

**ESTUDIO TÉCNICO - ECONÓMICO PARA EL MONTAJE DE LA PRUEBA
PRESIÓN DE VAPOR REID PARA LÍQUIDOS DEL GAS NATURAL**

**KAREN LORENA POLANÍA ALZATE
OSCAR LEONARDO SUÁREZ MÉNDEZ**

**UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA
FACULTAD DE INGENIERÍA
INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
NEIVA
2011**

**ESTUDIO TÉCNICO - ECONÓMICO PARA EL MONTAJE DE LA PRUEBA
PRESIÓN DE VAPOR REID PARA LÍQUIDOS DEL GAS NATURAL**

**KAREN LORENA POLANÍA ALZATE
OSCAR LEONARDO SUÁREZ MÉNDEZ**

Director
HERNANDO RAMÍREZ PLAZAS
Ingeniero Químico-Especialista en Gas Natural

**UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA
FACULTAD DE INGENIERÍA
INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
NEIVA
2011**

Nota de aceptación

Jurado

Jurado

DEDICATORIA

En primera estancia a Dios que siempre me ha dado cosas buenas. A mis papas que se esforzaron tanto por hacerme una mujer de bien, haberme brindado su apoyo y amor en todos los momentos de mi vida sobre todo a mi papito que lucho tanto por mí y a mi mami por su amor y sus consejos. A mi esposo por su amor y comprensión y a mi hijo, los adoro con todo mi corazón y me motivaron a seguir luchando por esta meta. A Aldemar que me ha querido y apoyado como una hija. A mis hermanos Rafa, Kevin, Tati, Ander, Ivonne, Henry, Mario y Cristian por acompañarme en las buenas y en malas. A mi abuela y mis tíos Luis, Ove y Marly que siempre me ayudaron a levantarme cuando todo parecía imposible. A mis amigos de toda la carrera que los quiero mucho: Ángela, Anyi, Andrea, Diana, Luis, Cristian... gracias a todos por su paciencia. A mis profesores de la universidad profe Hernando, Jairo y Freddy gracias por ser tan comprensivos conmigo cuando mi mundo cambio drásticamente.

Sin alguno de todos ustedes quizás mi meta no estaría alcanzada.

KAREN LORENA POLANÍA ALZATE

Quiero dedicar este logro primeramente a Dios y a la virgen por darme la oportunidad de vivir y disfrutar de este mundo llenándome de bendiciones, a mi madre Marleny por ser tan especial y adorable, a mi padre Miguel por ser mi amigo fiel e incondicional, a mis hermanos Ximena, Miguel y especialmente a María Angélica, por ser el angelito que me ha hecho ser fuerte en los momentos difíciles y por ser el amor de mi vida, a todos mis familiares porque siempre han estado pendientes de mi desarrollo profesional.

A mis profesores del colegio que nunca he olvidado, a mis amigos del colegio y de la Universidad, por darme lecciones de vida y por enseñarme a ser cada día mejor.

Al profesor Hernando Ramírez, por ser tan amable, un verdadero tutor y dedicado a buscar proyectos que beneficien la universidad.

A mis compañeros de trabajo por brindarme el tiempo suficiente y animarme en los momentos difíciles.

Este es un triunfo que estoy consiguiendo gracias al aporte que recibí de ustedes para crecer personal y profesionalmente, se los agradezco de corazón.

OSCAR LEONARDO SUÁREZ MÉNDEZ

AGRADECIMIENTOS

Queremos brindar nuestros más sinceros agradecimientos, a las siguientes personas, sin las cuales este trabajo no habría podido salir adelante:

HERNANDO RAMÍREZ PLAZAS. Ingeniero, profesor y Director. Gracias por brindarnos la oportunidad de formar parte de este proyecto, por su colaboración para el desarrollo del mismo y la disposición hacia nuestro trabajo, gracias por tanto tiempo dedicado.

HAYDEE MORALES. Ingeniera y profesora. Gracias por su gran ayuda y estar al tanto de nuestro avance.

GUILLERMO RAMÍREZ. Técnico y director de laboratorio INTERTEK Cusiana. Gracias por darnos la oportunidad de visitar y conocer las instalaciones y equipos empleados por INTERTEK para la realización de pruebas de laboratorio.

ALVARO SARMIENTO. Ingeniero QA/QC NALCO de Colombia – Cusiana. Gracias por brindarnos el soporte y muestra de las consideraciones a tomar en cuenta en la toma de muestras de campo.

DIEGO ALEJANDRO VELAZCO. Ingeniero WINCHESTER OIL AND GAS, por sus aportes en el área de producción y su valiosa información y apoyo en la realización del trabajo.

CONTENIDO

	Pág.
RESUMEN	11
INTRODUCCIÓN	12
1. OBJETIVOS	13
1.1 Objetivo General	13
1.2 Objetivos Específicos	13
2. JUSTIFICACIÓN Y ANTECEDENTES	14
2.1 Justificación	14
2.2 Antecedentes	16
3. MARCO CONCEPTUAL.	16
3.1 Generalidades de los hidrocarburos	16
3.2 Características de los fluidos del yacimiento	17
3.2.1 Diagrama p-t para un compuesto puro.	18
3.2.2 Sistemas multicomponentes	19
3.3 Clasificación de los yacimientos de hidrocarburos	20
3.3.1 Yacimientos de gas y de petróleo	21
3.3.1.1 Yacimientos de gas seco	21
3.3.1.2 Yacimientos de gas húmedo	22
3.3.1.3 Yacimiento de gas condensado	22
3.3.1.4 Petróleo liviano	22
3.3.1.5 Petróleo mediano	22
3.3.1.6 Petróleo pesado	23
3.4 Gas natural	23
3.4.1 Riqueza del gas (GPM)	23
3.4.2 Comercialización	24
3.5 Gas licuado del petróleo (GLP)	25
3.5.1 Historia del GLP en Colombia	25
3.5.2 Estructura tarifaria	26
3.6 Propiedades básicas de los fluidos	27
3.6.1 Presión de vapor	27
3.6.2 Presión de vapor Reid	28
4. ESTUDIO TÉCNICO	30
4.1. Área de estudio.	30
4.2. Generalidades del equipo	30
4.2.1 Cámara alta	31
4.2.2 Válvula de purga	31
4.2.3 Cámara baja.	31

