psia)	Simulada (psia)
1	1,146	54,214	44,640	0,000	128,27	132,60
2	1,146	54,214	44,640	0,000	127,27	132,60
3	1,146	54,214	44,640	0,000	126,27	132,60
15	1,553	52,665	44,203	1,579	127,26	130,54
16	1,553	52,665	44,203	1,579	124,26	130,54
19	1,820	52,984	44,279	0,916	127,26	132,80
20	1,820	52,984	44,279	0,916	126,26	132,80
<b>s</b>					<b>1,180</b>	<b>0,972</b>
<b>PV</b>					<b>126,692</b>	<b>132,06</b>

**Varianza.**

$$\sigma^2 = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n (PV_i - \overline{PV})^2 \quad \text{(Ec. 9)}$$

$$\sigma^2 = 1.625 \text{ (psia)}^2$$

Donde:

PV<sub>i</sub>=Cada uno de los resultados obtenidos a partir de la prueba PVR.

n= Número total de resultados.

$\overline{PV}$  = Valor de la media aritmética de los resultados obtenidos a partir de las pruebas PVR.

### **Coefficiente de Variación.**

$$cv = \frac{s}{\bar{PV}} \times 100\% \quad (\text{Ec. 10})$$
$$cv = 0.93 \%$$

Donde:

$\bar{PV}$  = Valor de la media aritmética de los resultados obtenidos a partir de las pruebas PVR.

s = Desviación estándar para los datos medidos de PVR.

### **Exactitud.**

$$\%E = \frac{(\bar{PV}_o - PV_t) \times 100}{PV_t} \quad (\text{Ec. 11})$$

La desviación estándar, la varianza y el coeficiente de variación calculados para este subconjunto de resultados se encuentra entre rangos aceptables, por lo tanto se puede calcular un intervalo de confianza para muestras con composiciones similares.

$$\text{Intervalo de confianza} = \bar{PV} \pm (2s) \quad (\text{Ec. 12})$$

Intervalo de confianza, límite superior = 129.052 psia

Intervalo de confianza, límite inferior = 124.332 psia

De manera experimental y siguiendo lo descrito en la norma ASTM D1267-02 se desarrolló adecuadamente el procedimiento para determinar la presión de vapor para gases licuados del petróleo, los presentes resultados para fines de validación y comparación son útiles teniendo en cuenta la norma NTC-17025 en su capítulo 5 (Métodos de ensayo y Calibración y Validación de los Métodos) donde menciona la conveniencia de usar diferentes técnicas para la determinación del desempeño de un método, y en las cuales incluye la comparación con resultados obtenidos con otros métodos, en este caso la simulación a partir de las cromatografías y datos de la muestra resulta útil para esta comparación, teniendo en cuenta que por medio de simuladores es determinado el dato de presión de vapor en la Planta de Gas Dina. Para efectos de la comparación realizada con el equipo de la universidad, usando el software Winprop de CMG existente en la facultad de ingeniería, se observó un error aceptable que no pasa de 5%.

## Conclusiones

- Se Realizó el montaje de la prueba para la determinación de la presión de vapor REID para gases licuados del petróleo (GLP) según la norma ASTM D1267-02 usando el equipo existente en la universidad Surcolombiana con muestras de la región.
- De manera adecuada se efectuó la transferencia de la muestra del equipo de muestreo al equipo de prueba según lo establece la Norma ASTM D1265-97.
- Se ejecutaron 20 corridas de la prueba para la determinación de la presión de vapor REID para gases licuados del petróleo (GLP) según la norma ASTM D1267-02 usando muestras de GLP de la planta de gas DINA obteniendo una presión de vapor en un rango entre 126 y 146 Psig. que comparada con los resultados simulados se obtuvo un error de 2.5 a 4.8%.
- Debido a que las muestras usadas para realizar la prueba fueron tomadas a diferentes horas y en diferentes días, la medición de la presión de vapor presenta diferentes valores, aunque en un rango aceptable para efectos de seguridad. Estas diferencias se deben a que la composición del GLP varía dependiendo las condiciones de procesamiento en la planta de gas, como su misma composición, la cual al tener una relación diferente de componentes livianos y pesados, consecuentemente aumentará o disminuirá la presión de vapor.
- Con el trabajo hecho y la experiencia obtenida se realizaron las guías de laboratorio y documentos de soporte según los lineamientos dados por el sistema de gestión de calidad del laboratorio de crudos y derivados.
- Se dejó el equipo de presión de Vapor REID para gases licuados del petróleo (GLP) según la norma ASTM D1267-02 montado, probado, documentado y en total funcionamiento, lo cual permitirá con algunos ajustes, ofrecer el servicio a la industria
- La determinación de esta prueba resulta de gran provecho académico para el programa ya que actualmente no se contaba con una práctica en el laboratorio de crudos y derivados para gases licuados del petróleo, siendo este un área a fortalecer dentro del programa, ya que la demanda actual en la industria petrolera está siendo extendida en hidrocarburos que no eran explotados

ampliamente como los provenientes de yacimientos no convencionales y los gases licuados del petróleo.

- La prueba fue corrida con el equipo y los accesorios existentes en el laboratorio de crudos y derivados de la universidad Surcolombiana, el cual arrojó los resultados presentados en este trabajo.
- En el desarrollo de este trabajo no se cumplió en su totalidad con el proceso de estandarización; se plantea complementar dicho proceso a partir de este documento como base.

## Recomendaciones

- El almacenamiento de la muestra de GLP a realizar la prueba es parte fundamental en el proceso; la universidad cuenta con muestreadores, aunque no son del volumen adecuado, por lo tanto hay que usar más de un muestreador para realizar la prueba, es por esto que se recomienda la adquisición de un recipiente muestreador más adecuado, el cual debe ser de un volumen mínimo de 700 c.c y estar diseñado bajo los lineamientos de la norma ASTM D 1265 – 97.
- Realizar un mantenimiento oportuno, adecuado y por empresas certificadas al equipo ya que cualquier deterioro en sus conexiones generaría fácilmente fugas debido a que el fluido muestra que se maneja se encuentra a altas presiones; además de verificar funcionalidad de los diferentes elementos que lo componen, como el manómetro, el cual se debe calibrar de manera periódica.
- Realizar el procedimiento de purga siempre que se vaya a realizar una nueva prueba con la muestra a determinar la PVR, ya que esto afectaría el resultado de la medición.
- Utilizar las señalizaciones establecidas internacionalmente, rotulación de los fluidos (HMIS), para el proceso posterior de certificación de las pruebas que pueda ofertar el laboratorio.
- Adquirir un baño María con las dimensiones adecuadas para el correcto uso del equipo de Presión de Vapor Reid.
- Realizar el complemento de la estandarización de esta prueba usando una muestra patrón de GLP con una presión de vapor Reid y una composición conocida para determinar con mayor certeza la exactitud del método siguiendo el procedimiento planteado, realizando las 20 corridas repetitivas con dicho patrón.
- Continuar con el desarrollo de la estandarización tomando este trabajo como base y teniendo en cuenta las recomendaciones para calcular la exactitud del método con relación a una muestra patrón de GLP suficiente para dicho objetivo.



## Bibliografía

- ASTM D 1267 – 02: Standard Test Method for Gage Vapor Pressure of Liquefied Petroleum (LP) Gases (LP-Gas Method)
- ASTM D 1265 – 97: Standard Practice for Sampling Liquefied Petroleum (LP) Gases (Manual Method).
- ASTM D 1835 – 97: Standard Specification for Liquefied Petroleum (LP) Gases.
- ASTM, Standards Petroleum Products and Lubricants (ASTM D 1267 – 02)
- Norma Técnica Colombiana NTC-ISO/IEC 17025, Requisitos generales para la competencia de los laboratorios de ensayo y Calibración (5. Métodos de ensayo y Calibración y Validación de los Métodos)
- Amix, J.W., Bass, D.M.Jr. And Whiting, R.L.: Petroleum Reservoir Engineering, Physical Properties, McGraw-Hill Book Company, 1960.
- Ahmed, T., 2007. Equations of State and PVT Analysis: Applications For Improved Reservoir Modeling. Gulf Publishing Company, Houston, Texas.
- [www.onepetro.org/Reid](http://www.onepetro.org/Reid) Vapor Pressure/SPE 20650; D.B. Reed, K. Chou., 1990. Design, Development, and Field Test of a True Vapor Pressure Analyzer, Alaska. SPE Members.
- López Sopena, José Emilio. Manual de Instalaciones de GLP. CEPSA.

**ANEXO A: NORMA ASTM D 1267 – 02: Standard Test Method for Gage Vapor  
Pressure of Liquefied Petroleum (LP) Gases (LP-Gas Method)**



## Standard Test Method for Gage Vapor Pressure of Liquefied Petroleum (LP) Gases (LP-Gas Method)<sup>1</sup>

This standard is issued under the fixed designation D 1267; the number immediately following the designation indicates the year of original adoption or, in the case of revision, the year of last revision. A number in parentheses indicates the year of last reapproval. A superscript epsilon ( $\epsilon$ ) indicates an editorial change since the last revision or reapproval.

### 1. Scope

1.1 This test method covers the determination of the gage vapor pressures of liquefied petroleum gas products at temperatures of 37.8°C (100°F) up to and including a test temperature of 70°C (158°F).

1.2 The values stated in acceptable metric units are to be regarded as the standard. The values in parentheses are for information only.

1.3 *This standard does not purport to address all of the safety concerns, if any, associated with its use. It is the responsibility of the user of this standard to establish appropriate safety and health practices and determine the applicability of regulatory limitations prior to use.* For specific hazard statements, see 3.2.1 and Annex A2.

### 2. Referenced Documents

#### 2.1 ASTM Standards:

D 323 Test Method for Vapor Pressure of Petroleum Products (Reid Method)<sup>2</sup>

D 1265 Practice for Sampling Liquefied Petroleum (LP) Gases (Manual Method)<sup>2</sup>

E 1 Specification for ASTM Thermometers<sup>3</sup>

#### 2.2 Institute of Petroleum Standard:

IP 181 Sampling Petroleum Gases<sup>4</sup>

### 3. Terminology

#### 3.1 Definitions:

3.1.1 *vapor pressure*—the pressure exerted by the vapor of a liquid when in equilibrium with the liquid.

#### 3.2 Definitions of Terms Specific to This Standard:

3.2.1 *liquefied petroleum gases*—narrow boiling range hydrocarbon mixtures consisting chiefly of propane or propylene, or both, (**Warning**—Extremely flammable. Harmful when

inhaled.) butanes and butylenes, or both, in which the content of hydrocarbon compounds of higher boiling point than 0°C (32°F) is less than 5 % by liquid volume, and whose gage vapor pressure at 37.8°C (100°F) is not greater than approximately 1550 kPa (225 psi).

### 4. Summary of Test Method

4.1 The test apparatus, consisting of two interconnected chambers and equipped with a suitable pressure gage, is purged with a portion of the sample which is then discarded. The apparatus is then filled completely with the portion of the sample to be tested. Thirty-three and one-third to forty volume percent of the sample content of the apparatus is immediately withdrawn to provide adequate free space for product expansion. The apparatus is then immersed in a water bath maintained at the standard test temperature of 37.8°C (100°F) or, optionally, at some higher test temperature up to and including a test temperature of 70°C (158°F).

4.2 The observed gage pressure at equilibrium, after correcting for gage error and correcting to a standard barometric pressure, is reported as the LPG Vapor Pressure at the selected test temperature.

### 5. Significance and Use

5.1 Information on the vapor pressures of liquefied petroleum gas products under temperature conditions from 37.8 to 70°C (100 to 158°F) is pertinent to selection of properly designed storage vessels, shipping containers, and customer utilization equipment to ensure safe handling of these products.

5.2 Determination of the vapor pressure of liquefied petroleum gas is important for safety reasons to ensure that the maximum operating design pressures of storage, handling, and fuel systems will not be exceeded under normal operating temperature conditions.

5.3 For liquefied petroleum gases, vapor pressure is an indirect measure of the most extreme low temperature conditions under which initial vaporization can be expected to occur. It can be considered a semi-quantitative measure of the amount of the most volatile material present in the product.

<sup>1</sup> This test method is under the jurisdiction of ASTM Committee D02 on Petroleum Products and Lubricants and is the direct responsibility of Subcommittee D02.H on Liquefied Petroleum Gas.

Current edition approved April 10, 2002. Published June 2002. Originally published as D 1267 – 53 T. Last previous edition D 1267 – 95 (2001)<sup>1</sup>.

<sup>2</sup> *Annual Book of ASTM Standards*, Vol 05.01.

<sup>3</sup> *Annual Book of ASTM Standards*, Vol 14.03.

<sup>4</sup> Available from Applied Science Publishers, Ripple Rd., Barking, Essex, England



## 6. Apparatus

6.1 *Vapor Pressure Apparatus*, constructed as illustrated in Fig. A1.1, and the various items of auxiliary equipment, are completely described in Annex A1.

6.2 The vapor chamber of Test Method D 323, may be interchangeable with the upper chamber of this method. Similarly, the liquid chamber (two-opening type) of Test Method D 323 is interchangeable with the B, 20 % lower chamber A1.1.4 of this method. Because of this interchangeability, the apparatus assembly of Test Method D 323 must pass, as a safety precaution, the hydrostatic test specified in A1.1.6 before using same in testing liquefied petroleum gas.

## 7. Sampling and Sample Handling

7.1 Samples shall be obtained and stored in accordance with Practice D 1265, or IP 181, Sampling Petroleum Gases, unless the test samples can be taken directly from the source of the material to be tested.

7.2 Any method of coupling the vapor pressure apparatus to the sample source can be employed. Tubing, 6 to 7 mm ( $\frac{1}{4}$  in.) in diameter, of minimum length, of suitable-working pressure, and made of material corrosion-resistant to the products being sampled, is satisfactory for this purpose. A flexible tubing connection of a satisfactory type greatly facilitates the purging and sampling operations. The tubing should be a conducting material or constructed with a built-in ground connection to minimize the effect of static electricity.

## 8. Preparation of Apparatus

8.1 If the apparatus has been used for testing products other than the type of product to be tested, disassemble, clean thoroughly, and purge the parts in a stream of dry air.

8.2 Assemble the apparatus with the inlet valve of the lower chamber open, the straight-through valve between the two chambers open, the bleeder valve closed, and with the proper range pressure gage attached.

## 9. Procedure

9.1 Safe means for the disposal of vapors and liquids during this operation and in the subsequent sampling operation must be provided.

9.2 *Purging*—With the assembled apparatus in an upright position, connect the inlet valve of the lower chamber to the sample source with the sampling connection (7.2). Open the sample source valve to the apparatus. Cautiously open the bleeder valve on the upper chamber, permitting the air or vapors, or both, in the apparatus to escape until the apparatus is full of liquid. Close the lower chamber inlet valve and open the bleeder valve to its wide open position. Allow the contained liquid to evaporate until the apparatus is covered with white frost (may require more than one chilling), then invert the assembly, and expel any residual material through the bleeder valve. Allow the residual vapors to escape until the pressure in the apparatus is essentially atmospheric, then close the bleeder valve.

9.3 *Sampling*—Return the apparatus, now containing only vapors, to its normal upright position and open the inlet valve. As soon as the apparatus attains essentially the same pressure

as the pressure of the sample source, momentarily open the bleeder valve. If liquid does not promptly emerge, repeat the purging step (9.2). If liquid appears immediately, close the bleeder and inlet valves in that order (Note 1). Close the valve on the sample source, and disconnect the sampling line. Immediately close the straight-through valve between the two chambers and open the inlet valve, with the apparatus in an upright position. Close the inlet valve as soon as no more liquid escapes, and immediately open the straight-through valve.

NOTE 1—Transfer of the sample is facilitated by chilling the apparatus with a portion of the material under test.

9.3.1 When using the 33 $\frac{1}{3}$  % lower chamber (A1.1.3) proceed to 9.4.

9.3.2 When using the 20 % lower chamber (Appendix A1.1.4), close the straight-through valve and again open the inlet to permit expulsion of the lower chamber contents. As soon as no more liquid escapes from the lower chamber, close the inlet valve and immediately open the straight-through valve.

9.3.3 The upper chamber, prior to this operation, is liquid full at some temperature that is normally below the environmental temperature. Since any warming of the apparatus would cause expansion of the liquid content of the upper chamber, leading to possible rupture of the chamber, it is necessary that the procedural steps of providing free space in the apparatus be completed promptly.

### 9.4 Vapor Pressure Determination:

9.4.1 Invert the apparatus and shake it vigorously. Return the apparatus to its normal upright position and immerse it in the constant-temperature water bath maintained at the test temperature (4.1). The apparatus including the bleeder valve coupling, but not the pressure gage, must be immersed. Throughout the determination, the temperature of the water bath shall be checked periodically by means of the bath thermometer.

9.4.1.1 At test temperatures of 50°C (122°F) or below, maintain the bath at  $\pm 0.1^\circ\text{C}$  (0.2°F). At test temperatures above 50°C (122°F), up to and including 70°C (158°F), maintain the bath at  $\pm 0.3^\circ\text{C}$  (0.5°F).

9.4.1.2 Observe the apparatus assembly throughout the test period to ensure freedom from leaks. Discontinue the test and discard the results at any time a leak is detected.

9.4.2 After 5 min have elapsed, withdraw the apparatus from the water bath, invert it, shake it vigorously, and then return it to the bath. Perform the shaking operation quickly to avoid excessive cooling of the apparatus and its contents. Thereafter, at intervals of not less than 2 min, withdraw the apparatus from the bath, invert, shake it vigorously, and then return it to the bath. Prior to each removal of the apparatus from the water bath, tap the gage lightly and observe the pressure reading. These operations will normally require 20 to 30 min to ensure equilibrium. After this time, if consecutive observed gage readings are constant, record the pressure reading as the Uncorrected LP-Gas Vapor Pressure of the sample at the test temperature.

9.4.3 If a pressure gage is used that is not calibrated against a dead-weight tester, it is necessary to determine if a gage correction needs to be applied to the pressure gage reading.



Without removing the pressure gage from the apparatus or the apparatus from the bath, attach a test gage, previously calibrated against a dead-weight tester, to the bleeder valve outlet and open the bleeder valve. At the end of 5 min, compare the readings of the two gages. Record any correction thus determined as gage correction.

9.4.3.1 Alternatively, if a pressure gage is used that has been calibrated against a dead-weight tester, then the gage correction is zero and it is not necessary to determine a gage correction as per 9.4.3, using a second test gage that has been calibrated against a dead-weight tester.