4.3	Descripción del proceso	32
4.4	Capacidad del equipo de la prueba	35
4.5	Optimización del proceso	35
4.6	Selección de recursos	37
4.6.1	Sistema de calentamiento	37
4.6.2	Fluido para calentamiento	38
4.6.3	Termómetro digital	39
4.7	Necesidades de personal	39
4.8	Justificación de la cantidad de equipo a comprar	39
4.8.1	Cámara de aire con manómetro de presión mayor a 15 Psi	39
4.8.2	Termómetro digital	39
4.8.3	Baño de maría para Presión de vapor Reid	40
4.8.4	Elementos de protección y seguridad en el laboratorio	40
4.8.4.1	Careta	40
4.8.4.2	Gafas de seguridad	40
4.8.4.3	Batas de laboratorio	40
4.9	Pruebas de control de calidad	41
4.10	Programas de mantenimiento	41
4.11	Determinación de áreas de trabajo	41
4.12	Distribución en planta	42
4.13	Ventajas en la docencia	42
4.14	Visita a planta de gas – CUSIANA	43
4.15	Procedimiento interno para toma de muestras	44
5.	ESTUDIO ECONÓMICO	48
5.1	Campos de gas existentes en el país con plantas de gas	48
5.2	Adecuaciones locativas	53
5.3	Equipos cotizados	53
5.4	Costo de la prueba	53
5.4.1	Estructura de costos para servicios de laboratorio prestados en las instalaciones de la universidad Surcolombiana – Determinación de la presión de vapor REID para GLP y condensados del gas natural.	54
6.	CONCLUSIONES	56
7.	RECOMENDACIONES	58
	BIBLIOGRAFIA	59
	ANEXOS	60

LISTA DE FIGURAS Y GRÁFICAS

	Pág.
Figura 1: Diagrama P-T para un componente	18
Figura 2: Diagrama P-T generalizado para una mezcla de hidrocarburos	20
Figura 3: Clasificación de los yacimientos según el estado de los fluidos.	21
Figura 4: Diagrama P-T yacimiento de gas seco	22
Figura 5: Equipo presión de vapor REID para GLP y condensados	30
Figura 6: Calentador de agua para presión de vapor Reid	36
Figura 7. HMIS	36
Figura 8. Depósitos para disposición de fluidos residuales	37
Figura 9. Baño de temperatura para presión de vapor Reid	38
Figura 10. Fluido del baño de temperatura	38
Figura 11. Termómetro digital	40
Figura 12. Laboratorio Crudos y Derivados – USCO	42
Figura 13. Gráfica de la producción de GLP en Colombia en los últimos años	48
Figura 14. Gráfica de la producción y venta de GLP en Colombia en los últimos años	49
Figura 15. Producción de las distintas empresas del GLP en Colombia en los últimos años.	50
Figura 16. Baño de PVR.	102
Figura 17. Termostato	102
Figura 18. Adición de la muestra	102
Figura 19. Ensamblaje (cámara de aire + cámara de gasolina)	103
Figura 20. Inmersión del ensamblaje en baño maría	103
Figura 21. Registro de lectura	104

LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1: Constituyentes del petróleo	16
Tabla 2: Cadena de compra del GLP y condensados en Colombia	24
Tabla 3: Mapa del procedimiento para toma de muestra	46
Tabla 4: Campos con plantas de gas y producción de condensados en Colombia.	52
Tabla 5: Producción de GLP en Colombia en los últimos 10 años	80
Tabla 6: Cuadro comparativo de los distintos equipos cotizados	84

LISTA DE ANEXOS

	Pág.
ANEXO A: Glosario	60
ANEXO B: Norma ASTM D 1267–02: Standard Test Method for Gage Vapor Pressure of Liquefied Petroleum (LP) Gases (LP-Gas Method).	62
ANEXO C: Norma ASTM D 1265 – 97: Standard Practice for Sampling Liquefied Petroleum (LP) Gases (Manual Method).	68
ANEXO D: Norma ASTM D 6897 – 03: Standard Test Method Vapor Pressure of Liquefied Petroleum Gases (LPG) (Expansion Method).	72
ANEXO E: Formato de entrega de resultados para la prueba de presión de vapor Reid para líquidos del gas natural.	78
ANEXO F: Producción de GLP en Colombia en los últimos años.	80
ANEXO G: Cuadro comparativo de los distintos equipos cotizados	84
ANEXO H: Cotización DIBEN; medición, análisis e instrumentación (MÉXICO)	87
ANEXO I: Cotización PETROLEUM TOTAL EQUIPMENT (COLOMBIA)	91
ANEXO J: Cotización QUIMILI ZT Ltda	94
ANEXO K: Procedimiento interno para la toma de muestra de fluidos en cabeza de pozo. NALCO DE COLOMBIA.	96
ANEXO L: Procedimiento interno para la prueba de determinación de la presión de vapor Reid para GLP en planta de gas CUSIANA.	101
ANEXO M: Plano del laboratorio de “CRUDOS Y DERIVADOS” en planta	105

RESUMEN

En el presente estudio técnico económico para el montaje de la prueba de medición de la presión de vapor Reid en líquidos del Gas Natural, se determina la viabilidad de dotar al laboratorio de Crudos y Derivados de la Universidad Surcolombiana de un equipo de vital importancia para la complementación de elementos teóricos, así como la prestación de servicios para las diferentes compañías petroleras que lo requieran.

Igualmente, se presenta un análisis detallado para evaluar los requerimientos y la posible puesta en marcha de esta prueba en el laboratorio, así como también los procedimientos a seguir durante la prestación del servicio que impliquen el uso de este equipo.

Al final del estudio se muestra un balance económico general con un estudio de mercado para la evaluación de la viabilidad económica; además se sugieren una serie de recomendaciones para garantizar la mejor forma de implementarlo.

INTRODUCCIÓN

La medición de volátiles de los líquidos del gas natural producidos en plantas que trabajan con hidrocarburos y sus derivados; es esencial para brindar una seguridad plena a los trabajadores en campo y poder adoptar medidas de prevención ya que en la manipulación de los líquidos del gas natural hay que tener demasiado cuidado por lo inestable y explosivo.

El tema de volátiles en el ambiente de los campos petroleros es un asunto de suma importancia tanto para la empresa como para los trabajadores, ya que de esto depende la integridad física y seguridad de las personas en el área de trabajo.

En la actualidad el programa de Ingeniería de Petróleos no cuenta en su laboratorio de "CRUDOS Y DERIVADOS" con equipos que midan la presión de vapor Reid para fluidos con presión mayor a 15 psig; es por esto que implementar la prueba en el mencionado laboratorio, diversifica las pruebas que realizan los estudiantes de ingeniería de petróleo durante su proceso de formación, y es una oportunidad que se está brindando a la universidad de poder vender esta clase de mediciones que en la actualidad no se hace con regularidad en laboratorios en Colombia y que la están demandando con gran fuerza en el área del Huila las compañías petroleras. Lo anterior, permitiría mostrar a la Universidad Surcolombiana como pionera en venta de este tipo de servicios a la industria petrolera.