## 10. Calculation

10.1 Correct the Uncorrected LP-Gas Vapor Pressure for gage errors (see 9.4.3 and 9.4.3.1).

10.2 Convert the corrected vapor pressure = (test gage reading) + (gage correction) as calculated in 9.4.3 to a standard barometric pressure of 760 mm (29.92 in.) Hg by means of the following equation:

### 10.2.1 LP-Gas Vapor Pressure

$$= \text{corrected vapor pressure, kPa} - (760 - P_1) 0.1333 \quad (1)$$

$$= \text{corrected vapor pressure, psi} - (760 - P_1) 0.0193 \quad (2)$$

where:

$P_1$  = observed barometric pressure, mm Hg.

### 10.2.2 LP-Gas Vapor Pressure

$$= \text{corrected vapor pressure, kPa} - (29.92 - P_2) 3.3864 \quad (3)$$

$$= \text{corrected vapor pressure, psi} - (29.92 - P_2) 0.4912 \quad (4)$$

where:

$P_2$  = observed barometric pressure, in. Hg.

### 10.2.3 Conversion Factors:

$$1 \text{ kPa} = 7.50064 \text{ mmHg} = 0.295301 \text{ in. Hg} \quad (5)$$

$$1 \text{ psi} = 51.7151 \text{ mmHg} = 2.03603 \text{ in. Hg} \quad (6)$$

## 11. Report

11.1 Report the LP-Gas vapor pressure test results in terms of kilopascals to the nearest 5 kPa or pounds per square inch, gage, to the half unit, and the test temperature.

## 12. Precision and Bias

12.1 The following shall be used as a basis for judging the acceptability of results (95 % probability).

12.1.1 *Repeatability*—The difference between two test results, obtained by the same operator with the same apparatus under constant operating conditions on identical test materials would in the normal and correct operation of the test method, exceed the following value only in one case in twenty:

$$12 \text{ kPa (1.8 psi)} \quad (7)$$

12.1.2 *Reproducibility*—The difference between two single and independent results obtained by different operators working in different laboratories on identical test material would in the long run, in the normal and correct operation of the test method, exceed the following value only in one case in twenty:

$$19 \text{ kPa (2.8 psi)} \quad (8)$$

12.2 *Bias*—The procedure in this test method for measuring vapor pressure has no bias because the value of vapor pressure is defined only in terms of this test method.

## 13. Keywords

13.1 natural gas liquids; liquified petroleum gases; vapor pressure

## ANNEXES

### (Mandatory Information)

#### A1. APPARATUS FOR VAPOR PRESSURE OF LIQUEFIED PETROLEUM (LP) GASES

A1.1 *Vapor Pressure Apparatus*, consisting of two chambers, designated as the upper and lower chambers, shall conform to the following requirements. To maintain the correct volume ratio between the upper and lower chambers, the units shall not be interchanged without recalibrating to ascertain that the volume ratio is within satisfactory limits.

A1.1.1 *Upper Chamber*—This chamber, as shown in Fig. A1.1 (c), shall be a cylindrical vessel  $51 \pm 3$  mm ( $2 \pm \frac{1}{8}$  in.) in diameter and  $254 \pm 3$  mm ( $10 \pm \frac{1}{8}$  in.) in length, inside dimensions, with the inner surfaces of the ends slightly sloped to provide complete drainage from either end when held in a vertical position. On one end of the chamber, a suitable bleeder-valve coupling (Fig. A1.1 (e)) shall be provided to receive the bleeder-valve assembly and the pressure gage. In the other end of the chamber an opening approximately 13 mm ( $\frac{1}{2}$  in.) in diameter shall be provided for coupling with the

lower chamber. Care shall be taken that the connections to the end openings do not prevent the chamber from draining completely.

A1.1.2 *Bleeder-Valve Assembly*—The bleeder-valve for purging the apparatus (Fig. A1.1 (d)) shall be a normal 6 mm ( $\frac{1}{4}$  in.) valve fitted into the side of the bleeder-valve coupling (Fig. A1.1 (e)). The lower end shall be threaded to fit into the end fitting of the upper chamber, and the upper end shall be threaded to receive the gage coupling (Fig. A1.1 (h)).

A1.1.3 *Lower Chamber 33 $\frac{1}{3}$  % (Fig. A1.1 (b))*—This chamber shall be a cylindrical vessel of such a volume that the ratio of the volume of the upper chamber to the volume of the lower chamber is between the limits of 1.97 to 2.03 (Note A1.2).

A1.1.4 *Lower Chamber 20 % (Fig. A1.1 (b))*—This chamber shall be a cylindrical vessel of such a volume that the ratio of the volume of the upper chamber to the volume of the lower





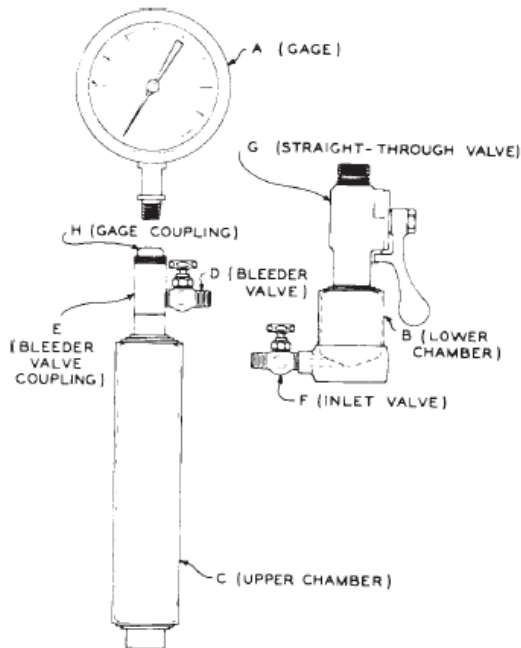


FIG. A1.1 Typical LPG Vapor Pressure Apparatus

chamber is between the limits of 3.95 to 4.05 (Note A1.2) (Note A1.2). In one end of the lower chamber, an opening approximately 19 mm ( $\frac{3}{4}$  in.) in diameter shall be provided to receive a suitable straight-through valve (Fig. A1.1 (g)) having a minimum internal channel of 13 mm ( $\frac{1}{2}$  in.) in diameter. The other end of the chamber shall be equipped with a nominal 6 mm ( $\frac{1}{4}$  in.) inlet valve.

NOTE A1.1—In determining the volumetric capacities of the chambers, the volume of the lower chamber is considered as that which is below the “straight-through” valve closure. The volume above the “straight-through” valve closure, including the portion of the coupling attached to the upper chamber, is considered as a part of the upper chamber volume. The volume ratios of the chambers are determined in accordance with the procedure outlined in the Appendix of Test Method D 323.

NOTE A1.2—The apparatus requirements for this method, excluding the bleeder-valve assembly, are identical with those of Test Method D 323 with the exception of the  $33\frac{1}{3}\%$  lower chamber. Although the test procedural details are different, the air and liquid chambers of Test Method D 323 may be used in the present method provided they are of sufficient strength to withstand the higher test pressures (A1.1.6).

A1.1.5 *Method of Coupling Upper and Lower Chambers*—Any method of coupling the chambers can be employed provided the volumetric requirements are met and that the assembly is free from leaks under the conditions of the test.

A1.1.6 *Hydrostatic Test*—The assembled chambers shall be certified by the manufacturer to withstand approximately 6920 kPa (1000 psi) gage hydrostatic pressure without permanent deformation.

A1.1.7 *Checking for Freedom from Leaks*—Before placing new apparatus in service, and as often as necessary thereafter, the assembled vapor pressure apparatus shall be checked for freedom from leaks by filling it with air, natural gas, nitrogen, or other similar gases, to 3460 kPa (500 psi) gage pressure, and

then completely immersing it in a water bath. Only apparatus that will stand this test without leaking shall be used.

A1.2 *Pressure Gage*—The pressure gage, shown in Fig. A1.1 (a), shall be a Bourdon-type spring gage of test gage quality 114 to 140 mm ( $4\frac{1}{2}$  to  $5\frac{1}{2}$  in.) in diameter provided with a nominal 6 mm ( $\frac{1}{4}$  in.) male thread connection with a passageway not less than 5 mm ( $\frac{3}{16}$  in.) in diameter from the Bourdon tube to the atmosphere. The range and graduations of the pressure gage used shall be governed by the vapor pressure of the sample being tested, as follows:

LP-Gas Vapor Pressure, kPa (psi) gage at test temperature	Gage to Be Used		
	Scale Range, kPa (psi)	Numbered Intervals, kPa (psi)	Intermediate Graduations, kPa (psi)
655 (95) and under	0 to 700 (100)	70 (10)	3.4 (0.5)
620 (90) to 1750 (250)	0 to 1750 (250)	172 (25)	7 (1)
1660 (240) to 3460 (500)	0 to 3500 (500)	344 (50)	35 (5)

Only accurate gages shall be continued in use. When the gage correction exceeds 2 % of the scale range, the gage shall be considered inaccurate.

A1.3 *Vapor Pressure Bath*—The vapor pressure bath (water) shall be of such dimensions that the vapor pressure apparatus may be immersed so as to completely cover the bleeder valve when the assembly is in an upright position. Means for maintaining the bath at the test temperature (2.1) within the range as follows: (1) Test temperature 50°C (122°F) and below,  $\pm 0.1^\circ\text{C}$  (0.2°F); (2) Test temperature above 50°C (122°F),  $\pm 0.3^\circ\text{C}$  (0.5°F). In order to check the bath temperatures, the appropriate bath thermometer shall be immersed to the test temperature mark on the thermometer scale throughout

the vapor pressure determination.

A1.4 *Thermometers*—Only thermometers conforming to specifications in Specification E 1 or IP Standard Thermometer Specifications shall be used. The range shall be governed by the test temperature of the test being used as follows:

Test Temperature °C	Thermom- eter No.	Thermometer Range °C
35 to 40	18C	34 to 42
50 to 80	65C	50 to 80

°F	°F	°F
95 to 105	18F	94 to 108
125 to 175	65F	122 to 176

A1.4.1 At other test temperatures a total immersion thermometer shall be used having a range that brackets the test temperature and a maximum scale error of 0.1°C (0.2°F).

A1.5 *Dead-Weight Tester*—A dead-weight tester of satisfactory range shall be provided as a means for checking the accuracy of vapor pressure gages.

## A2. PRECAUTIONARY STATEMENT

### A2.1 Propane/Butane, or Mixture of Both

- A2.1.1 Vapors can cause flash fires.
- A2.1.2 Keep away from heat, sparks, and open flame.
- A2.1.3 Keep container closed.
- A2.1.4 Use with adequate ventilation.

A2.1.5 Avoid buildup of vapors and eliminate all sources of ignition, especially nonexplosion-proof electrical apparatus and heaters.

- A2.1.6 Avoid prolonged breathing of vapor or spray mist.
- A2.1.7 Avoid prolonged or repeated skin contact.

*ASTM International takes no position respecting the validity of any patent rights asserted in connection with any item mentioned in this standard. Users of this standard are expressly advised that determination of the validity of any such patent rights, and the risk of infringement of such rights, are entirely their own responsibility.*

*This standard is subject to revision at any time by the responsible technical committee and must be reviewed every five years and if not revised, either reapproved or withdrawn. Your comments are invited either for revision of this standard or for additional standards and should be addressed to ASTM International Headquarters. Your comments will receive careful consideration at a meeting of the responsible technical committee, which you may attend. If you feel that your comments have not received a fair hearing you should make your views known to the ASTM Committee on Standards, at the address shown below.*

*This standard is copyrighted by ASTM International, 100 Barr Harbor Drive, PO Box C700, West Conshohocken, PA 19428-2959, United States. Individual reprints (single or multiple copies) of this standard may be obtained by contacting ASTM at the above address or at 610-832-9585 (phone), 610-832-9555 (fax), or service@astm.org (e-mail); or through the ASTM website (www.astm.org).*

**ANEXO B: Traducción NORMA ASTM D  
1267 – 02: Standard Test Method for Gage Vapor Pressure of Liquefied  
Petroleum (LP) Gases (LP-Gas Method)**

## METODO DE PRUEBA ESTANDAR PARA LA PRUEBA DE PRESION DE VAPOR REID NORMA ASTM D1267 – 02

### 1. Alcance

- 1.1 Este método de prueba cubre la determinación de la presión de vapor de de productos de gases licuados del petróleo (GLP) a temperaturas de 37,8°C(100°F), e incluyendo una temperatura de ensayo de 70°C(158°F).
- 1.2 LOS valores fijados aceptables en unidades métricas aceptables, deben ser considerados como el estándar. Los valores en paréntesis son para información solamente.
- 1.3 Este estándar nos significa para hacer frente a todas las preocupaciones de s
- 1.4 eguridad, si alguno, asociado con su uso. Esta es la responsabilidad del usuario de establecer este estándar para establecer apropiadas prácticas seguras, sanas y determinar la aplicabilidad de las limitaciones regulatorias antes de su uso. Para estados específicos de riesgo, ver 3.2.1 y anexo A.2.

### 2. Documentos de referencia

- 2.1 Normas estándar ASTM:

D323 (Test method for vapor pressure of petroleum products (Reid method))

D1265 (Practice for sampling liquefied petroleum (LP))

E1 (Especificaciones para termómetros)

2.2 Instituto del petróleo

2.3

IP 181 Sampling petroleum gases

3. Terminología

3.1 Definiciones:

3.1.1 Presión de vapor -es la presión ejercida por el vapor de un líquido cuando está en equilibrio con el líquido.

3.2 Definiciones de términos específicos para esta norma

3.2.1 liquified petroleum gas – mezcla de hidrocarburos de intervalos de ebullición estrecha que consiste principalmente de propano y propileno, o ambos, (Peligro extremadamente inflamable. Perjudicial cuando es inhalado) Butano y butilenos, o ambos, en los cuales el contenido de los compuestos de los hidrocarburos de más alto punto de ebullición que 0°C(32°F) es menor que el 5% por volumen de líquido, y cuya presión de vapor a 37.8°C(100°F) no es más mayor que aproximadamente que 1550Kpa (225Psi).

4. Resumen del método de Prueba

4.1 El aparato de prueba, consiste de dos cámaras interconectadas y equipadas con un manómetro de presión adecuado, es purgado con una porción de la muestra la cual es luego descargada. El aparato es luego llenado completamente con la porción de la muestra a realizar la prueba. 33 y un tercio a cuarenta por ciento en volumen del contenido de la muestra del aparato es inmediatamente retirado para proveer el espacio libre adecuado, para la expansión del producto. El aparato luego inmerso en un baño de agua mantenido a la temperatura de la prueba estándar de 37.8°C(100°F) o, opcionalmente, hasta una temperatura de prueba más alta e incluyendo una temperatura de prueba de 70°C(158°F).

4.2 La presión observada en el manómetro en equilibrio después de corregir por error de manómetro y corregir a una presión barométrica estándar, es reportada como la presión de vapor del GLP a la temperatura de prueba seleccionada.

## 5. **Significado y uso**

- 5.1 La información acerca de la presión de vapor de los productos de GLP bajo condiciones de temperatura de 37.8 - 70 °C (100 – 158)°F es pertinente para la selección de un recipiente de almacenamiento correctamente diseñado, contenedores de carga y equipo de utilización del cliente para asegurar una manipulación segura de estos productos.
- 5.2 La determinación de la presión de vapor del GLP es importante por razones de seguridad para asegurar que la presión de diseño máxima de operación en el almacenamiento, manejo, y sistemas de combustible no
- 5.3 serán excedidas bajo las condiciones de temperatura de operación normal.
- 5.4 Para GLP la presión de vapor es una medida indirecta de las condiciones más extremas de temperatura baja bajo las cuales la vaporización inicial puede esperarse que ocurra. Puede ser considerada una medida semicuantitativa de la cantidad del material más volátil presente en el producto.

## 6. **Equipos**

- 6.1 Equipo de presión de vapor, construido como se ilustra en la figura A1.1, y los varios artículos de equipamiento especial, que son completamente descritos en el anexo A.1.
- 6.2 Cámara de vapor del método de prueba D323 podría ser intercambiable con la cámara superior de este método. Generalmente, la cámara de líquidos (del tipo de doble entrada) del método de prueba D323 es intercambiable con el B, la cámara inferior A1.1.4 de este método. Debido a esta intercambiabilidad el ensamblaje del equipo del método de prueba D323 debe aprobar, como una precaución de seguridad, la prueba hidrostática especificada en A1.1.6 antes de usar el mismo en la prueba para GLP.

## 7. **Muestreo y manejo de la muestra**

- 7.1 Las muestras deben ser obtenidas y almacenadas de acuerdo con la práctica D1265 o IP 181, muestreo de gases del petróleo a menos que las muestras de pruebas puedan ser tomadas directamente.
- 7.2 Cualquier método de acople del equipo de presión de vapor al recurso de muestra puede ser empleado. Tubo, de 6 a 7 mm (1/4 de in) de diámetro,

mínima longitud, de aceptable presión de trabajo y echo de material resistente a la corrosión a los productos muestreados, es satisfactorio para este propósito. Un tubo de conexión flexible de un tipo adecuado facilita gratamente la purga y operaciones de muestreo. El tubo debe ser un material conductor o construido con una conexión al suelo incorporada para minimizar el efecto de la electricidad estática.

## 8. **Preparación del equipo**

- 8.1 Si el equipo ha sido usado para otros productos de pruebas que el tipo de producto a ser usado, desensamble, limpie completamente, y purgue en la partes en una corriente de aire seca.
- 8.2 Ensamble el equipo con la válvula de entrada de la cámara inferior abierta, la válvula directa entre las dos cámaras abierta, la válvula de alivio cerrada, con el rango apropiado de presiona en el manómetro.

## 9. **Procedimiento**

- 9.1 El medio seguro para la disposición de vapores y líquidos en esta operación y en la subsecuente deben ser previstos.

Con el equipo ensamblado en una posición vertical, conecte la válvula de entrada de la cámara inferior al muestreado con la conexión de muestreo (7.2). Abra la válvula del muestreador al equipo. Cuidadosamente abra la válvula de alivio sobre la cámara superior, permitiendo al aire o vapores, o ambos, escapara del equipo hasta que este, este lleno de líquido. Cierre la válvula de entrada de la cámara inferior y abra la válvula de alivio a su posición abierta totalmente. Permita que el líquido contenido se evapore hasta que el equipo este cubierto con escarcha blanca (puede requerir más de una refrigeración), luego invierta el ensamblaje y descargue el material residual a través de la válvula de alivio. Permita que los vapores residuales escapen hasta que la presión en el equipo sea esencialmente la atmosférica, luego cierre la válvula de alivio.