Se trata de hacer un estudio de la viabilidad técnica y económica de implementar la medición de la presión de vapor para líquidos del gas natural como lo son el gas licuado y los condensados. La metodología seguida para lograr dicho estudio se inicia con la recopilación de información disponible del tema en la Universidad Surcolombiana, el ICP (Instituto Colombiano del Petróleo), cotizaciones a diferentes compañías y consultas bibliográficas y termina con una propuesta técnico económica para su implementación en el laboratorio de crudos y derivados.

1. OBJETIVOS

1.1 OBJETIVO GENERAL

- Determinar la viabilidad técnica y económica del procedimiento para la determinación de la Presión de Vapor Reid para líquidos del Gas Natural bajo las normas internacionales **ASTM 1265 y ASTM 1267**.

1.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Diseñar y modelar la mejor forma de tomar muestras, teniendo en cuenta la representatividad de la misma a nivel del pozo o yacimiento.
- Reconocer el lugar de ubicación del equipo, así como las adecuaciones pertinentes en cuanto a seguridad y manejo, para su puesta en marcha en el laboratorio.
- Elaborar una guía de laboratorio y diseñar el formato para el procedimiento y entrega de resultados en la determinación de Presión de Vapor Reid para líquidos del Gas Natural.
- Cuantificar costos de adecuación del laboratorio y compra de equipos requeridos para la determinación de la Presión de Vapor Reid para líquidos del Gas Natural.

2. JUSTIFICACIÓN Y ANTECEDENTES

2.1. JUSTIFICACIÓN

Los volátiles en la industria del petróleo específicamente del gas natural que viene asociado con el crudo que llega a batería, necesitan un estudio detallado para conocer sus características tanto físicas como químicas y así poder dar un tratamiento adecuado y eficaz en planta.

Los líquidos del gas asociado al petróleo tiene gran volatilidad, lo que lo hace más peligroso en su manejo y manipulación durante el proceso de tratamiento del crudo, de allí que conocer la presión de vapor de estos líquidos, constituye una gran herramienta para la compañía en las decisiones de cómo tratarlo y bajo qué condiciones de operación se debe trabajar para evitar riesgos a el personal de campo.

En este momento, la Universidad Surcolombiana cuenta con la prueba de determinación de la PVR bajo la norma ASTM D323, sin embargo, esta prueba se limita a hidrocarburos líquidos y con Presión de Vapor Reíd inferior a 15 psig por lo que restringe su aplicación, en la actualidad la industria requiere de la prueba de Presión de Vapor Reíd para hidrocarburos livianos y/o líquidos que resulten de condensación con un rango de aplicación mayor en lo que respecta a la presión, ya que el gas natural se está convirtiendo en una gran fuente de energía procedente de los yacimientos existentes en el HUILA y del Valle Superior del Magdalena que aportan cerca de 100 MMscfd a la producción total nacional.

En Colombia son pocos los laboratorios que cuentan con esta prueba, lo que beneficiaría mucho a la universidad Surcolombiana y de manera directa al Programa de ingeniería de petróleos, ya que podría implementar una prueba bastante importante en el manejo de hidrocarburos, en una de las zonas petroleras más reconocidas del país: la superintendencia Huila-Tolima, la cuenca de Putumayo y los llanos orientales, además de las empresas que trabajan con el transporte y almacenamiento de líquidos del gas natural como GLP y condensados.

2.2. ANTECEDENTES

2.2.1. EQUIPOS EXISTENTES EN EL PAÍS. Con el propósito de tener una idea clara de cómo realizar el estudio para el montaje de la prueba de Presión de Vapor Reid, y después de haber revisado la literatura disponible sobre ellos, se notó la necesidad de conocer las características de algunos equipos existentes en el país y que cumplen con esta función. Actualmente el país no cuenta con laboratorios que brinden este tipo de prueba a la industria y compañías como BP EXPLORATION COMPANY – COLOMBIA, se ven obligadas a contratar empresas extranjeras para cumplir dicho requerimiento.

En la planta de gas de Cusiana, la presión de vapor es un requerimiento primordial, el cual define la disponibilidad de transporte o envío de los fluidos producidos en los campos de Cusiana, Recetor, Floreña, Pauto y piedemonte, es por esta razón, que esta facilidad cuenta con los medios y equipos suficientes para desarrollar este tipo de pruebas y de esta forma ser autosuficientes en la determinación de este parámetro. INTERTEK, es una empresa ecuatoriana con sede en distintos países, cuya finalidad, es la prestación de servicios de laboratorio, esta compañía es la encargada a su vez de cubrir la demanda de pruebas de laboratorio en la planta de Cusiana y de reportar propiamente los parámetros de los fluidos producidos, procesados, almacenados y transportados desde esta facilidad.

2.2.2 DISPONIBILIDAD DE EQUIPOS EN EL PAÍS: Previamente a la elaboración del estudio se encontró que los equipos necesarios no están disponibles en el país: La cámara de aire con manómetro mayor a 15 psig y cámara de gasolina pertinente para muestras de líquidos del gas natural y demás accesorios que cumplen con la norma ASTM 1267 se tienen que importar; de allí la necesidad de consultar con las empresas encargadas de distribuir dichos equipos, para lograr la mejor oferta, en el mejor precio posible, contando con la mejor calidad. Esto se hace durante el respectivo estudio económico, que más adelante se muestra a detalle.

3. MARCO TEÓRICO

3.1. GENERALIDADES DE LOS HIDROCARBUROS:

Los hidrocarburos son compuestos de carbono e hidrógeno que se pueden encontrar de manera natural en el yacimiento en cuatro fases: gas, líquido, sólido o en forma coloidal. El tamaño de la molécula del hidrocarburo es el mejor criterio para establecer la fase de algún estado termodinámico de temperatura, presión y composición.

Los hidrocarburos que se presentan naturalmente consisten de muchas moléculas, grandes y pequeñas. Las mezclas cuyo tamaño molecular promedio es “pequeño” existen generalmente a condiciones atmosféricas en fase gaseosa; y mezclas con peso molecular promedio “grande” existen en fase sólida. En la tabla 1, se presenta una información resumida de los constituyentes del petróleo.

TABLA 1: Constituyentes del petróleo

FRACCIÓN	INTERVALO DE EBULLICIÓN (°C)	NUMERO DE CARBONOS
Gas	<20	C ₁ - C ₄
Éter del petróleo	20-60	C ₅ - C ₆
Nafta liviano	60-100	C ₆ - C ₇
Gasolina	40-205	C ₅ - C ₁₀
Kerosene	175-325	C ₁₂ - C ₁₈
Gas oíl liviano	>275	≥ C ₁₂
Gas oíl pesado	volatilidad baja	Cadenas largas
Asfalto	no volátil	Estructuras condensadas

El tamaño molecular promedio de uno de los hidrocarburos de un yacimiento es importante porque generalmente indica cuanto gas, líquido o sólido serán producidos. Los líquidos tienen mayor valor económico, los sólidos casi siempre son contaminantes que originan problemas de producción afectando así adversamente la economía del recobro.

3.2 CARACTERÍSTICAS DE LOS FLUIDOS DEL YACIMIENTO:

Los fluidos presentes en el yacimiento van a estar a condiciones de presión y temperatura diferentes en el yacimiento y en superficie lo cual va a hacer que las características no sean las mismas en ambos sitios, y es necesario conocer el comportamiento de tales características con la presión para que una vez conocidas en superficie se puedan conocer las existentes en el yacimiento.

Como la presión en el yacimiento esta variando con el tiempo, las características de los fluidos presentes en él, también varían. Dado que la temperatura del yacimiento se mantiene constante, o por lo menos se considera así, el interés fundamental es analizar el comportamiento de los fluidos con respecto al cambio de presión; la mejor forma de estudiar el comportamiento cualitativo del sistema de hidrocarburos es a través de un diagrama de fases.

En termodinámica y ciencia de materiales se denomina **diagrama de fase** a la representación gráfica de las fronteras entre diferentes estados de la materia de un sistema, en función de variables elegidas para facilitar el estudio del mismo. Cuando en una de estas representaciones todas las fases corresponden a estados de agregación diferentes se suele denominar diagrama de cambio de estado.

Por medio de estos diagramas, puede conocerse el estado del sistema a determinadas condiciones de presión y temperatura, es decir, cuantas fases existen o pueden existir en el yacimiento en equilibrio a las condiciones impuestas. Aunque sabemos que en los yacimientos no existen sistemas de un solo hidrocarburo (de un solo componente) sino una mezcla de ellos, es conveniente comenzar por entender el comportamiento de los componentes puros. Esto ayuda a comprender las propiedades de sistemas de una sola fase y luego analizar sistemas más complejos de hidrocarburos, tal como ocurre en los yacimientos.

3.2.1 DIAGRAMA P-T PARA UN COMPUESTO PURO:

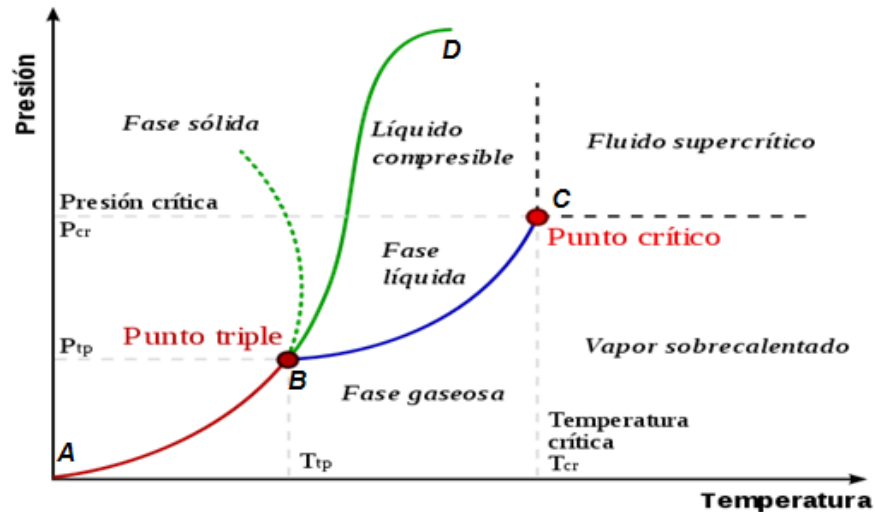


Figura 1: Diagrama P-T para un componente (Fuente: www.wikipedia.org/ diagrama de fases/ componente puro)

La línea de puntos muestra el comportamiento anómalo del agua. La línea verde marca el punto de congelación y la línea azul, el punto de ebullición. Se muestra cómo varían con la presión. Las líneas AB, BD y BC corresponden a valores (P-T) en las que coexisten dos fases:

- En AB coexisten en equilibrio sólido y gas. La curva AB es la **curva de presión de vapor del sólido**.
- En BD coexisten en equilibrio sólido y líquido.
- En BC coexisten en equilibrio líquido y gas.

El punto B marca los valores de P y T en los que coexisten tres fases, sólido, líquido y gas, y se denomina **Punto Triple**. Este punto, que indica la temperatura mínima a la que el líquido puede existir, es característico de cada sustancia, y puede emplearse como referencia para calibrar termómetros. El punto C indica el valor máximo (P_C - T_C) en el que pueden coexistir en equilibrio dos fases, y se denomina **Punto Crítico**. Representa la temperatura máxima a la cual se puede licuar el gas simplemente aumentando la presión. Fluidos con T y P mayores que T_{Cr} y P_{Cr} se denominan fluidos supercríticos.

3.2.2 SISTEMAS MULTICOMPONENTES:

Muchos sistemas de interés práctico en ingeniería contienen dos o más especies químicas diferentes. Debido a que la composición de estos sistemas varía

frecuentemente como resultado de los procesos de transferencia de masa o reacciones químicas, la descripción termodinámica del sistema debe tener en cuenta la influencia de la composición de cada especie sobre las propiedades termodinámicas del sistema, es decir, sobre sus variables intensivas.

Este tipo de diagramas es más complicado de analizar que los de dos componentes, aunque guarda similitud en el sentido de que las líneas de burbujeo y de rocío se encuentran también en el punto crítico, y el área comprendida entre ellas sigue siendo el área de las dos fases (líquido- vapor).

La figura 2 es un ejemplo claro de 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.

Las curvas de burbujeo y rocío se unen en el **punto crítico**, punto donde las propiedades intensivas (aquellas que no dependen de la masa, densidad, viscosidad, etc.) del gas y líquido son iguales.

La envolvente de fases divide el diagrama en tres regiones:

- La del **líquido** que está situada fuera de la envolvente y a la izquierda de la temperatura crítica.
- La del **gas** que también está fuera de la envolvente pero a la derecha de la temperatura crítica.
- La de **dos fases** que se encuentra dentro de la envolvente, en ésta región se hallan el gas y el líquido en equilibrio.

Del diagrama también podemos observar los puntos extremos de presión y temperatura. El **punto cricondertérmico** ($T_{c dt}$) es la máxima temperatura a la cual existe equilibrio entre vapor y líquido. El **punto cricondembárico** ($P_{c dt}$), es la máxima presión a la cual existe equilibrio entre vapor y líquido.

La posición relativa de los puntos cricondertérmico y cricondembárico con respecto al punto crítico depende de la composición del sistema.