- 9.2 Muestreo - Regrese el equipo a su posición vertical normal, ahora conteniendo solo vapores y abra la válvula de entrada. Tan pronto como el aparato alcance la misma presión del muestreador momentáneamente abra la válvula de alivio. Si el líquido no sale inmediatamente, repita la purga

(9.2). Si el líquido aparece inmediatamente, cierre las válvulas de entrada y alivio en ese orden (nota 1). Cierre la válvula del muestreador, y desconecte la línea de muestreo. Inmediatamente cierre la válvula directa entre las dos cámaras y abra la válvula de entrada, con él equipo en una posición vertical. Cierre la válvula de entrada tan pronto como no escape más líquido, he inmediatamente abra la válvula directa.

Nota 1: la transferencia de la muestra es facilitada enfriando el aparato con una porción del material bajo prueba.

9.2.1 Cuando se usa el  $33\frac{1}{3}$  de la cámara inferior (A1.1.3) proceda a 9.4.

9.2.2 Cuando se usa el 20% de la cámara inferior (Apendice A1.1.4), cierre la válvula directa y de nuevo abra la de entrada para permitir la expulsión del contenido de la cámara inferior. Tan pronto como deje escapar liquido de la cámara inferior, cierre la válvula de entrada e inmediatamente abra la válvula directa.

9.2.3 La cámara superior, antes de su operación está llena de líquido a alguna temperatura que es normalmente baja o temperatura ambiente. Ya que cualquier calentamiento del equipo causaría la expansión del contenido liquido de la cámara superior ocasionando un posible ruptura de la cámara, es necesario proporcionar un espacio libre en el equipo para ser completado totalmente.

### 9.3 Determinación de la presión de Vapor:

9.3.1 Invierta el equipo y agítelo vigorosamente. Devuelva el equipo a su posición normal y sumérjalo en el baño de agua a temperatura constante manteniéndola a la temperatura de la prueba (4.1). El equipo incluyendo el acople de la válvula de alivio pero no el manómetro de presión, debe ser sumergido. Atravez de la determinación, la temperatura del baño de agua debe ser revisada periódicamente por medio del termómetro del baño.

9.4.1.1 A temperaturas de prueba de  $50\text{ }^{\circ}\text{C}$  ( $122^{\circ}\text{F}$ ) o por debajo, mantener el baño a más o menos  $0.1^{\circ}\text{C}$  ( $0.2^{\circ}\text{F}$ ). A temperaturas de pruebas por encima de  $50^{\circ}\text{C}$  ( $122^{\circ}\text{F}$ ), hasta e incluyendo  $70^{\circ}\text{C}$  ( $158^{\circ}\text{F}$ ) mantener el baño a más o menos  $0.3^{\circ}\text{C}$  ( $0.5^{\circ}\text{F}$ ).



- 9.4.1.2 Observe el ensamblaje del equipo a través del periodo de prueba para asegurar, que esté libre de fugas. Descontinúe la prueba y descarte los resultados en cualquier momento en que una fuga sea detectada.
- 9.4.2 Después que han pasado 5 minutos, retirar el equipo del baño de agua invertirlo, agitarlo vigorosamente y luego devolverlo al baño. Realizar la agitación rápidamente para evitar enfriamiento excesivo del equipo y su contenido. Después de eso a intervalos no mayores de 2 minutos retirar el equipo del baño, invertir, agitarlo vigorosamente y luego devolverlo al baño. Antes de cada retirada del equipo del baño de agua, golpee ligeramente el manómetro y observe la lectura de presión. Estas operaciones normalmente requerirán de 20 a 30 minutos para asegurar el equilibrio. Después de este tiempo, si las lecturas consecutivas del manómetro observadas son constantes registre la operación de presión como la presión de vapor del GLP no corregida de la muestra a la temperatura de prueba.
- 9.4.3 Si se usa un medidor de presión que no está calibrado contra una probador de peso muerto, es necesario determinar si una corrección de medición necesita ser aplicada a la lectura del indicador de presión. Sin remover el indicador de presión del equipo o el equipo del baño, colocar un medidor de prueba, previamente calibrado con un medidor de peso muerto, a la válvula de alivio de salida y abrir la válvula de alivio. El final de los 5 minutos, comparar las lecturas de los dos medidores. Registrar alguna corrección así determinada como corrección del indicador.
- 9.4.3.1 Alternativamente, si un indicador de presión que usado ha sido calibrado contra un medidor de peso muerto, luego la corrección del medidor es cero y no es necesario determinar una corrección del medidor como en 9.4.3, usando una segunda prueba de medición que ha sido calibrado contra un medidor de peso muerto.

## 10. **Calculo**

- 10.1 Corrija la presión de vapor del GLP sin corregir por error de medición (ver 9.4.3 y 9.4.3.1).
- 10.2 Convierta la presión de vapor corregida= (Lectura del medido en la prueba)+(corrección de medición) como es calculado en 9.4.3 a una presión

barométrica estándar de 760 mm(29.92 in) Hg por medio de la siguiente ecuación:

10.2.1 Presión de vapor para GLP

$$= \text{presión de vapor corregida, kPa} - (760 - P1)0.1333 \quad (1)$$

$$= \text{presión de vapor corregida, psi} - (760 - P1)0.0193 \quad (2)$$

Dónde:

P1= Presión barométrica observada, mmHg.

10.2.2 Presión de vapor para GLP

$$= \text{presión de vapor corregida, kPa} - (29.92 - P2)3.3864 \quad (3)$$

$$= \text{presión de vapor corregida, psi} - (29.92 - P2)0.4912 \quad (4)$$

Dónde:

P2= Presión barométrica observada, inHg

10.2.3 Factores de conversión:

$$1 \text{ kPa} = 7.50064 \text{ mmHg} = 0.295301 \text{ inHg} \quad (5)$$

$$1 \text{ psi} = 51.7151 \text{ mmHg} = 2.03603 \text{ inHg} \quad (6)$$

## 11. Reporte

11.1 Reporte los resultados de la prueba de presión de vapor para GLP en términos de kilopascales a la más cercana 5 kPa o psi, medida, a la unidad media, y la temperatura de prueba.

## 12. *Precisión y tendencia*

12.1 El siguiente debe ser usado como una base para juzgar la aceptabilidad de resultados (95 % de probabilidad).

12.1.1 Repetibilidad- La diferencia entre dos resultados de prueba, obtenidos por el mismo operador con el mismo equipo bajo condiciones de operación constantes sobre materiales de prueba en la normal y correcta operación del método de prueba, excederían el siguiente valor solo en un caso de veinte:

$$12 \text{ kPa (1.8 psi)} \quad (7)$$

12.1.2 Reproducibilidad- La diferencia entre dos resultados simples e independientes obtenidos por diferentes operadores trabajando en diferentes laboratorios sobre materiales de pruebas idénticos en largo plazo, en la operación normal y correcta del método de prueba, excedan el siguiente valor solo en un caso de veinte:

19KPa (2.8 Psi)

(8)

12.2 Tendencia – El procedimiento en este método de prueba para medir la presión de vapor no tiene tendencia porque el valor de la presión de vapor es definido solo en término de este método de prueba.

### 13. **Palabras Claves**

13.1 Líquidos del gas natural; gases licuados del petróleo; Presion del vapor.

## **ANEXOS**

(Información Obligatoria)

### A1. EQUIPO PARA LA PRESION DE VAPOR DE GLP

A1.1 Equipo de Presión de Vapor, consiste de dos cámaras, designada como la cámara inferior y superior, deben ajustarse a los siguientes requerimientos. Mantener la correcta relación de volumen entre la cámara superior e inferior, las unidades no deben ser intercambiadas sin volver calibrar para determinar que la relación de volumen esta en los límites satisfactorios.

A1.1.1 Cámara superior - Esta cámara, como se muestra en la figura A1.1 (c), debe ser un recipiente cilíndrico de 51+/- 3mm (2 +/- 1/8 de in) de diámetro de 254 +/- 3mm (10 +/- 1/8 in) de longitud, dimensiones internas, con la superficie interna de los extremos ligeramente inclinada para proporcionar el drenaje completo desde cualquier extremo cuando se mantenga en una posición vertical. En un extremo de la cámara, un acople de válvula de alivio adecuada (Figura A1.1(e))debe ser proporcionado para recibir el ensamble de la válvula de alivio y el medidor de presión. En el otro extremo de la cámara un orificio aproximadamente de 13mm (½ in) de diámetro debe ser proporcionado para acoplar la cámara inferior. Se debe tener cuidado de que las conexiones de los orificios extremos no impidan que la cámara se drene por completo.

A.1.1.2 Ensamblaje de la válvula de alivio – La válvula para purgar el equipo (A1.1(d)) deberá ser una válvula de 6mm normal instalada en el lado del ensamblaje de la válvula de alivio (Figura A1.1 (e)). El extremo inferior deberá ser roscado para encajar dentro del accesorio del extremo

de la cámara superior y el extremo superior deberá ser roscado para recibir el acople del manómetro (Figura A1.1(h)).

A1.1.3 Cámara inferior de 33 y 1/3 % (Figura A1.1(b)) – Esta cámara deberá ser un recipiente cilíndrico de un volumen tal que la relación de volumen que la cámara superior y el volumen de la cámara inferior este entre los límites de 1.97 a 2.03 (Nota A1.2).

A1.1.4 Cámara inferior de 20 % (Figura A1.1(b)) – Esta cámara deberá ser un recipiente cilíndrico de un volumen tal que la relación de volumen de la cámara superior y la cámara inferior este entre los límites de 3.95 a 4.05 (Nota A1.2). En un extremo de la cámara inferior un orificio de aproximadamente 19mm(¾ in) de diámetro deberá ser previsto para recibir una adecuada válvula directa (Figura A1.1(c)) teniendo un mínimo canal interno de 13 mm(1/2 in) de diámetro. El otro extremo de la cámara deberá ser equipado con una válvula de entrada nominal de 6mm(1/4 in).

3

Nota A1.1 – En la determinación de las capacidades volumétricas de las cámaras, el volumen de la cámara inferior es considerado como el que esta por debajo del cierre de la válvula directa. El volumen por encima del cierre de la válvula directa, incluyendo la porción del acople unido a la cámara superior, es considerado como una parte del volumen de la cámara superior. La relaciones de volumen de las cámaras son determinadas de acuerdo al procedimiento señalado en el apéndice del método de prueba D323.

Nota A1.2 – Los requerimientos del equipo para este método, excluyendo el ensamblaje de la válvula de alivio, son idénticos con los del método de prueba D323, con la excepción de la cámara inferior de 33 1/3 %. Aunque los detalles del procedimiento de prueba son diferentes, las cámaras de aire y liquido del método de prueba D323 podrían ser usadas en el presente método previendo de que ellas sean los suficiente fuerza para resistir la mas altas presiones de prueba (A.1.1.6).

A1.1.5 Método de acople de las cámaras superior e inferior – Cualquier método de acople de las cámaras puede ser empleado previendo que los requerimientos volumétricos sean conocidos y que el ensamblaje este libre de fugas bajo las condiciones de la prueba.

A1.1.6 Prueba Hidrostática - Las cámaras ensambladas deberán ser certificadas por el fabricante para soportar aproximadamente 6920KPa (1000Psi) de presión hidrostática en el manómetro sin deformación permanente.

A1.1.7 Pruebas de fugas - Antes de colocar el nuevo equipo en servicio, y cuantas veces sea necesario a partir de entonces, el equipo de presión de

vapor ensamblado deberá ser verificado para que no hallan fugas dejándolo con aire, gas natural, nitrógeno, u otros gases similares, a una medición de presión de 3460KPa(500Psi), y luego sumergiéndolo completamente en un baño de agua. Solo el equipo resistirá la prueba de fugas deberá ser usado.

A1.2 Medidor de Presión – El medidor de presión, mostrado en la figura A1.1(a) deberá ser un medidor de resorte tipo Bourbon, de calidad de medidor de prueba 114 a 140mm(4 1/2in a 5 ½ in) de diámetro previsto con una conexión nominal de rosca macho de 6mm(1/4 in) con un pasaje no menor de 5mm(3/16 in) de diámetro desde el tubo Bourbon a la atmosfera. El rango y graduaciones del medidor de presión usado deberá ser gobernado por la presión de vapor de la muestra siendo probada, como sigue.

Solo medidores precisos deberán continuar en uso. Cuando la conexión del medidor exceda el 2% de la escala, el medidor deberá ser considerado inexacto.

A1.3 Baño de presión de vapor – El baño de presión de vapor (agua) deberá ser de las dimensiones tales que el equipo de presión de vapor pueda ser sumergido con el fin de cubrir completamente la válvula de alivio cuando el ensamblaje este en posición vertical. El medio para mantener el baño a la temperatura de prueba (2.1) dentro del rango como sigue: (1) Temperatura de prueba 50°C (122°F) y por debajo, +/- 0.1°C (0.2°F); (2) temperatura de prueba por encima de 50°C (122°F), +/- 0.3°C (0.5°F). Con el fin de verificar las temperaturas del baño, el apropiado termómetro del baño deberá ser sumergido a la marca de la temperatura de prueba sobre la escala del termómetro a través de la determinación de la presión de vapor.

A1.4 Termómetros – solo termómetro conformados por las especificaciones en la especificación E1 o en las especificaciones de termómetros estándar IP deberán ser usados. El rango deberá ser gobernado por la temperatura de prueba siendo usada como sigue.

A1.4.1 A otras temperatura de pruebas una inmersión total del termómetro deberá ser usada teniendo un rango que soporte la temperatura de prueba y una escala de error mayor de 0.1°C (0.2°F).

A1.5 Probador de peso muerto – Un probador de peso muerto de rango adecuado deberá ser previsto como un medio para verificar la exactitud de los medidores de presión de vapor.

## A2. CONSEJOS DE PRECAUCION

### A2.1 Propano/ Butano o mezcla de ambos

A2.1.1 Los vapores pueden causar incendios.

A2.1.2 Mantener alejado del calor, chispas y llamas

A2.1.3 Mantenga el recipiente cerrado.

A2.1.4 Use con adecuada ventilación.

A2.1.5 Evite la acumulación de vapores y elimine todas las fuentes de incendio, especialmente equipo eléctrico que no estén a prueba de explosión y calentadores.

A2.1.6 Evite la inhalación prolongada de vapor.

A2.1.7 Evite el contacto prolongado o repetido con la piel.

**ANEXO C: Norma ASTM D 1265 – 97: Standard Practice for Sampling Liquefied Petroleum (LP) Gases (Manual Method).**



## Standard Practice for Sampling Liquefied Petroleum (LP) Gases (Manual Method)<sup>1</sup>

This standard is issued under the fixed designation D 1265; the number immediately following the designation indicates the year of original adoption or, in the case of revision, the year of last revision. A number in parentheses indicates the year of last reapproval. A superscript epsilon ( $\epsilon$ ) indicates an editorial change since the last revision or reapproval.

### 1. Scope

1.1 This practice covers the procedures for obtaining representative samples of liquefied petroleum gases such as propane, butane, or mixtures thereof, in containers other than those used in laboratory testing apparatus. These procedures are considered adequate for obtaining representative samples for all routine tests for LP gases required by Specification D 1835 except analysis by Test Method D 2163. They are not intended for obtaining samples to be used for compositional analysis. A sample procedure that avoids changes in composition must be used for compositional analysis.

NOTE 1—Practice D 3700 describes a recommended method for obtaining a representative sample of a hydrocarbon fluid and the subsequent preparation of that sample for laboratory analysis.

1.2 *This standard does not purport to address all of the safety concerns, if any, associated with its use. It is the responsibility of the user of this standard to establish appropriate safety and health practices and determine the applicability of regulatory limitations prior to use.*

### 2. Referenced Documents

#### 2.1 ASTM Standards:

- D 1835 Specification for Liquefied Petroleum (LP) Gases<sup>2</sup>
- D 2163 Test Method for Analysis of Liquefied Petroleum (LP) Gases and Propene Concentrates by Gas Chromatography<sup>2</sup>
- D 3700 Practice for Containing Hydrocarbon Fluid Samples Using a Floating Piston Cylinder<sup>3</sup>

### 3. Summary of Practice

3.1 A liquid sample is transferred from the source into a sample container by purging the container and filling it with liquid, then providing 20 % outage so that 80 % of the liquid volume remains.

<sup>1</sup> This practice is under the joint jurisdiction of ASTM Committee D-2 on Petroleum and Petroleum Products and is the direct responsibility of Subcommittee D02.H on Liquefied Petroleum Gas.

Current edition approved Nov. 10, 1997. Published June 1998. Originally published as D1265 – 53 T. Last previous edition D1265 – 92.

<sup>2</sup> *Annual Book of ASTM Standards*, Vol 05.01.

<sup>3</sup> *Annual Book of ASTM Standards*, Vols 05.02.

### 4. Significance and Use

4.1 Samples of liquefied petroleum gases are examined by various test methods to determine physical and chemical characteristics. The test results are often used for custody transfer and pricing determination. It is therefore essential that the samples be representative of the product to be tested.

### 5. General Information

5.1 Considerable effort is required to obtain a representative sample, especially if the material being sampled is a mixture of liquefied petroleum gases. The following factors must be considered:

5.1.1 Obtain samples of the liquid phase only.

5.1.2 When it is definitely known that the material being sampled is composed predominantly of only one liquefied petroleum gas, a liquid sample may be taken from any part of the vessel.

5.1.3 When the material being sampled has been agitated until uniformity is assured, a liquid sample may be taken from any part of the vessel.

5.1.4 Because of wide variation in the construction details of containers for liquefied petroleum gases, it is difficult to specify a uniform method for obtaining representative samples of heterogeneous mixtures. If it is not practicable to agitate a mixture for homogeneity, obtain liquid samples by a procedure which has been agreed upon by the contracting parties.

5.1.5 Directions for sampling cannot be made explicit enough to cover all cases. They must be supplemented by judgment, skill, and sampling experience. Extreme care and good judgment are necessary to ensure samples which represent the general character and average condition of the material. Because of the hazards involved, liquefied petroleum gases should be sampled by, or under the supervision of, persons familiar with the necessary safety precautions.

NOTE 2—Samples to be tested for presence of corrosive compounds or sulfur compounds should be taken in stainless steel containers equipped with stainless steel valves; otherwise, determinations of mercaptans and hydrogen sulfide, for example, can be misleading.

5.1.6 Hydrocarbon vapors vented during sampling must be controlled to assure compliance with applicable safety and environmental regulations.



**6. Apparatus**

6.1 *Sample Container*—Use metal sample containers of a type that ensures maximum safety and are resistant to corrosion by the product being sampled. A suitable material is stainless steel. The size of the container depends upon the amount of sample required for the laboratory tests to be made. The sample container should be fitted with an internal outage (ullage) tube to permit release of 20 % of the container capacity. The end of the container fitted with the outage (ullage) tube shall be clearly marked. Typical sample containers are shown in Fig. 1 and Fig. 2 . If the container is to be transported, it must often conform to specifications published in Tariff No. 10, "I.C.C. Regulations for Transportation of Explosives and Other Dangerous Articles," its supplements, or reissues, or similar regulations in other jurisdictions.