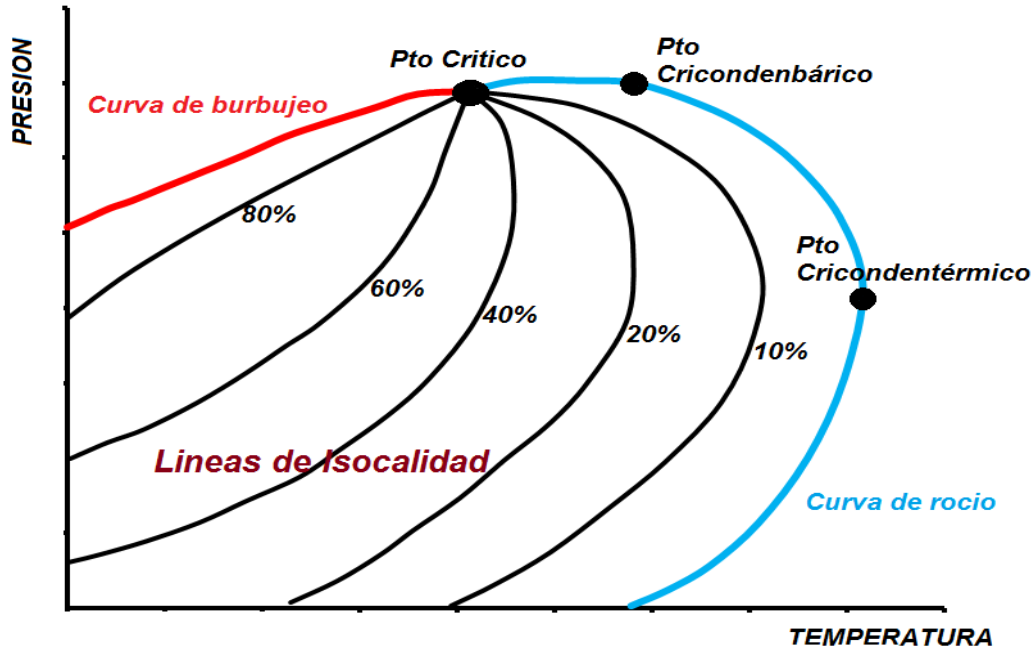


Figura 2: Diagrama P-T generalizado para una mezcla de hidrocarburos (Fuente: www.blogspot.com. diagrama de presión-temperatura-de-mezclas)

Cada mezcla de hidrocarburos encontrada en un yacimiento tiene un diagrama de fases característico, el cual permanece constante, mientras se mantenga constante la proporción de componentes en la mezcla; teniendo modificaciones cuando se altera las proporciones de los componentes debido a extracción preferencial de fluidos o a la inyección de algunos o algunos de ellos.

, donde la envolvente es la curva que se forma de la unión entre las curvas de rocío y la de burbujeo, también se representa el punto crítico.

3.3 CLASIFICACIÓN DE LOS YACIMIENTOS DE HIDROCARBUROS:

La clasificación correcta de un yacimiento requiere del conocimiento del comportamiento termodinámico de las fases presentes en el yacimiento y las fuerzas responsables de los mecanismos de producción, de acuerdo a los diagramas P-T de los fluidos en lo yacimiento se pueden clasificar en:

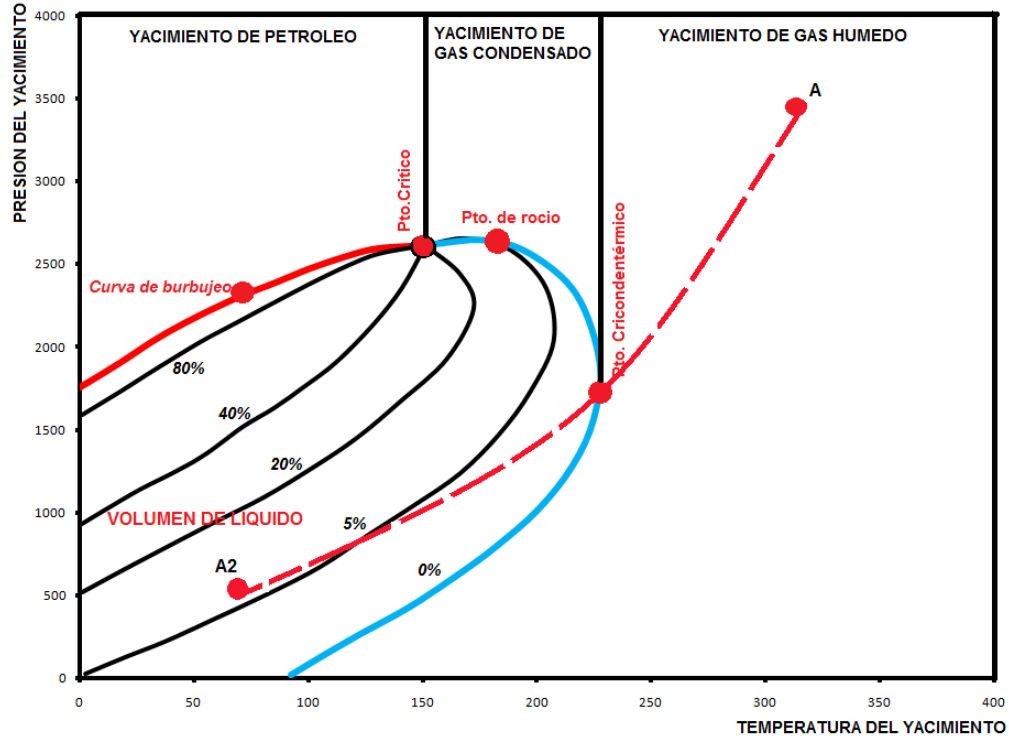


Figura 3: Clasificación de los yacimientos según el estado de los fluidos. (Fuente: Curtis H. Whitson and Michael R. Brulé. Phase Behavior. Richardson, Texas, 2000, p.15)

3.3.1. YACIMIENTOS DE GAS Y PETRÓLEO:

Se definen como yacimientos de gas natural aquellos que a lo largo de toda su historia se mantienen en el yacimiento en estado de vapor (P_y, T_y). Sin embargo, este tipo de yacimiento puede producir cierto volumen de líquido por condensación, lo cual ocurre en las tuberías de producción y en las instalaciones de superficie. Esta condensación ocurre por enfriamiento y fuera del yacimiento.

La mezcla de hidrocarburos se encuentra inicialmente en fase gaseosa en el subsuelo. La temperatura del yacimiento es superior a la temperatura crítica del sistema. Los yacimientos de gas natural se definen por la ubicación de la presión y la temperatura inicial en un diagrama de presión-temperatura, así:

3.3.1.1 Yacimientos de gas seco:

En los yacimientos de gas seco la mezcla de hidrocarburos permanece en fase gaseosa, tanto en el subsuelo como en superficie, durante su vida productiva (a cualquier presión). Además, la temperatura de estos yacimientos es mayor que la temperatura cricondentérmica de la mezcla, están constituidos por metano, con rastros de hidrocarburos superiores, poseen alta energía cinética de sus moléculas y baja atracción de las mismas.

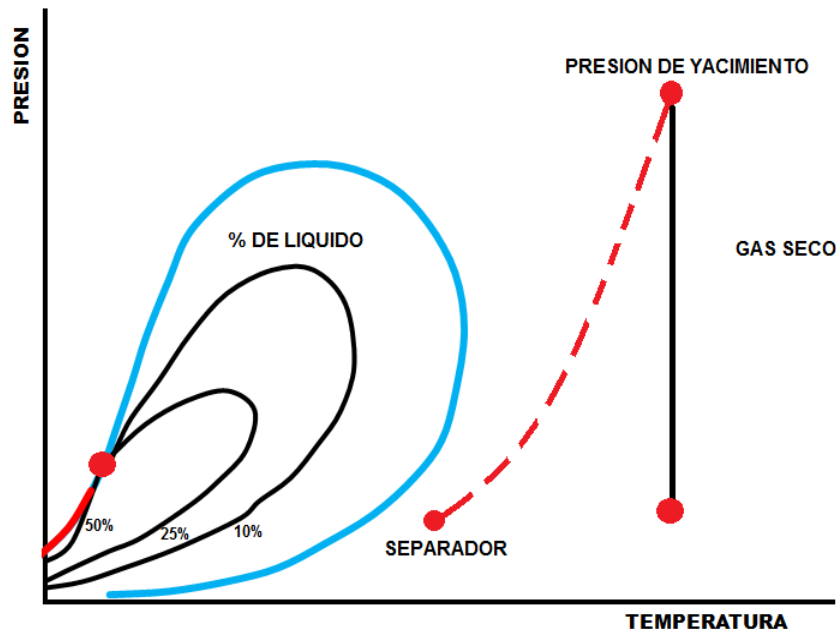


Figura 4: Diagrama P-T yacimiento de gas seco (Fuente: McCain, W. D. Jr. The Properties of Petroleum Fluids. PennWell Books. Tulsa (1990). P.154)

3.3.1.2 Yacimientos de gas húmedo:

Su temperatura inicial excede la temperatura cricondentérmica, producen líquido en superficie al pasar la mezcla a través del sistema de separación, generando relaciones gas-líquido (RGL) mayores de 15000 PCN/BN. Están constituidos por hidrocarburos livianos que no condensan a condiciones de yacimiento pero si a condiciones del separador.

3.3.1.3 Yacimiento de gas condensado:

A diferencia de los anteriores, los Yacimientos de Gas Condensado presentan condensación retrógrada en el yacimiento a presiones por debajo de la presión de rocío y temperaturas entre la crítica y la cricondentérmica de la mezcla. En este caso las relaciones gas-líquido son superiores a 3200 PCN/BN.

3.3.1.4 Petróleo liviano:

Presenta una temperatura menor y cercana a la temperatura crítica. Las líneas de isocalidad cercanas al punto crítico, se encuentran poco espaciadas mientras que a presiones muy bajas se encuentran más separadas. Presentan una gravedad API ≥ 31.1 °API.

3.3.1.5 Petróleo mediano:

No se pueden establecer diferencias 100% exactas que permitan delimitar los crudos medianos de los volátiles, es decir, no hay diferenciación completamente

exenta de equivocaciones entre los mismos. Generalmente para poder identificar el tipo de petróleo que se está trabajando se tienen características establecidas como la relación gas en solución y los grados Api , un petróleo mediano o negro ordinario como se le conoce comúnmente tiene dentro de sus características un API entre 22,3 – 31,1 y RS de aproximadamente entre 50-700 (Pcs/Bs).

3.3.1.6 *Petróleo pesado:*

Se le denomina "pesado" debido a que su densidad o peso específico es superior a la del petróleo crudo ligero, con un índice API inferior a 20 °. Es como resultado de una degradación por estar expuesto a las bacterias, el agua o el aire, como consecuencia, la pérdida de sus fracciones más ligeras, dejando atrás sus fracciones más pesadas. Las propiedades físicas que distinguen a los crudos pesados de los ligeros incluyen una mayor viscosidad y densidad, así como la composición de peso molecular. Esto hace más difícil su recuperación del subsuelo.

3.4 GAS NATURAL

Es una mezcla de gases de gran poder calorífico que se formó en las entrañas de la tierra a través de los años. El principal componente de esta mezcla es el metano. Los demás componentes, en pequeñas cantidades, son otros gases como el etano, dióxido de carbono (CO₂) y vapor de agua, principalmente.

Se puede medir en unidades de volumen (metros cúbicos m³ ó pies cúbicos ft³) o de energía (kilovatio hora kWh o unidades caloríficas BTU)

3.4.1 *RIQUEZA DEL GAS (GPM):*

Este parámetro se refiere al número de galones de líquido que pueden extraerse de cada mil pies cúbicos de gas natural en condiciones estándares. La Riqueza Líquida, es diferente a la producción de líquido a través del Proceso Criogénico. La Riqueza Líquida es la producción de hidrocarburos líquidos que se condensan, para dar paso a la fracción líquida y se extrae en los proceso de extracción y/o fraccionamiento de los Líquidos del Gas Natural (LGN), los cuales tienen una gran utilidad, en vista que la gran mayoría de ellos tienen un alta demanda, además de un buen precio, tanto en los mercados nacionales, como internacionales, es por ello la importancia de la recuperación de los líquidos del gas natural.

La recuperación de los (LGN) se puede realizar a partir del propano y compuestos más pesados. La riqueza líquida o los (GPM), se calculan por lo general a partir del propano, ya que es más común recuperar en estado líquido, únicamente al

propano y compuestos más pesados, para ello se utiliza el término (C3+), aunque en las plantas de extracción de líquidos del gas natural están diseñadas para recuperar también el etano líquido. Los componentes del (C3+), se extraen de la mezcla de gas natural, para formar el Gas Licuado (GL), que es lo mismo que el Gas licuado de Petróleo (GLP) y también se recupera la gasolina blanca, la cual tiene múltiples usos de carácter industrial.

3.4.2 COMERCIALIZACIÓN:

Para llevar el gas natural a los diferentes lugares (residencias, oficinas, colegios, hospitales, hoteles, entre otros) es necesario realizar un proceso que comienza en la forma como se produce, hasta la forma como se vende.