6.2 *Sample Transfer Line* made of stainless steel tubing or other flexible metal hose, impervious to the product being sampled, is required. The most satisfactory line is one equipped with two valves on the sample-container end, Fig. 1, a control valve, *A*, and a vent valve, *B*.

**PROCEDURE**

**7. Purging Sample Transfer Line**

7.1 Connect the ends of the transfer line securely to the product source and to the inlet valve *C* of the container. Close the control valve *A*, vent valve *B*, and inlet valve *C*, Fig. 1. Open the valve at the product source and purge the transfer line by opening the control valve *A* and the vent valve *B*.

**8. Purging the Sample Container**

8.1 If the history of the sample container contents is not known or if traces of the previous product could affect the analysis to be carried out, or both, use the following purge procedure:

8.1.1 Connect valve *D* of the sample container to the sample transfer line with the container in an upright position and valve *C* at the top (Fig. 2).

8.1.2 Close valves *B*, *C*, and *D*. Open valve *A* and then valves *C* and *D*. Fill sample container until liquid issues from valve *C*. Close valves *C* and *D*, then valve *A* on the sampling line.

8.1.3 Loosen the connection joining the sample container to the sample line and turn container through 180° such that valve *D* is at the top. Open valves *C* and *D* and drain out liquid.

8.1.4 Return the sample container to position valve *C* at the top. Tighten connection to sample transfer line and repeat the purging operation at least three times.

8.2 If the history of the sample container contents is known and would not affect the analysis, use the following purge procedure:

8.2.1 With the container in an upright position, Fig. 1, and its outlet valve *D* at the top, close vent valve *B* and inlet valve *C* and open control valve *A*. Open inlet valve *C* and partly fill the container with sample by slowly opening the outlet valve *D*. Close the control valve *A* and allow part of the sample to escape in the vapor phase through outlet valve *D*. Close outlet valve *D* and release the remainder of the sample in the liquid phase by opening vent valve *B*. Repeat the purging operation at least three times.

**9. Transfer of Sample**

9.1 Position the sample container securely in an upright position with outlet valve *D* at the top (Fig. 1) and both valves *C* and *D* closed.

9.1.1 Close vent valve *B*, open the control valve *A*, open inlet valve *C*, and fill container with the sample. Close inlet valve *C* and the valve at the product source. Open vent valve *B*. After the pressure is fully reduced, disconnect sample

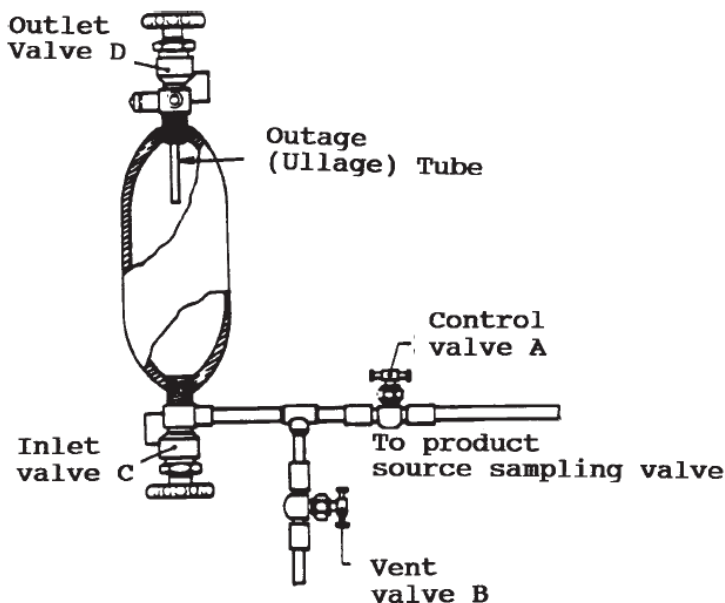


FIG. 1 Typical Sample Container and Sampling Connections

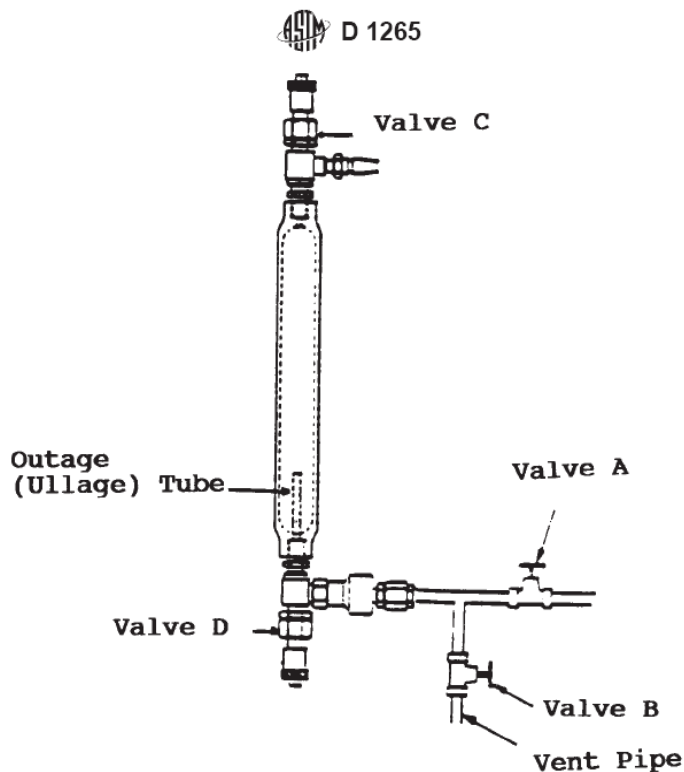


FIG. 2 Typical Sample Container and Alternate Purging Connections

container from the transfer line. Discard the sample if a leak develops or if either valve is opened during subsequent handling of the sample container before performing the outage (ullage) operations outlined in 10.

#### 10. Sample Outage (Ullage)

10.1 Immediately after obtaining the sample, place the container in an upright position with the outage (ullage) tube at the top.

10.1.1 Open outlet valve D slightly. Allow excess liquid to escape and close the valve at the first sign of vapor. If no liquid escapes, discard the sample and refill the container.

#### 11. Checking for Leaks

11.1 After eliminating the excess liquid so that only 80 % of the sample remains, immerse in a water bath and check for

leaks. If a leak is detected at any time during the sampling operation, discard the sample. Repair or replace the leaky container before obtaining another sample.

#### 12. Care of Samples

12.1 Place samples in a cool location as soon as possible. Keep them there until all tests have been completed. Discard any samples in containers which develop leaks. Protect the valves on the sample container, either by packing the container in a crate in an approved manner or by using a protective cap, so that accidental unseating of the valve or tampering with it is avoided.

#### 13. Keywords

13.1 liquified petroleum gases; LPG; sampling

*The American Society for Testing and Materials takes no position respecting the validity of any patent rights asserted in connection with any item mentioned in this standard. Users of this standard are expressly advised that determination of the validity of any such patent rights, and the risk of infringement of such rights, are entirely their own responsibility.*

*This standard is subject to revision at any time by the responsible technical committee and must be reviewed every five years and if not revised, either reapproved or withdrawn. Your comments are invited either for revision of this standard or for additional standards and should be addressed to ASTM Headquarters. Your comments will receive careful consideration at a meeting of the responsible technical committee, which you may attend. If you feel that your comments have not received a fair hearing you should make your views known to the ASTM Committee on Standards, 100 Barr Harbor Drive, West Conshohocken, PA 19428.*

**ANEXO D: Traducción Norma ASTM D 1265 – 97: Standard Practice for  
Sampling Liquefied Petroleum (LP) Gases (Manual Method).**

## NORMA ASTM D1265 – 97: PRACTICA ESTANDAR PARA EL MUESTRE DE GASES LICUADOS DEL PETRÒLEO (GLP) (METODO MANUAL)

### 1. ALCANCE

1.1. Esta práctica se refiere a los procedimientos para la obtención de muestras representativas de los gases de petróleo licuados tales como propano, butano, o sus mezclas, en envases que no sean los utilizados en aparatos de ensayo de laboratorio. Estos procedimientos son considerados adecuados para la obtención de muestras representativas de todas las pruebas de rutina para gases licuados de petróleo (GLP) requeridas por la especificación D1835, excepto el análisis por el método de prueba D2163. Ellos no están destinados a la obtención de muestras para ser utilizadas para el análisis composicional. Un procedimiento de muestra que evita los cambios en la composición debe ser utilizado para el análisis composicional.

Nota 1 – La práctica D3700 describe un método recomendado para obtener una muestra representativa de un fluido hidrocarburo y la subsecuente preparación de esa muestra para análisis de laboratorio

1.2 Esta norma no pretende considerar todos los problemas de seguridad, si los hay, serán asociados con su uso. Es la responsabilidad del usuario de esta norma establecer la seguridad apropiada y prácticas sanas y seguras apropiadas y determinar la aplicabilidad de las limitaciones reglamentarias antes de su uso.

### 2. *Documentos Referenciados*

2.1 Norma estándar:

ASTM D1835 – Especificación para gases licuados del petróleo

ASTM D2163 - Método prueba para análisis de gases licuados del petróleo y propenos concentrados por cromatografía de gas.

ASTM D3700 – Práctica para contener muestras de fluidos de hidrocarburos usando un cilindro de pistón flotante.

### 3. *Resumen de la práctica*

3.1 Las muestras líquidas se transfieren desde la fuente al recipiente de la muestra, purgando el recipiente y llenándolo con líquido, con un corte del 20% en gas y el 80% del volumen permanece líquido.

#### **4. Importancia y el uso**

4.1 Las muestras de gases licuados del petróleo son examinados por diversos métodos de ensayo para determinar las características físicas y químicas. Los resultados de las pruebas a menudo son usados para la determinación de los precios por lo tanto es esencial que las muestras sean representativas del producto a ser probado.

#### **5. Información general**

5.1 Se requiere un esfuerzo considerable para obtener unas muestras representativas, especialmente si el material que está siendo muestreado es una mezcla de gases licuados del petróleo (GLP) los siguientes factores deben ser considerados:

5.1.1 Obtener muestras de sólo la fase líquida.

5.1.2 Cuando se conozca con exactitud que el material que se está muestreando está compuesto predominantemente por gases licuados de petróleo, una muestra líquida podrá ser tomada de cualquier parte del recipiente.

5.1.3 Cuando el material que está siendo muestreado ha sido agitado hasta que la uniformidad sea corroborada, una muestra líquida se podría ser tomada de cualquier parte del recipiente.

5.1.4 Debido a la amplia variación en la construcción de los detalles de recipientes para gases licuados del petróleo (GLP), es difícil de especificar un método uniforme para la obtención de muestras representativas de mezclas heterogéneas, si no es factible agitar una mezcla para obtener mezclas homogéneas, obtener muestras líquidas por un procedimiento el cual ha sido acordado por las partes contratantes.

5.1.5 Las instrucciones para el muestreo no se pueden hacer echas lo suficientemente explícita para cubrir todos los casos. Ellas deben ser complementadas por el juicio, la habilidad y la experiencia de muestreo. El extremo cuidado y el buen juicio son necesarios para garantizar que las muestras representen las características generales y condición promedia del

material. Debido a los riesgos involucrados, los gases licuados del petróleo deberán ser muestreadas por o bajo la supervisión de personas relacionadas con las necesarias medidas de seguridad.

Nota 2 - Las muestras a ser analizadas para la determinación de compuestos corrosivos o compuestos de azufre se deben tomar en recipientes de acero inoxidable con válvulas de acero inoxidable, de lo contrario las determinaciones de mercaptanos y sulfuro de hidrógeno, pueden ser erróneos.

5.1.6. Los vapores de hidrocarburos emitidos durante el muestreo deben ser controlados para asegurar el cumplimiento de regulaciones ambientales y de seguridades aplicables.

## **6. EQUIPOS**

6.1 Contenedor de muestras – Se usan contenedores de muestras metálicos de un tipo que garantiza la máxima seguridad y son resistentes a la corrosión por el producto que se muestra. Un material adecuado es el acero inoxidable. El tamaño del recipiente depende de la cantidad de muestra necesaria para la prueba de laboratorio a realizar para ser hecho. El recipiente de la muestra debe estar equipado con un tubo de derrame interno (espacio vacío) para permitir la liberación del 20% de la capacidad del recipiente. El extremo del recipiente equipado con el tubo de derrame interno (espacio vacío) deberá estar claramente marcado. El recipiente de muestra típica se muestra en la figura 1 y la figura 2. Si el recipiente para ser transportado a menudo debe ser ajustado a especificaciones publicadas en el (Tariff N° 10 “I.C.C Regulaciones para el transporte de explosivos y otros artículos peligrosos” sus suplementos, su reutilización o similares regulaciones en otras jurisdicciones.

6.2 Línea de transferencia de muestras – Echa de un tubo de acero inoxidable o de otra manguera de metal flexible, impermeable al producto que se muestra. La línea más satisfactoria es una equipado con dos válvulas en el extremo del contenedor de muestra, una válvula de control A y una válvula de descarga B.

## **PROCEDIMIENTO.**

### **7. Purgar la línea de transferencia de muestras**

7.1 Conectar los extremos de la línea de transferencia de forma segura a la fuente de producto y a la válvula de entrada C del recipiente. Cierre la válvula de control A, la válvula de descarga B ya válvula de entrada C Figura 1. Abra la válvula de la fuente del producto y purgue la línea de transferencia mediante la apertura de la válvula de control A y la válvula de descarga B.

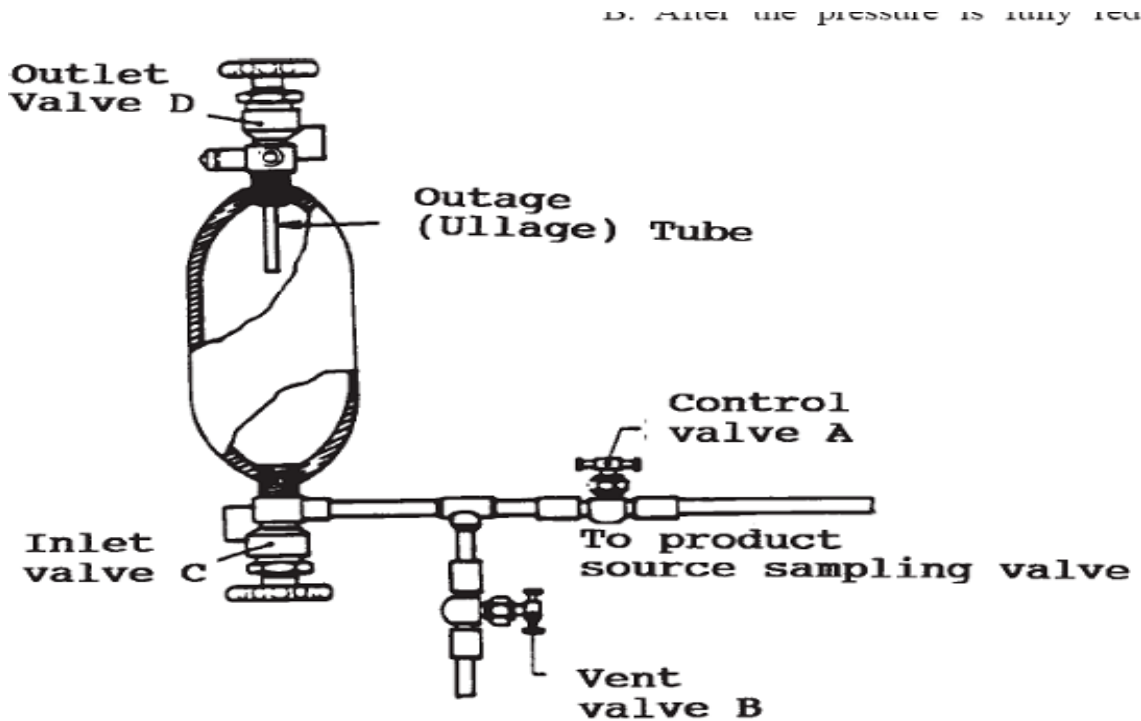


FIG. 1 Typical Sample Container and Sampling Connections

## **8. PURGAR EL RECIPIENTE DE LA MUESTRA**

8.1 Si la historia de los contenidos del recipiente de muestra no es conocido o si las trazas del producto anterior podría afectar el análisis a realizar, o ambos, utilice el siguiente procedimiento de purga.

8.1.1 válvula Connect D del recipiente de la muestra a la línea de transferencia de la muestra con el recipiente en una posición vertical y la válvula C una la parte superior. (figura 2)

8.1.2 cierre las válvulas, C y D Abrir la válvula A y válvulas C y D. recipiente de la muestra de relleno hasta que los asuntos de líquido de la válvula C, Cerrar las válvulas C y D, entonces la válvula A en la línea de muestreo.

8.1.3 Afloje la conexión de unirse al recipiente de la muestra de la línea de muestra y encienda recipiente a través de 180 ° de modo que la válvula D se encuentra en la parte superior. Abrir las válvulas C y D, entonces la válvula A en la línea de toma de muestras.

8.1.4 devolver el recipiente de la muestra a la posición de la válvula C en la parte superior. Apriete la conexión a la línea de transferencia de muestra y repetir operación de purga por lo menos tres veces.

8.2.1 si la historia de el contenido del recipiente de muestra se conoce y no afectaría el análisis, utilice el siguiente procedimiento de purga:

8.2.1 con el recipiente en una posición vertical figura 1 y su válvula de salida D en la parte superior, cerca de la válvula de descarga B y C y la entrada de la válvula abierta de la válvula de control de entrada de la válvula A. Abierto C y en parte llenar el recipiente con la muestra abriendo lentamente la salida de la válvula D. Cierre la válvula de control a y permitir que parte de la muestra para escapar en la fase de vapor a través de salida de la válvula D. Cerrar salida de la válvula D y liberar el resto de la muestra en la fase líquida mediante la apertura de ventilación de la válvula B. Repetir la purga operación de al menos tres veces.

## 9. TRANSFERENCIA DE LA MUESTRA

9.1 Posición del recipiente de la muestra de forma segura en una posición vertical con la salida de la válvula D en la parte superior Figura 1 y los dos válvulas C y D cerrado.

9.1.1 Cerrar la válvula de descarga B, abra la válvula de control de una entrada abierta la válvula C, y llenar el recipiente con la muestra. perder entrada de la válvula C y la de la fuente de producto. Válvula de ventilación abierto B. Después de que la presión se reduce completamente, desconecte recipiente de la muestra de la línea de transferencia. Deseche la muestra, si se produce una fuga o si se abre cualquiera de las válvulas durante la posterior entrega del recipiente de la muestra antes de realizar el corte(espacio vacío) las operaciones se indica en 10.