El proceso del GLP está conformado básicamente por cuatro etapas comercialización mayorista, transporte, distribución y comercialización minorista):

Tabla 2: Cadena de compra del GLP y condensados en Colombia:

ETAPA	FUNCIÓN
MAYORISTA	Es la actividad que involucra la producción del gas natural, GLP y/o condensados en refinerías y yacimientos en el país, ya sea asociado como en el campo de Cusiana o en forma libre como en el campo de la Guajira. También involucra la compra de este producto en el mercado internacional para venderlo en grandes cantidades.
TRANSPORTE	Es el traslado de grandes volúmenes del gas natural, GLP y/o condensados desde los sitios de producción o importación hasta los sitios de almacenamiento a través de ductos conocidos como propanoductos o poliductos, carrotanques o transporte marítimo.
DISTRIBUCIÓN	Es el transporte del gas natural, GLP y/o condensados desde las plantas de abastecimiento hasta las plantas de envasado donde se introduce en cilindros y tanques especiales para garantizar la cantidad y calidad del gas y la seguridad del cilindro. Además del transporte en el caso del gas natural por gasoducto residencial.
MINORISTA	Es la actividad de vender gas natural, GLP y/o condensados al usuario final en su domicilio o expendios, lo anterior involucra las actividades como la facturación del servicio y en general atención al usuario (quejas y reclamos)

3.5 GAS LICUADO DEL PETROLEO (GLP):

El Gas Licuado del Petróleo (GLP), más conocido como gas propano y comúnmente como gas en cilindro o pipetas, es una mezcla de hidrocarburos (compuestos orgánicos formados únicamente por carbono e hidrógeno) livianos conformados por butano y propano.

Estos componentes pueden permanecer gaseosos en condiciones ambientales y líquidos cuando se envasan o almacenan a bajas presiones, esto es lo que se conoce como licuables.

Es gas natural que ha sido procesado para ser transportado en forma líquida, es la mejor alternativa para monetizar reservas en sitios apartados, donde no es económico llevar el gas al mercado directamente ya sea por gasoducto o por generación de electricidad. El gas natural es transportado como líquido a presión atmosférica y a -161 °C donde la licuefacción reduce en 600 veces el volumen de gas transportado.

El GLP tiene importantes usos petroquímicos y combustibles. Como combustible se utiliza en procesos industriales (producción de vapor, sistemas de enfriamiento y calentamiento, combustible para motores) y en procesos comerciales y domiciliarios (cocción, calentamiento de agua y calefacción, entre otros).

3.5.1 *HISTORIA DEL GLP EN COLOMBIA*

En Colombia la industria del GLP comenzó a finales de la década de los 30's cuando se hizo una distribución incipiente de la escasa cantidad de este energético que se produjo en las refinerías de Tibú y Barrancabermeja.

Como nuevo combustible doméstico tuvo que competir con el tradicional carbón, el queroseno y la energía eléctrica que ya comenzaba a posicionarse como el principal energético para la cocción de alimentos, especialmente en las ciudades más grandes.

Pero su bajo costo y fácil transporte hicieron que en menos de 20 años se convirtiera en el combustible doméstico preferido, lo que condujo a que aumentara sustancialmente la demanda.

Con las ampliaciones en 1968 y en 1980, la refinería de Barrancabermeja incrementó la oferta interna pero se presentaron ciclos de escasez. Pese a los incrementos de producción alcanzados en las refinerías y los campos petroleros, la oferta no era suficiente para atender toda la demanda, lo que produjo que el

Gobierno adoptara el “Sistema de Cupos”, con el cual se asignaba a cada distribuidor un volumen mensual y una zona específica exclusiva para su distribución.

Con el paso de los años, el GLP siguió posicionándose como uno de los combustibles preferidos por los usuarios, razón por la cual el Gobierno Nacional quiso impulsar esta industria con el Plan de Masificación para introducir la cultura del gas en las ciudades y en las zonas rurales.

En 1991 se hicieron cambios en las políticas de Estado en materia de combustibles gaseosos, los cuales se impulsaron con la nueva Constitución.

Los cambios se concretaron a través de la liberación de las áreas exclusivas de distribución, la eliminación del sistema de asignación de cupos, y la expedición de la **Ley 142 de 1994**.

El consumo se incrementó paulatinamente hasta el año 2000; sin embargo un año después la demanda disminuyó por varios factores, entre ellos un aumento en el precio y la masificación del gas natural.

Para contrarrestar esta disminución en el consumo, el Gobierno generó nuevos proyectos y planes, especialmente en las áreas rurales y zonas menos pobladas con el fin de evitar la deforestación y los problemas ambientales.

En el 2008 la CREG presentó el nuevo esquema de comercialización de GLP con el cual se busca mejorar la prestación del servicio y brindar mayor seguridad. Este nuevo esquema implica un logo y la marca de la empresa en alto relieve. Con el fin de que se pueda realizar el cambio de cilindros gradualmente y sin traumatismos, se propuso un período de transición que culmina en diciembre de 2010.

3.5.2 ESTRUCTURA TARIFARIA:

La identificación del costo del servicio y el precio que se cobra a los distintos usuarios (tarifas) se denomina estructura tarifaria.

El Costo Unitario de GLP (M) es un costo eficiente que resulta de sumar los costos de los diferentes componentes que remuneran cada una de las actividades necesarias para llevar el servicio al usuario final (producción, transporte, almacenamiento, margen de reposición y envasado y distribución).

$$M = G + E + Z + N + D$$

Donde:

G = Costo del producto (GLP)

E = Costo de transportar el producto desde el sitio de producción hasta el terminal de entrega de almacenamiento.

Z= Margen de seguridad para la implementación del mecanismo de marca, de acuerdo con el nuevo esquema de comercialización.

N= Costo de los servicios de almacenamiento en terminales.

D= Costo de envasar, distribuir y comercializar el GLP (cilindros en sus diferentes capacidades y tanques estacionarios).

El costo unitario por cilindro se obtiene multiplicando **M** por la capacidad de galones de cada cilindro.

3.6 PROPIEDADES BÁSICAS DE LOS FLUIDOS:

3.6.1. *PRESIÓN DE VAPOR:*

Más comúnmente llamada **presión de saturación**, es la presión de la fase gaseosa o vapor de un sólido o un líquido sobre la fase líquida, para una temperatura determinada, en la que la fase líquida y el vapor se encuentran en equilibrio dinámico; su valor es independiente de las cantidades de líquido y vapor presentes mientras existan ambas. Este fenómeno también lo presentan los sólidos; cuando un sólido pasa al estado gaseoso sin pasar por el estado líquido (proceso denominado *sublimación* o el proceso inverso llamado *depositación* o *sublimación inversa*) también hablamos de presión de vapor. En la situación de equilibrio, las fases reciben la denominación de **líquido saturado** y **vapor saturado**. Esta propiedad posee una relación inversamente proporcional con las fuerzas de atracción intermoleculares, debido a que cuanto mayor sea el módulo de las mismas, mayor deberá ser la cantidad de energía entregada (ya sea en forma de calor u otra manifestación) para vencerlas y producir el cambio de estado

3.6.2. PRESIÓN DE VAPOR REID:

El crudo es almacenado en tanques atmosféricos antes de enviarse a la refinería, si el aceite contiene cantidades significativas de componentes volátiles, parte de ellos pueden vaporizarse en los tanques de almacenamiento dando como resultado una pérdida de productos, y un peligro latente debido a que se crea una atmósfera explosiva por la liberación del gas. La presión de vapor del aceite crudo, es una forma de establecer si algunos hidrocarburos ligeros del aceite se vaporizarán en un tanque a condiciones atmosféricas.