## 10. CORTE DE MUESTRA (espacio vacío)



10,1 inmediatamente después de la obtención de la muestra, colocar el recipiente en una posición vertical con el (espacio vacío) tubo de corte en la parte superior.

10.1.1 abra la válvula de salida D ligeramente. Permita que el exceso de líquido se escape y cerrar la válvula en la primera muestra de vapor. Si no se escape el líquido, desechar la muestra y volver a llenar el recipiente.

## 11 Comprobación de fugas

11.1 después de eliminar el exceso de líquido de modo que sólo el 80% de la muestra sigue siendo, sumergir en un baño de agua y comprobar para se detecta una fuga en cualquier momento durante la operación de toma de muestras, descartar la muestra. Reparar o sustituir el contenedor con fugas antes de obtener otra muestra.

## 12 Cuidado de muestras

12.1 Colocar las muestras en un lugar fresco y tan pronto como sea posible. Manténgalos allí hasta que se haya completado al examen. Deseche las muestras en un recipiente, ya sea por el embalaje del recipiente en crear una forma legalizada o utilizando una tapa de protección, por lo que desbacando accidental de la válvula o manipulación se evita.

## 13. Palabras claves

13.1 Gases licuados del petróleo; GLP; muestreo.

**ANEXO E: Norma Técnica Colombiana NTC-ISO/IEC 17025, Requisitos  
generales para la competencia de los laboratorios de ensayo y Calibración  
(5. Métodos de ensayo y Calibración y Validación de los Métodos)**

Esta información debe estar fácilmente disponible y debe incluir la fecha en la que se confirma la autorización y/o la competencia.

### **5.3    INSTALACIONES Y CONDICIONES AMBIENTALES**

**5.3.1** Las instalaciones de ensayos y/o de calibraciones del laboratorio, incluidas, pero no en forma excluyente, las fuentes de energía, la iluminación y las condiciones ambientales, deben facilitar la realización correcta de los ensayos y/o de las calibraciones.

El laboratorio debe asegurarse de que las condiciones ambientales no invaliden los resultados ni comprometan la calidad requerida de las mediciones. Se deben tomar precauciones especiales cuando el muestreo y los ensayos y/o las calibraciones se realicen en sitios distintos de la instalación permanente del laboratorio. Los requisitos técnicos para las instalaciones y las condiciones ambientales que puedan afectar a los resultados de los ensayos y de las calibraciones deben estar documentados.

**5.3.2** El laboratorio debe realizar el seguimiento, controlar y registrar las condiciones ambientales según lo requieran las especificaciones, métodos y procedimientos correspondientes, o cuando éstas puedan influir en la calidad de los resultados. Se debe prestar especial atención, por ejemplo, a la esterilidad biológica, el polvo, la interferencia electromagnética, la radiación, la humedad, el suministro eléctrico, la temperatura, y a los niveles de ruido y vibración, en función de las actividades técnicas en cuestión. Cuando las condiciones ambientales comprometan los resultados de los ensayos y/o de las calibraciones, éstos se deben interrumpir.

**5.3.3** Debe haber una separación eficaz entre áreas vecinas en las que se realicen actividades incompatibles. Se deben tomar medidas para prevenir la contaminación cruzada.

**5.3.4** Se deben controlar el acceso y el uso de las áreas que afectan a la calidad de los ensayos y/o de las calibraciones. El laboratorio debe determinar la extensión del control en función de sus circunstancias particulares.

**5.3.5** Se deben tomar medidas para asegurar el orden y la limpieza del laboratorio. Cuando sean necesarios se deben preparar procedimientos especiales.

### **5.4    MÉTODOS DE ENSAYO Y DE CALIBRACIÓN Y VALIDACIÓN DE LOS MÉTODOS**

#### **5.4.1    Generalidades**

El laboratorio debe aplicar métodos y procedimientos apropiados para todos los ensayos y/o las calibraciones dentro de su alcance. Estos incluyen el muestreo, la manipulación, el transporte, el almacenamiento y la preparación de los ítems a ensayar y/o a calibrar y, cuando corresponda, la estimación de la incertidumbre de la medición así como técnicas estadísticas para el análisis de los datos de los ensayos y/o de las calibraciones.

El laboratorio debe tener instrucciones para el uso y el funcionamiento de todo el equipamiento pertinente, y para la manipulación y la preparación de los ítems a ensayar o a calibrar, o ambos, cuando la ausencia de tales instrucciones pudieran comprometer los resultados de los ensayos y/o de las calibraciones. Todas las instrucciones, normas, manuales y datos de referencia correspondientes al trabajo del laboratorio se deben mantener actualizados y deben estar fácilmente disponibles para el personal (véase el numeral 4.3). Las desviaciones respecto de los métodos de ensayo y de calibración deben ocurrir solamente si la desviación ha sido documentada, justificada técnicamente, autorizada y aceptada por el cliente.

---

## **NORMA TÉCNICA COLOMBIANA    NTC-ISO/IEC 17025 (Primera actualización)**

---

NOTA No es necesario anexar o volver a escribir bajo la forma de procedimientos internos las normas internacionales, regionales o nacionales, u otras especificaciones reconocidas que contienen información suficiente y concisa para realizar los ensayos y/o las calibraciones, si dichas normas están redactadas de forma tal que puedan ser utilizadas, como fueron publicadas, por el personal operativo de un laboratorio. Puede ser necesario proveer documentación adicional para los pasos opcionales del método o para los detalles complementarios.

### **5.4.2 Selección de los métodos**

El laboratorio debe utilizar los métodos de ensayo y/o de calibración, incluidos los de muestreo, que satisfagan las necesidades del cliente y que sean apropiados para los ensayos y/o las calibraciones que realiza. Se deben utilizar preferentemente los métodos publicados como normas internacionales, regionales o nacionales. El laboratorio debe asegurarse de que utiliza la última versión vigente de la norma, a menos que no sea apropiado o posible. Cuando sea necesario, la norma debe ser complementada con detalles adicionales para asegurar una aplicación coherente.

Cuando el cliente no especifique el método a utilizar, el laboratorio debe seleccionar los métodos apropiados que hayan sido publicados en normas internacionales, regionales o nacionales, por organizaciones técnicas reconocidas, o en libros o revistas científicas especializados, o especificados por el fabricante del equipo. También se pueden utilizar los métodos desarrollados por el laboratorio o los métodos adoptados por el laboratorio si son apropiados para el uso previsto y si han sido validados. El cliente debe ser informado del método elegido. El laboratorio debe confirmar que puede aplicar correctamente los métodos normalizados antes de utilizarlos para los ensayos o las calibraciones. Si el método normalizado cambia, se debe repetir la confirmación.

Si el método propuesto por el cliente se considera inapropiado o desactualizado, el laboratorio debe informárselo.

### **5.4.3 Métodos desarrollados por el laboratorio**

La introducción de los métodos de ensayo y de calibración desarrollados por el laboratorio para su propio uso debe ser una actividad planificada y debe ser asignada a personal calificado, provisto de los recursos adecuados.

Los planes deben ser actualizados a medida que avanza el desarrollo y se debe asegurar una comunicación eficaz entre todo el personal involucrado.

### **5.4.4 Métodos no normalizados**

Cuando sea necesario utilizar métodos no normalizados, éstos deben ser acordados con el cliente y deben incluir una especificación clara de los requisitos del cliente y del objetivo del ensayo y/o de la calibración. El método desarrollado debe haber sido validado adecuadamente antes del uso.

NOTA Para los métodos de ensayo y/o de calibración nuevos es conveniente elaborar procedimientos antes de la realización de los ensayos y/o las calibraciones, los cuales deberían contener, como mínimo, la información siguiente:

- a) una identificación apropiada;
- b) el alcance;
- c) la descripción del tipo de ítem a ensayar o a calibrar;
- d) los parámetros o las magnitudes y los rangos a ser determinados;

---

## NORMA TÉCNICA COLOMBIANA NTC-ISO/IEC 17025 (Primera actualización)

---

- e) los aparatos y equipos, incluidos los requisitos técnicos de funcionamiento;
- f) los patrones de referencia y los materiales de referencia requeridos;
- g) las condiciones ambientales requeridas y cualquier período de estabilización que sea necesario.
- h) la descripción del procedimiento, incluida la siguiente información:
  - la colocación de las marcas de identificación, manipulación, transporte, almacenamiento y preparación de los ítems;
  - las verificaciones a realizar antes de comenzar el trabajo;
  - la verificación del correcto funcionamiento de los equipos y, cuando corresponda, su calibración y ajuste antes de cada uso;
  - el método de registro de las observaciones y de los resultados;
  - las medidas de seguridad a observar.
- i) los criterios y/o requisitos para la aprobación o el rechazo;
- j) los datos a ser registrados y el método de análisis y de presentación;
- k) la incertidumbre o el procedimiento para estimar la incertidumbre.

### 5.4.5 Validación de los métodos

**5.4.5.1** La validación es la confirmación, a través del examen y el aporte de evidencias objetivas, de que se cumplen los requisitos particulares para un uso específico previsto.

**5.4.5.2** El laboratorio debe validar los métodos no normalizados, los métodos que diseña o desarrolla, los métodos normalizados empleados fuera del alcance previsto, así como las ampliaciones y modificaciones de los métodos normalizados, para confirmar que los métodos son aptos para el fin previsto. La validación debe ser tan amplia como sea necesario para satisfacer las necesidades del tipo de aplicación o del campo de aplicación dados. El laboratorio debe registrar los resultados obtenidos, el procedimiento utilizado para la validación y una declaración sobre la aptitud del método para el uso previsto.

NOTA 1 La validación puede incluir los procedimientos para el muestreo, la manipulación y el transporte.

NOTA 2 Es conveniente utilizar una o varias de las técnicas siguientes para la determinación del desempeño de un método:

- calibración utilizando patrones de referencia o materiales de referencia;
- comparación con resultados obtenidos con otros métodos;
- comparaciones interlaboratorios;
- evaluación sistemática de los factores que influyen en el resultado;
- evaluación de la incertidumbre de los resultados basada en el conocimiento científico de los principios teóricos del método y en la experiencia práctica.

NOTA 3 Cuando se introduzca algún cambio en los métodos no normalizados validados, es conveniente que se documente la influencia de dichos cambios y, si correspondiera, se realice una nueva validación.

**5.4.5.3** La gama y la exactitud de los valores que se obtienen empleando métodos validados (por ejemplo, la incertidumbre de los resultados, el límite de detección, la selectividad del método, la linealidad, el límite de repetibilidad y/o de reproducibilidad, la robustez ante influencias externas o la sensibilidad cruzada frente a las interferencias provenientes de la matriz de la muestra y/o del objeto de ensayo) tal como fueron fijadas para el uso previsto, deben responder a las necesidades de los clientes.

NOTA 1 La validación incluye la especificación de los requisitos, la determinación de las características de los métodos, una verificación de que los requisitos pueden satisfacerse utilizando el método, y una declaración sobre la validez.

NOTA 2 A medida que se desarrolla el método, es conveniente realizar revisiones periódicas para verificar que se siguen satisfaciendo las necesidades del cliente. Es conveniente que todo cambio en los requisitos que requiera modificaciones en el plan de desarrollo sea aprobado y autorizado.

NOTA 3 La validación es siempre un equilibrio entre los costos, los riesgos y las posibilidades técnicas. Existen muchos casos en los que la gama y la incertidumbre de los valores (por ejemplo, la exactitud, el límite de detección, la selectividad, la linealidad, la repetibilidad, la reproducibilidad, la robustez y la sensibilidad cruzada) sólo pueden ser dadas en una forma simplificada debido a la falta de información.

#### **5.4.6 Estimación de la incertidumbre de la medición**

**5.4.6.1** Un laboratorio de calibración, o un laboratorio de ensayo que realiza sus propias calibraciones, debe tener y debe aplicar un procedimiento para estimar la incertidumbre de la medición para todas las calibraciones y todos los tipos de calibraciones.

**5.4.6.2** Los laboratorios de ensayo deben tener y deben aplicar procedimientos para estimar la incertidumbre de la medición. En algunos casos la naturaleza del método de ensayo puede excluir un cálculo riguroso, metrológicamente y estadísticamente válido, de la incertidumbre de medición. En estos casos el laboratorio debe, por lo menos, tratar de identificar todos los componentes de la incertidumbre y hacer una estimación razonable, y debe asegurarse de que la forma de informar el resultado no dé una impresión equivocada de la incertidumbre. Una estimación razonable se debe basar en un conocimiento del desempeño del método y en el alcance de la medición y debe hacer uso, por ejemplo, de la experiencia adquirida y de los datos de validación anteriores.

NOTA 1 El grado de rigor requerido en una estimación de la incertidumbre de la medición depende de factores tales como:

- los requisitos del método de ensayo;
- los requisitos del cliente;
- la existencia de límites estrechos en los que se basan las decisiones sobre la conformidad con una especificación.

NOTA 2 En aquellos casos en los que un método de ensayo reconocido especifique límites para los valores de las principales fuentes de incertidumbre de la medición y establezca la forma de presentación de los resultados calculados, se considera que el laboratorio ha satisfecho este requisito si sigue el método de ensayo y las instrucciones para informar de los resultados (véase el numeral 5.10).

**5.4.6.3** Cuando se estima la incertidumbre de la medición, se deben tener en cuenta todos los componentes de la incertidumbre que sean de importancia en la situación dada, utilizando métodos apropiados de análisis.

NOTA 1 Las fuentes que contribuyen a la incertidumbre incluyen, pero no se limitan necesariamente, a los patrones de referencia y los materiales de referencia utilizados, los métodos y equipos utilizados, las condiciones ambientales, las propiedades y la condición del ítem sometido al ensayo o la calibración, y el operador.

**ANEXO F: Cromatografías de las muestras de GLP proporcionadas por la  
Planta de gas Dina**

	<b>Formato Reporte Analisis de Cromatografia de GLP</b>	Fecha de Actualización: 12/07/2012
--	---	---------------------------------------

Fecha muestra	18/10/2013 11:00
Lugar de toma de muestra	T - 1540 REFLUJO ESTABILIZADORA
Sustancia	GLP
Temperatura (°F)	309
Presión( psi)	175
Reflux (gpm)	30
Nivel ( %)	50,1

	Componente	%Molar	%Volumen
C <sub>1</sub>	Metano	0,0000	0,0000
C <sub>2</sub>	Etano	1,1460	1,1650
C <sub>3</sub>	Propano	54,2140	54,5660
iC <sub>4</sub>	i-Butano	13,1770	13,0950
nC <sub>4</sub>	n-Butano	31,4630	31,1740
iC <sub>5</sub>	i-Pentano	0,0000	0,0000
nC <sub>5</sub>	n-Pentano	0,0000	0,0000
C <sub>6</sub>	Hexano	0,0000	0,0000
CO <sub>2</sub>	Dioxido de Carbono	0,0000	0,0000
N <sub>2</sub>	Nitrogeno	0,0000	0,0000
O <sub>2</sub>	Oxygeno	0,0000	0,0000
		-----	-----
C <sub>5</sub> +C <sub>6</sub>	Total:	0,0000	0,0000

Propiedades del Gas Calculadas		
Peso Molecular	50,197	g mol <sup>-1</sup>
Poder Calorifico Bruto	2915,185	0 BTU.ft-3 @ 14.7 psia, 60°F
Poder Calorifico Neto	2686,172	0 BTU*ft-3 @ 14.7 psia, 60°F
Factor de compresión, Z	0,976	@ 14.7 psia & 60°F
Presión de vapor	132,604	psia @ 14.7 psia & 100°F

Analizado  
SERGIO LOPEZ  
  
Auxiliar de Operación

Revisado  
JOSE VILLARREAL  
Ingeniero de  
Procesos y  
Laboratorio

Recibido





Natural Gas Analysis

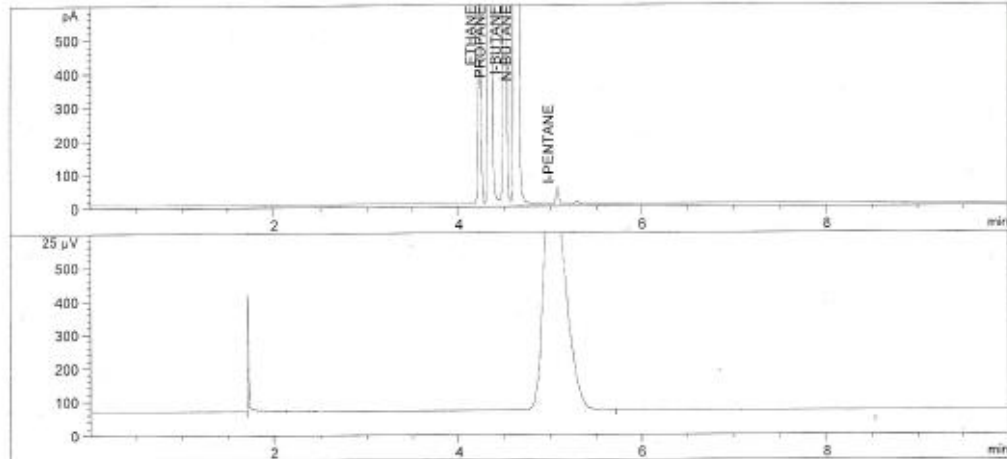
31-01 MATON



Data file:

C:\CHEM32\1\DATA\1-03-2013\SIG12109.D

Sample Injected on: 10:57:21 AM



ASIM/GPA Calculation: Temperature 60°F Ideal values Base Pressure 14.733 psia.

Compound	RT	Area	Vol%	Mole %	Sp.Gr.	Gross BTU/CF	Net BTU/CF
CARBON DIOXIDE	0.000	0.0	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
METHANE	0.000	0.0	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
ETHANE	4.225	1251.6	3.966	3.905	0.041	69.285	63.385
PROPANE	4.322	25773.1	55.005	54.691	0.833	1379.534	1269.275
I-BUTANE	4.492	7960.4	12.400	12.486	0.251	407.163	375.531
N-BUTANE	4.608	17518.5	28.518	28.803	0.578	941.954	869.447
I-PENTANE	5.070	84.3	0.111	0.115	0.003	4.601	4.254
N-PENTANE	0.000	0.0	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
OXYGEN	0.000	0.0	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
NITROGEN	0.000	0.0	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
N-HEXANE	0.000	0.0	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
Total					1.705	2802.537	2581.892

Real Gas Values

Dry

Saturated

Gross Heat Value per CF	2867.795 BTU	2820.016 BTU
Net Heat Value per CF	2642.012 BTU	2597.165 BTU
Net Heat Value per Gallon	88075.307 BTU	87771.868 BTU
Gallons per 1000 CF of gas	29.314 Gallons	28.902 Gallons
Mean Molecular Weight	49.373	48.826
Compressibility Factor	0.977	0.977
Specific Gravity	1.744	1.726



**Formato Reporte Analisis de  
Cromatografia de GLP**

Fecha de Actualización:  
12/07/2012

Fecha muestra	07-11-2013 11:00
Lugar de toma de muestra	T - 1540 REFLUJO ESTABILIZADORA
Sustancia	GLP
Temperatura (°F)	305
Presión( psi)	175
Reflux (gpm)	30
Nivel (%)	50

Componente	%Molar	%Volumen
C <sub>1</sub> Metano	0.0000	0.0000
C <sub>2</sub> Etano	2.2680	2.3040
C <sub>3</sub> Propano	54.0510	54.3890
iC <sub>4</sub> i-Butano	12.8030	12.7210
nC <sub>4</sub> n-Butano	30.7760	30.4870
iC <sub>5</sub> i-Pentano	0.1020	0.0990
nC <sub>5</sub> n-Pentano	0.0000	0.0000
C <sub>6</sub> Hexano	0.0000	0.0000
CO <sub>2</sub> Dioxido de Carbono	0.0000	0.0000
N <sub>2</sub> Nitrogeno	0.0000	0.0000
O <sub>2</sub> Oxigeno	0.0000	0.0000
C5+C6 Total:	0.1020	0.0990

**Propiedades del Gas Calculadas**

Peso Molecular	49.920	g mol <sup>-1</sup>
Poder Calorifico Bruto	2899.256	BTU.ft-3 @ 14.7 psia, 60°F
Poder Calorifico Neto	2671.332	BTU*ft-3 @ 14.7 psia, 60°F
Factor de compresión, Z	0.977	@ 14.7 psia & 60°F
Presión de vapor	138.592	psia @ 14.7 psia & 100°F

Analizado  
MAURICIO CUELLAR  
Auxiliar de Operación

Revisado  
JOSE VILLARREAL  
Ingeniero de Procesos y  
Laboratorio

Recibido

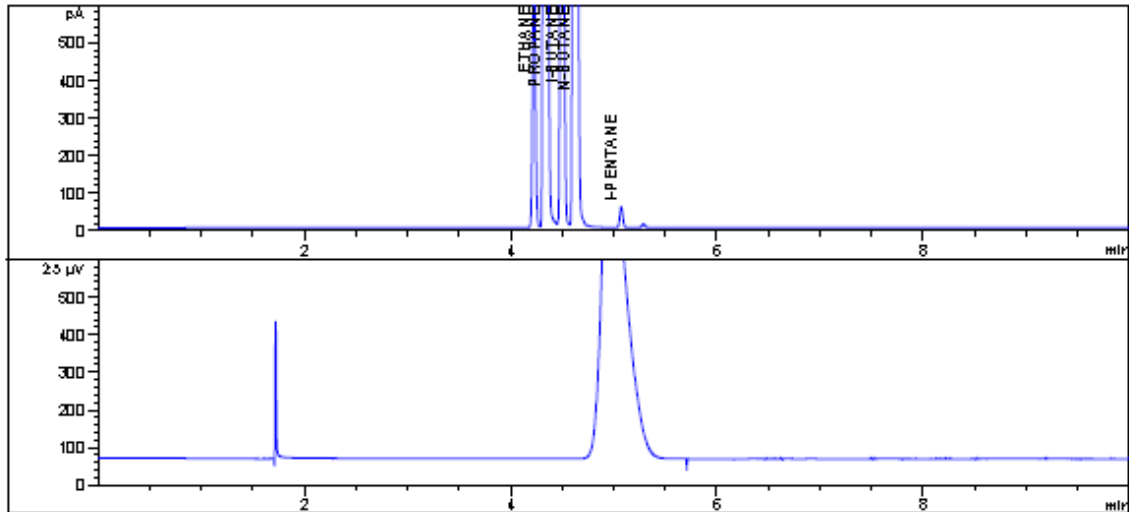


Natural Gas Analysis



Data File: C:\CHEM32\1\DATA\1-03-2013\SIG12049.D

Sample Injected on: 5:12:35 PM



ASTM/GPA Calculation: Temperature 60°F Ideal values Base Pressure 14.733 psia.

Compound	RT	Area	Vol%	Mole %	Sp.Gr.	Gross BTU/CF	Net BTU/CF
CARBON DIOXIDE	0.000	0.0	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
METHANE	0.000	0.0	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
ETHANE	4.224	1517.0	4.781	4.708	0.049	83.536	76.422
PROPANE	4.321	25908.7	54.996	54.692	0.833	1379.576	1269.313
I-BUTANE	4.491	7935.9	12.295	12.383	0.249	403.797	372.426
N-BUTANE	4.608	17166.0	27.793	28.077	0.563	918.199	847.520
I-PENTANE	5.069	103.0	0.135	0.139	0.003	5.593	5.171
N-PENTANE	0.000	0.0	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
OXYGEN	0.000	0.0	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
NITROGEN	0.000	0.0	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
N-HEXANE	0.000	0.0	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
Total					1.697	2790.700	2570.854

Real Gas Values	Dry	Saturated
Gross Heat Value per CF	2855.049 BTU	2807.491 BTU
Net Heat Value per CF	2630.133 BTU	2585.492 BTU
Net Heat Value per Gallon	87814.282 BTU	87511.345 BTU
Gallons per 1000 CF of gas	29.275 Gallons	28.864 Gallons
Mean Molecular Weight	49.151	48.607
Compressibility Factor	0.977	0.977
Specific Gravity	1.736	1.718

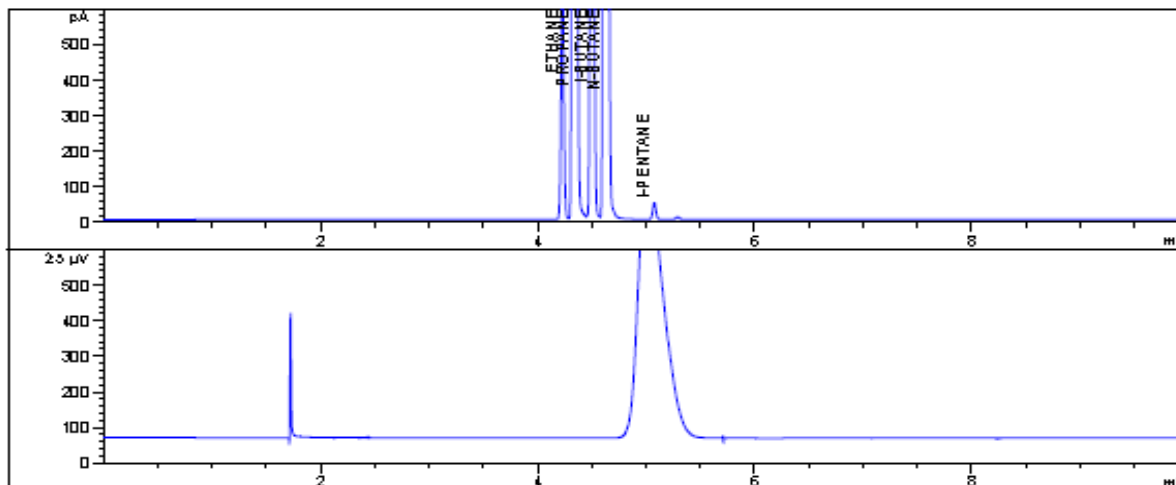


Natural Gas Analysis



Data File: C:\CHEM32\1\DATA\1-03-2013\SIG12109.D

Sample Injected on: 10:57:21 AM



ASTM/GPA Calculation: Temperature 60°F Ideal values Base Pressure 14.733 psia.

Compound	RT	Area	Vol%	Mole %	Sp. Gr.	Gross BTU/CF	Net BTU/CF
CARBON DIOXIDE	0.000	0.0	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
METHANE	0.000	0.0	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
ETHANE	4.225	1251.6	3.966	3.905	0.041	69.285	63.385
PROPANE	4.322	25773.1	55.005	54.691	0.833	1379.534	1269.275
I-BUTANE	4.492	7960.4	12.400	12.486	0.251	407.163	375.531
N-BUTANE	4.608	17518.5	28.518	28.803	0.578	941.954	869.447
I-PENTANE	5.070	84.3	0.111	0.115	0.003	4.601	4.254
N-PENTANE	0.000	0.0	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
OXYGEN	0.000	0.0	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
NITROGEN	0.000	0.0	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
N-HEXANE	0.000	0.0	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
Total					1.705	2802.537	2581.892

Real Gas Values	Dry	Saturated
Gross Heat Value per CF	2867.795 BTU	2820.016 BTU
Net Heat Value per CF	2642.012 BTU	2597.165 BTU
Net Heat Value per Gallon	88075.307 BTU	87771.868 BTU
Gallons per 1000 CF of gas	29.314 Gallons	28.902 Gallons
Mean Molecular Weight	49.373	48.826
Compressibility Factor	0.977	0.977
Specific Gravity	1.744	1.726

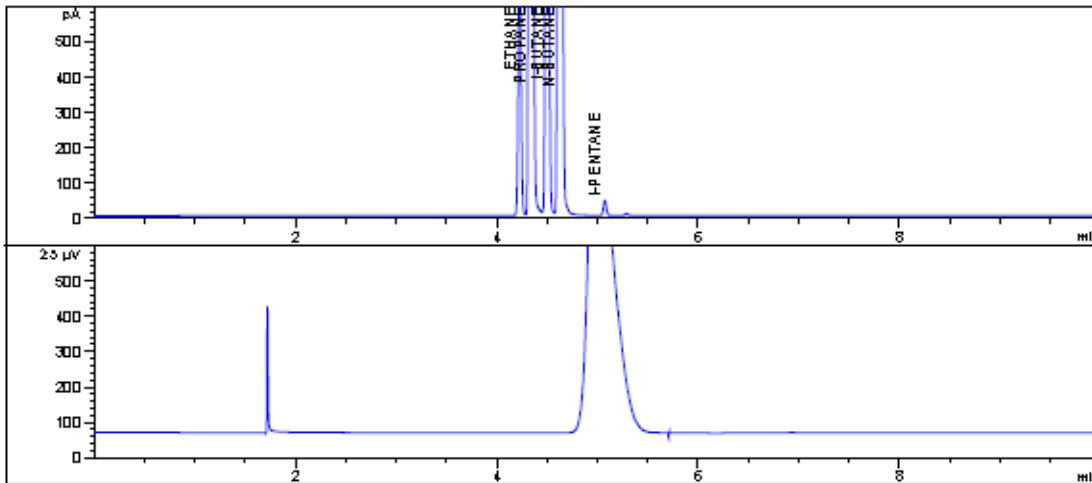


Natural Gas Analysis



Data File: C:\CHEM32\1\DATA\1-03-2013\SIG12110.D

Sample Injected on: 5:09:38 PM



ASTM/GPA Calculation: Temperature 60°F Ideal values Base Pressure 14.733 psia.

Compound	RT	Area	Vol%	Mole %	Sp. Gr.	Gross BTU/CF	Net BTU/CF
CARBON DIOXIDE	0.000	0.0	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
METHANE	0.000	0.0	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
ETHANE	4.225	1700.3	5.422	5.341	0.055	94.765	86.696
PROPANE	4.322	25779.1	55.371	55.077	0.839	1389.288	1278.249
I-BUTANE	4.492	7817.6	12.255	12.346	0.248	402.590	371.313
N-BUTANE	4.610	16390.3	26.852	27.133	0.545	887.318	819.017
I-PENTANE	5.070	75.0	0.100	0.103	0.003	4.121	3.811
N-PENTANE	0.000	0.0	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
OXYGEN	0.000	0.0	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
NITROGEN	0.000	0.0	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
N-HEXANE	0.000	0.0	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
Total					1.689	2778.083	2559.085

Real Gas Values	Dry	Saturated
Gross Heat Value per CF	2841.453 BTU	2794.130 BTU
Net Heat Value per CF	2617.459 BTU	2573.038 BTU
Net Heat Value per Gallon	87555.957 BTU	87253.416 BTU
Gallons per 1000 CF of gas	29.227 Gallons	28.817 Gallons
Mean Molecular Weight	48.914	48.375
Compressibility Factor	0.978	0.977
Specific Gravity	1.727	1.709

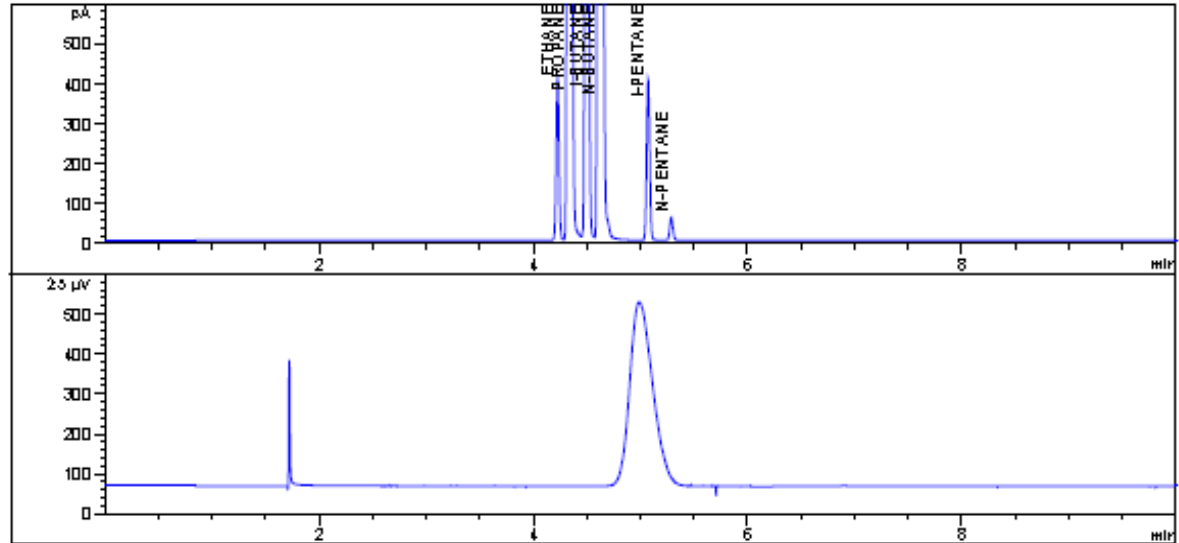


Natural Gas Analysis



Data File: C:\CHEM32\1\DATA\1-03-2013\SIG12160.D

Sample Injected on: 10:10:58 AM



ASTM/GPA Calculation: Temperature 60°F Ideal values Base Pressure 14.733 psia.

Compound	RT	Area	Vol%	Mole %	Sp.Gr.	Gross BTU/CF	Net BTU/CF
CARBON DIOXIDE	0.000	0.0	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
METHANE	0.000	0.0	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
ETHANE	4.224	770.3	2.401	2.361	0.025	41.894	38.326
PROPANE	4.322	23926.4	50.237	49.882	0.759	1258.238	1157.673
I-BUTANE	4.490	8224.3	12.603	12.674	0.254	413.286	381.178
N-BUTANE	4.604	20959.3	33.566	33.856	0.679	1107.210	1021.983
I-PENTANE	5.068	803.1	1.044	1.074	0.027	43.053	39.811
N-PENTANE	5.285	108.3	0.148	0.153	0.004	6.142	5.679
OXYGEN	0.000	0.0	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
NITROGEN	0.000	0.0	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
N-HEXANE	0.000	0.0	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
Total					1.748	2869.823	2644.649

Real Gas Values	Dry	Saturated
Gross Heat Value per CF	2940.648 BTU	2891.605 BTU
Net Heat Value per CF	2709.917 BTU	2663.891 BTU
Net Heat Value per Gallon	89229.791 BTU	88925.724 BTU
Gallons per 1000 CF of gas	29.638 Gallons	29.221 Gallons
Mean Molecular Weight	50.636	50.067
Compressibility Factor	0.976	0.975
Specific Gravity	1.791	1.772

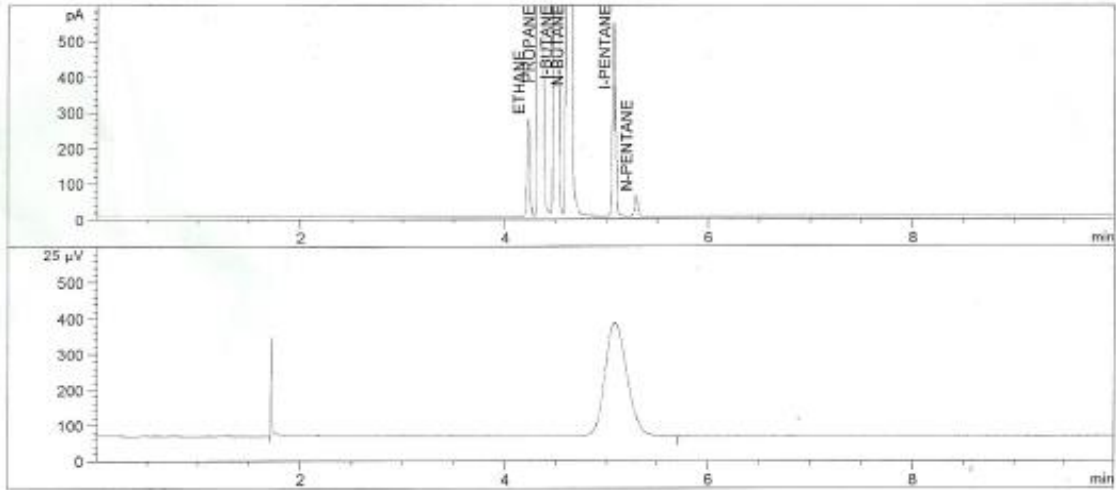


Natural Gas Analysis



Data File: C:\CHEM32\1\DATA\1-03-2013\SIG12189.D

Sample Injected on: 10:41:14 AM ~ 21 de Novembro



ASTM/GPA Calculation: Temperature 60°F Ideal values Base Pressure 14.733 psia.

Compound	RT	Area	Vol%	Mole %	Sp.Gr.	Gross BTU/CF	Net BTU/CF
CARBON DIOXIDE	0.000	0.0	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
METHANE	0.000	0.0	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
ETHANE	4.225	509.8	1.579	1.553	0.016	27.557	25.210
PROPANE	4.322	25417.9	53.032	52.665	0.802	1328.450	1222.273
I-BUTANE	4.491	8117.7	12.361	12.433	0.250	405.419	373.922
N-BUTANE	4.606	19789.2	31.493	31.770	0.638	1038.969	958.994
I-PENTANE	5.068	1074.9	1.389	1.428	0.036	57.273	52.960
N-PENTANE	5.286	107.5	0.146	0.151	0.004	6.061	5.603
OXYGEN	0.000	0.0	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
NITROGEN	0.000	0.0	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
N-HEXANE	0.000	0.0	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
Total					1.744	2863.729	2638.963

Real Gas Values	Dry	Saturated
Gross Heat Value per CF	2933.906 BTU	2884.982 BTU
Net Heat Value per CF	2703.632 BTU	2657.717 BTU
Net Heat Value per Gallon	89210.491 BTU	88905.903 BTU
Gallons per 1000 CF of gas	29.581 Gallons	29.164 Gallons
Mean Molecular Weight	50.522	49.955
Compressibility Factor	0.976	0.976
Specific Gravity	1.787	1.768

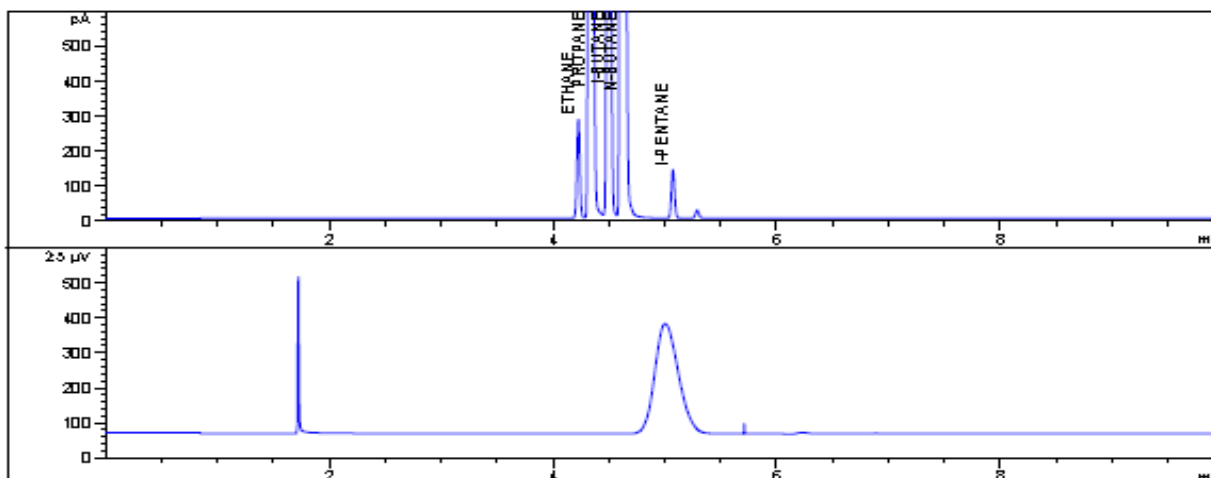


Natural Gas Analysis



Data File: C:\CHEM32\1\DATA\1-03-2013\SIG12190.D

Sample Injected on: 4:56:54 PM



ASTM/GPA Calculation: Temperature 60°F Ideal values Base Pressure 14.733 psia.

Compound	RT	Area	Vol%	Mole %	Sp. Gr.	Gross BTU/CF	Net BTU/CF
CARBON DIOXIDE	0.000	0.0	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
METHANE	0.000	0.0	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
ETHANE	4.224	535.0	1.664	1.636	0.017	29.031	26.559
PROPANE	4.322	23160.7	48.528	48.174	0.733	1215.168	1118.045
I-BUTANE	4.488	9651.1	14.759	14.839	0.298	483.869	446.277
N-BUTANE	4.602	21712.2	34.700	34.992	0.702	1144.344	1056.258
I-PENTANE	5.068	269.0	0.349	0.359	0.009	14.390	13.306
N-PENTANE	0.000	0.0	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
OXYGEN	0.000	0.0	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
NITROGEN	0.000	0.0	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
N-HEXANE	0.000	0.0	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
Total					1.759	2886.802	2660.446

Real Gas Values

Dry

Saturated

Gross Heat Value per CF	2958.994 BTU	2909.633 BTU
Net Heat Value per CF	2726.978 BTU	2680.655 BTU
Net Heat Value per Gallon	89505.539 BTU	89201.403 BTU
Gallons per 1000 CF of gas	29.723 Gallons	29.304 Gallons
Mean Molecular Weight	50.957	50.383
Compressibility Factor	0.976	0.975
Specific Gravity	1.803	1.784



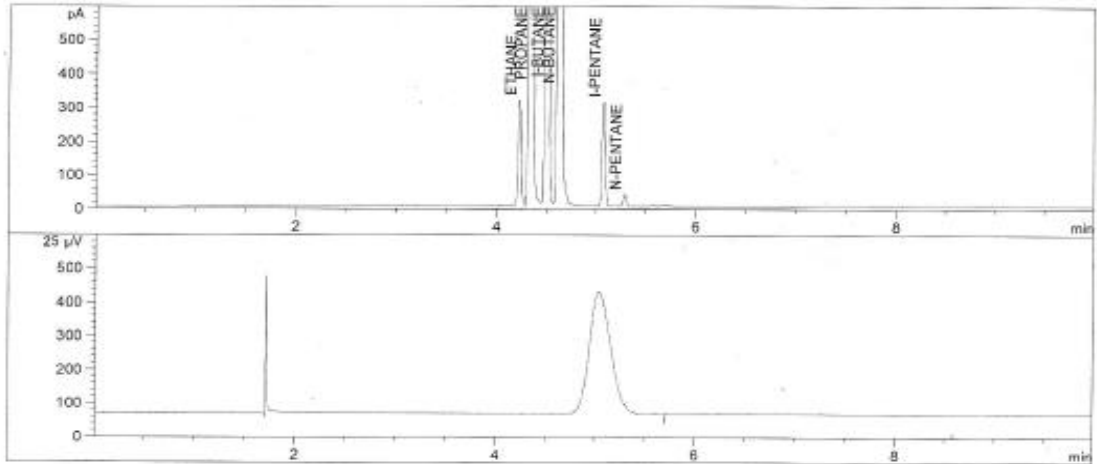


Natural Gas Analysis



Data file: C:\CHEM32\1\DATA\1-03-2013\SIG12197.D

Sample Injected on: 11:14:44 AM



ASTM/GPA Calculation: Temperature 60°F Ideal values Base Pressure 14.733 psia.

Compound	RT	Area	Vol%	Mole %	Sp.Gr.	Gross BTU/CF	Net BTU/CF
CARBON DIOXIDE	0.000	0.0	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
METHANE	0.000	0.0	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
ETHANE	4.225	593.7	1.850	1.820	0.019	32.291	29.541
PROPANE	4.322	25410.4	53.340	52.984	0.807	1336.497	1229.677
I-BUTANE	4.491	8278.9	12.684	12.760	0.256	416.096	383.770
N-BUTANE	4.607	19508.8	31.236	31.519	0.633	1030.754	951.412
I-PENTANE	5.069	618.1	0.803	0.826	0.021	33.142	30.646
N-PENTANE	5.287	64.0	0.087	0.090	0.002	3.632	3.358
OXYGEN	0.000	0.0	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
NITROGEN	0.000	0.0	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
N-HEXANE	0.000	0.0	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
Total					1.737	2852.413	2628.405

Real Gas Values

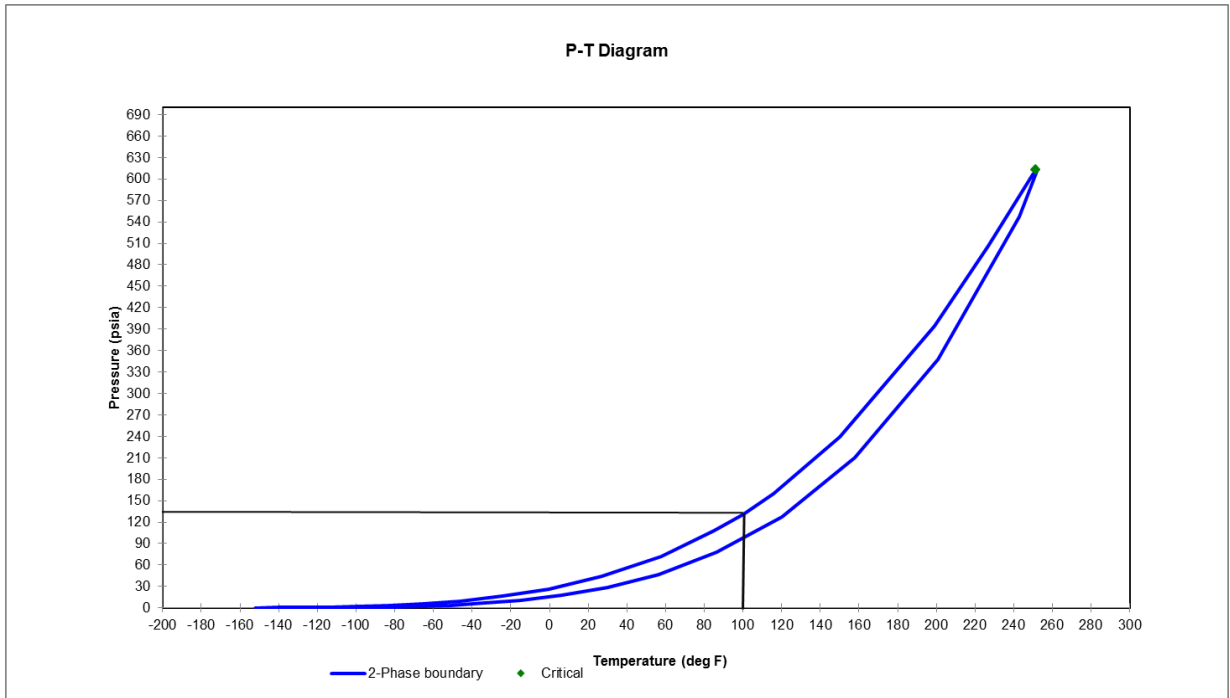
Dry

Saturated

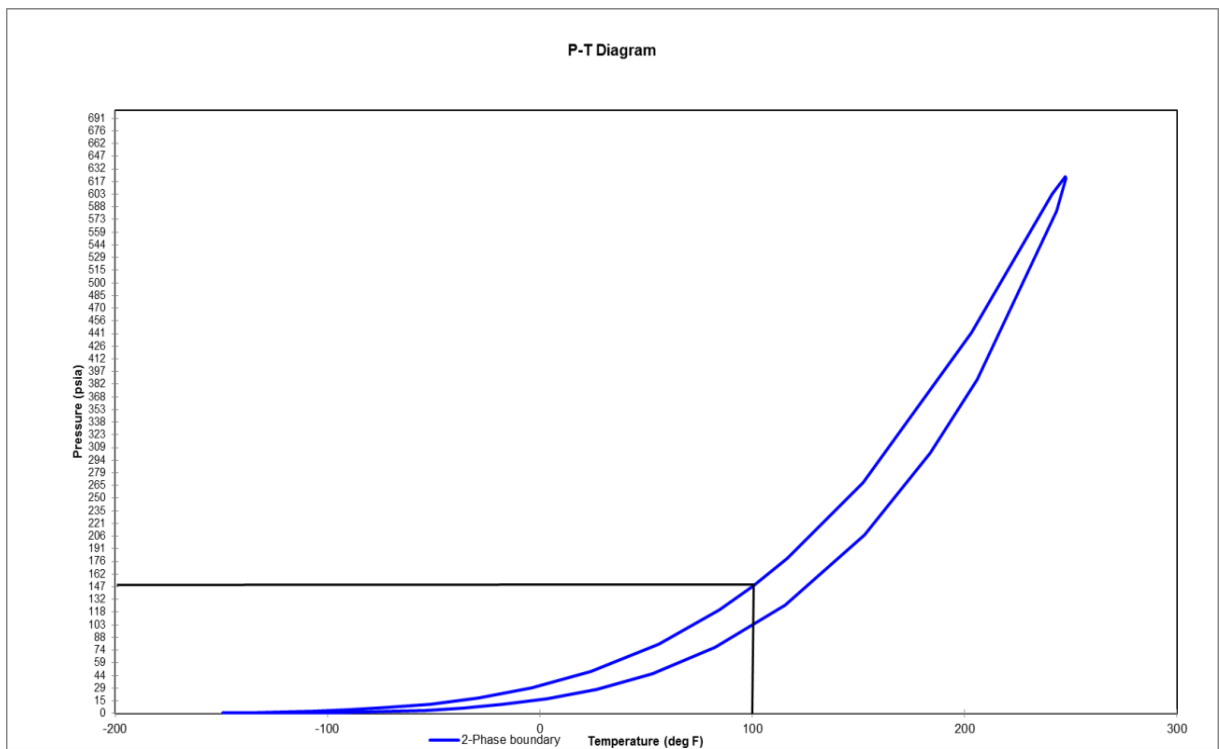
Gross Heat Value per CF	2921.660 BTU	2872.949 BTU
Net Heat Value per CF	2692.214 BTU	2646.496 BTU
Net Heat Value per Gallon	89019.089 BTU	88714.591 BTU
Gallons per 1000 CF of gas	29.526 Gallons	29.110 Gallons
Mean Molecular Weight	50.309	49.746
Compressibility Factor	0.976	0.976
Specific Gravity	1.779	1.760

**ANEXO G: Diagramas P-T para las muestras de GLP, obtenidos a partir del software Winprop de CMG**

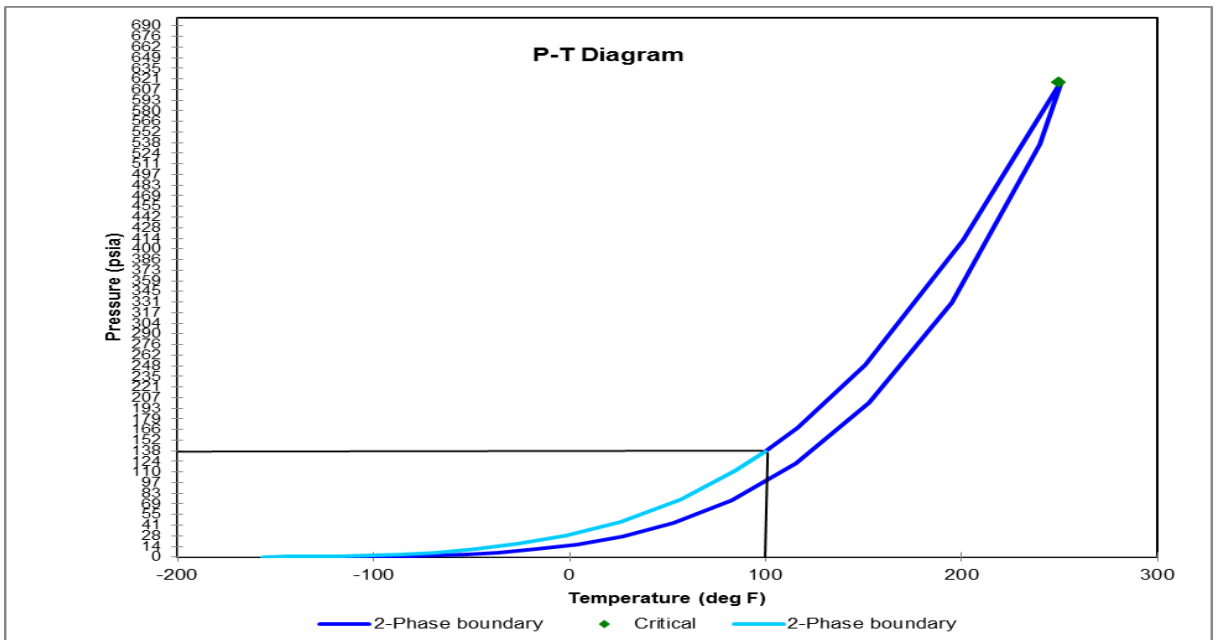
18 de Octubre de 2013



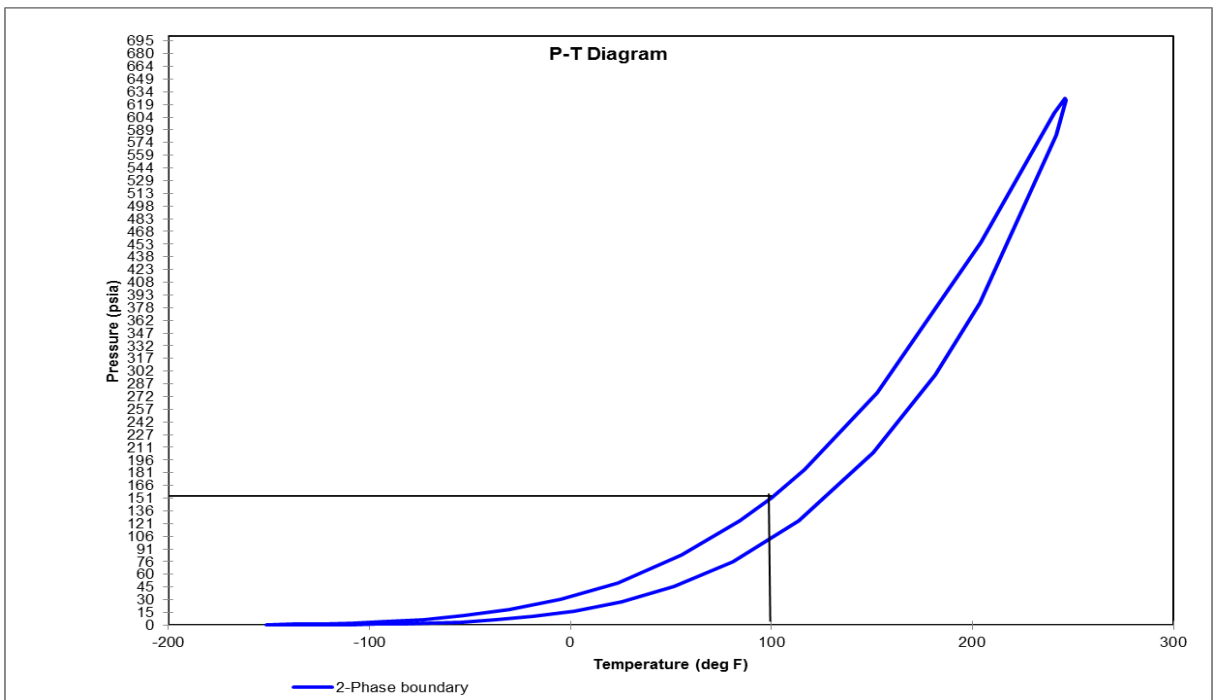
31 de Octubre de 2013



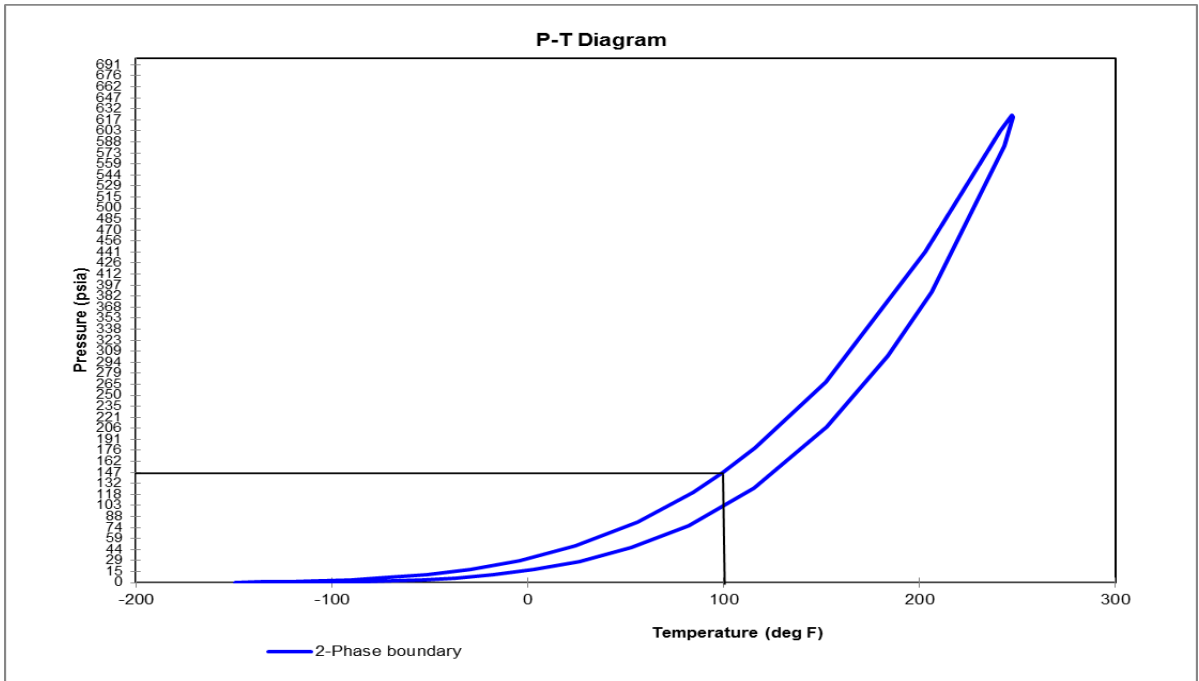
07 de Noviembre de 2013 (Mañana)



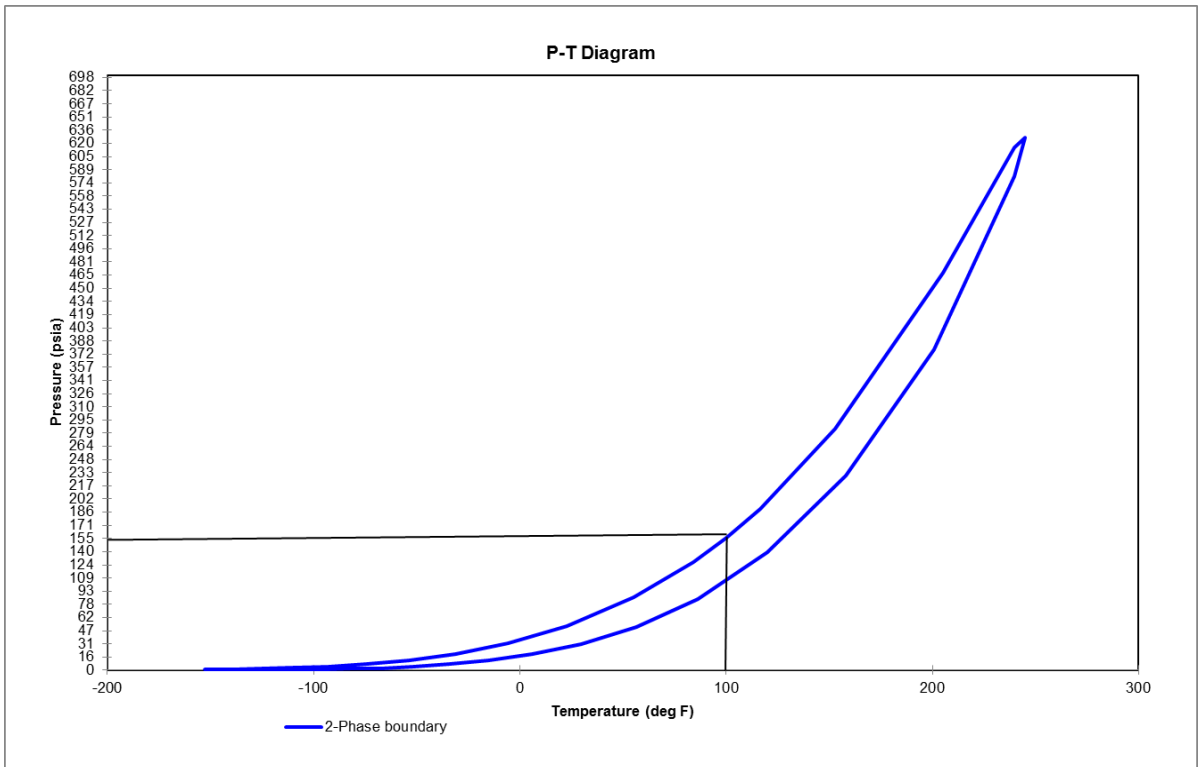
07 de Noviembre de 2013 (Tarde)



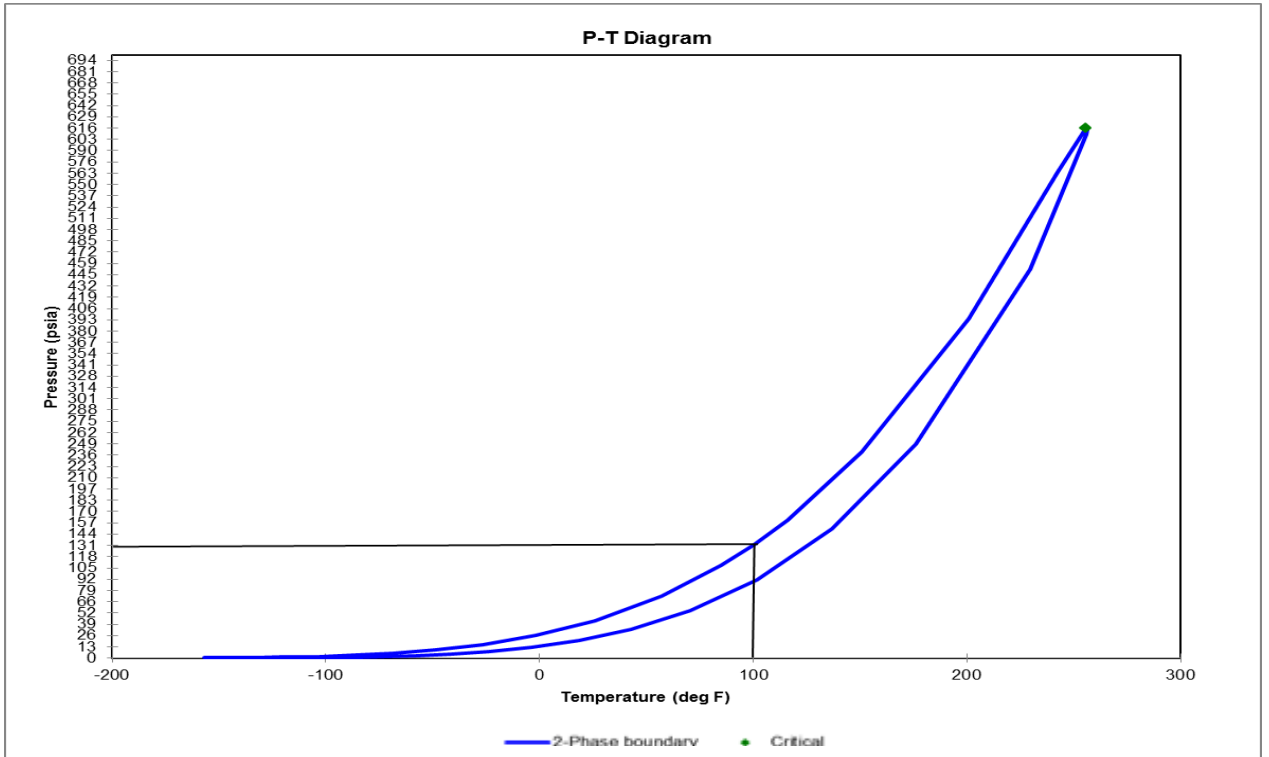
14 de Noviembre de 2013 (Mañana)



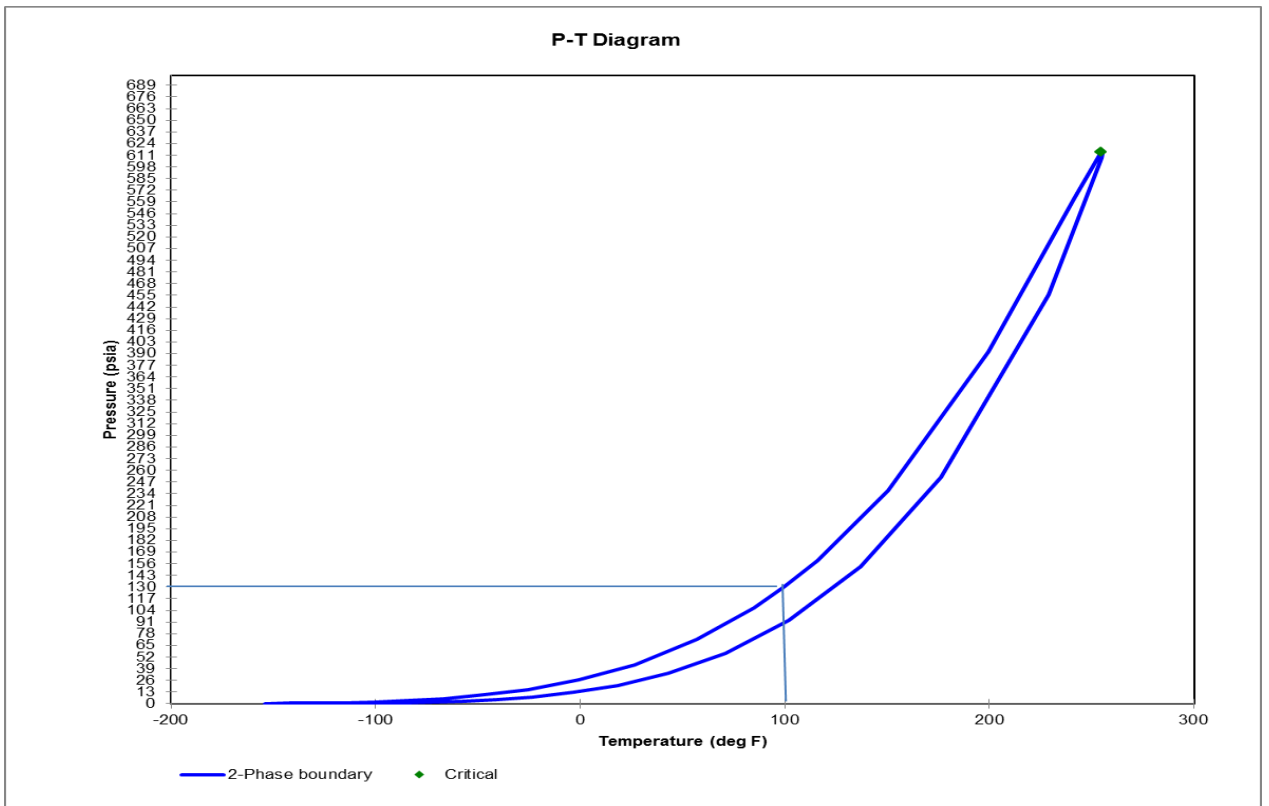
14 de Noviembre de 2013 (Tarde)



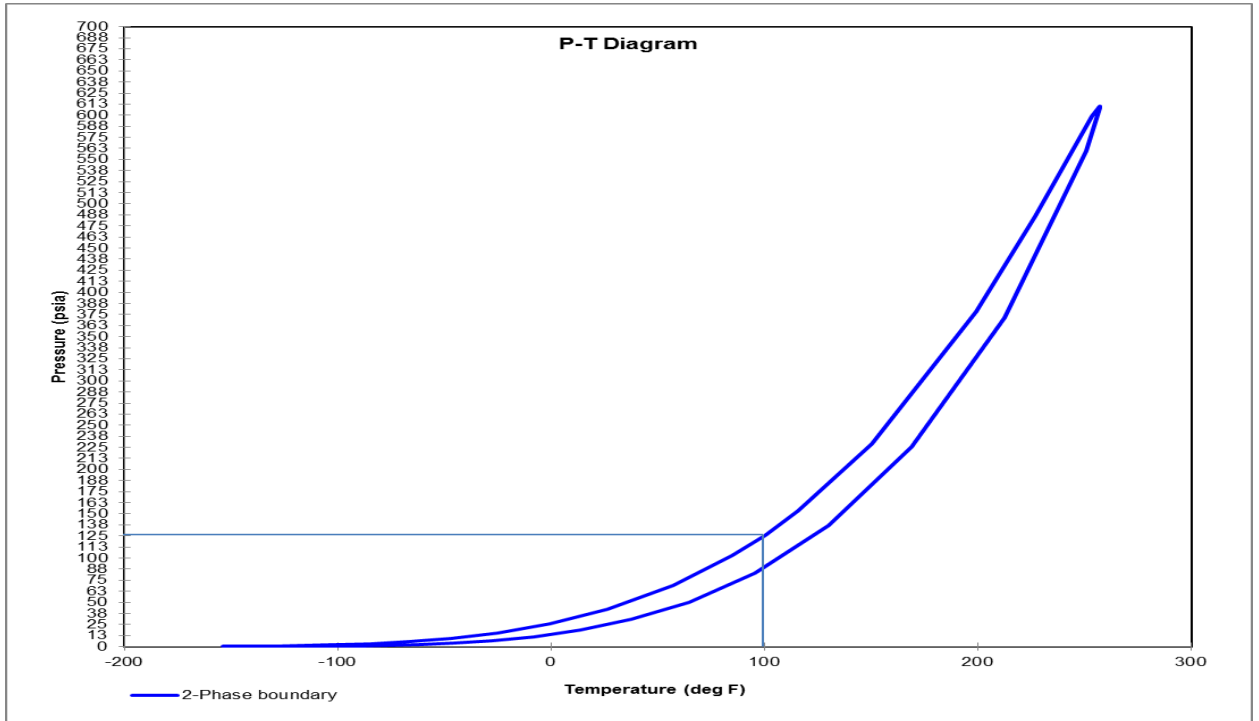
19 de Noviembre de 2013



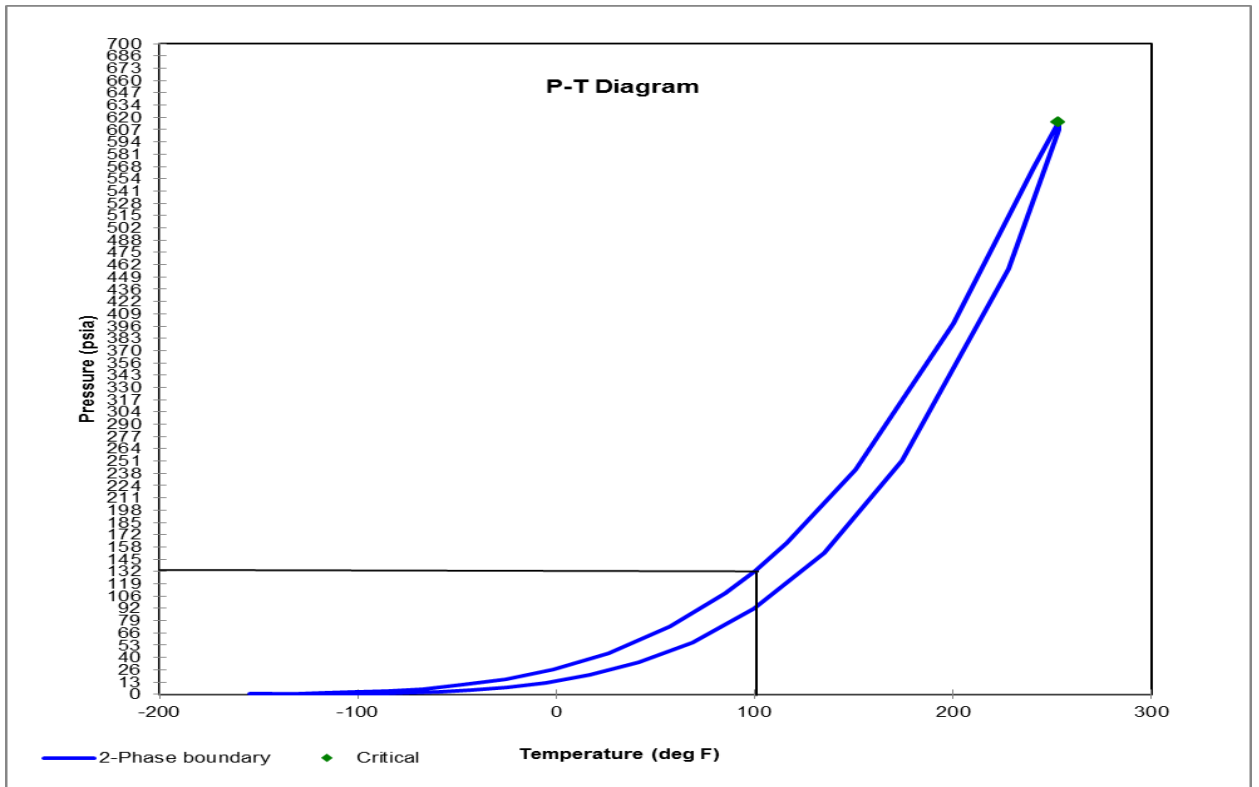
21 de Noviembre de 2013 (Mañana)



21 de Noviembre de 2013 (Tarde)



22 de Noviembre de 2013



**ANEXO H: Fotografías procedimiento y equipos para la medición de la Presión de Vapor Reid para Gases Licuados del Petróleo (GLP)**



## Baño de Calentamiento



## Ubicación de equipos para medir Presión de Vapor



**Cilindro muestreador**



**Cabina de Aislamiento**



**Procedimiento de transferencia de muestra, desde el cilindro muestreador a las cámaras del cilindro.**



**Calentamiento de la muestra de GLP en el equipo para proceder a las posteriores agitaciones y encontrar el valor de PVR sin corregir.**