Se sabe que el agua no hierve a presión atmosférica y temperatura ambiente; sin embargo, cuando es calentada a 100 °C se presenta este fenómeno. Esto se debe a que la presión de vapor del agua a 100 °C se hace igual a la presión atmosférica.

Cualquier líquido en un recipiente abierto, hierve cuando es calentado a un nivel tal que su presión de vapor se hace igual a la presión atmosférica. Inversamente, un líquido no hierve mientras que su presión de vapor es menor que dicha presión. De este modo, si la presión de vapor del aceite crudo en un tanque es menor que la presión atmosférica, no se presenta vaporización.

El crudo es almacenado frecuentemente en tanques expuestos al calor del sol. La presión de vapor del aceite a la entrada del tanque puede ser menor que la atmosférica, de esta manera inicialmente no ocurre la vaporización; pero como el tanque absorbe el calor del medio ambiente, la presión de vapor del aceite se incrementa y puede llegar a ser mayor a la presión atmosférica, comenzando la evaporización.

Como se ha mencionado, la presión de vapor se incrementa cuando la temperatura se eleva. Una mezcla de hidrocarburos que tienen una presión de vapor menor que la presión atmosférica, puede entrar a un tanque atmosférico sin que ocurra la vaporización. Sin embargo, si los líquidos absorben el suficiente calor del medio para incrementar su temperatura durante su transporte llevarán una fracción de gas a su almacenamiento.

Desde hace años, se desarrolló una prueba de Presión de Vapor Reid (PVR), la cual es el procedimiento de prueba para determinar la presión de vapor del aceite crudo, condensados, gasolinas y otros productos del petróleo que se almacenan en tanques atmosféricos (Su determinación se basan en los métodos o normas de ASTM D 3323 o D 5191). El objetivo de la prueba PVR fue proporcionar un medio para determinar si un hidrocarburo líquido almacenado en un tanque atmosférico,

vaporizará o no cuando su temperatura se eleve a 100 °F, esta cantidad se seleccionó como una temperatura probable para el tanque de almacenamiento, que podría esperarse durante los meses de verano.

La prueba PVR, proporciona una de la presión de vapor verdadera (PVV) de un líquido derivado del petróleo, a una temperatura de 100 F. El procedimiento para medir la presión de vapor verdadera, es algo complicado y requiere equipo de laboratorio especializado.

El procedimiento para correr una prueba PVR implica que en dos ocasiones el líquido se exponga al medio ambiente: una vez cuando la muestra es recolectada en un recipiente y cuando es transferida al aparato de prueba, los hidrocarburos ligeros en el aceite se vaporizaran y la lectura de presión de vapor resulta menor.

Por ejemplo 0,1% molar de metano en el aceite crudo, contribuye con 5 Lb/in² de presión de vapor en la mezcla. Si la mayor parte del metano se vaporiza durante el muestreo y la PVR tendrá un valor disminuido en el mismo valor mencionado.

Es una prueba desarrollada para determinar la presión de vapor de un aceite crudo, condensados, gasolinas y otros productos del petróleo que se almacenan en tanques. El objetivo de esta prueba fue proporcionar un medio para determinar si un hidrocarburo líquido almacenado en un tanque vaporizara o no a una temperatura de 100 °F. Su determinación se basa en los métodos establecidos en las normas ASTM D 323 o D 5191 y para GLP con la ASTM 1267.

4. ESTUDIO TÉCNICO

4.1. ÁREA DE ESTUDIO:

La demanda de esta prueba de laboratorio se halla asociada principalmente a la producción de condensados de los yacimientos de gas que se encuentran en el país, estos cuentan con sus respectivas plantas de tratamientos, pero requieren de un método más confiable y practico en el manejo de las características de sus diferentes condiciones de campo.

4.2. GENERALIDADES DEL EQUIPO

La cámara de aire del método de prueba D 323, puede ser intercambiable con la cámara superior de este método. Del mismo modo, la cámara de líquidos (de doble apertura) del método de prueba D 323 es intercambiables con la cámara de liquido de este método (B), con un 20% más bajo que esta cámara A1. Debido a este intercambio, el montaje del aparato del método de prueba D 323 tiene que pasar, como precaución de seguridad, la prueba hidrostática especificada en el anexo A1 de la norma, antes de usar el mismo en las pruebas de gas licuado del petróleo.

Especificaciones del equipo a utilizar:

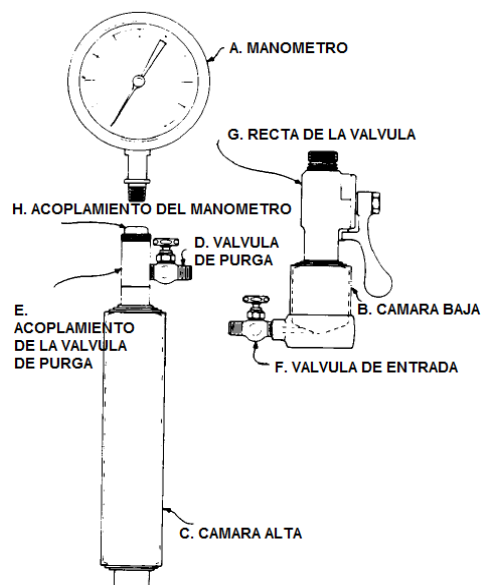


Figura 5: Equipo de presión de vapor REID para GLP y condensados (**fuelle:** ASTM D-1265)

4.2.1 CÁMARA ALTA:

Esta cámara, como se muestra en la figura será un recipiente cilíndrico de 51 +/- 3 mm (2 +/- 1/8 pulgadas) de diámetro y 254 +/- 3 mm (10 1/8 +/- 1/8 pulgadas) de longitud, en el interior, con las superficies internas de los extremos ligeramente inclinados para permitir el drenaje completo de cualquiera de los extremos cuando se mantiene en una posición vertical. En un extremo de la cámara, una adecuada válvula de acoplamiento que facilite el acople de la válvula de purga. En el otro extremo de la cámara una abertura de aproximadamente 13 mm (1/2 in) de diámetro que se le acopla con la cámara baja.

4.2.2 VÁLVULA DE PURGA:

Se usa de 6 mm (1/4 in) de la válvula instalada en el lado de acoplamiento. El extremo inferior se rosca para encajar en el montaje final de la cámara alta, y el extremo superior se roscado para recibir el acoplamiento medidor

4.2.3 CÁMARA BAJA:

Esta cámara deberá ser de un recipiente cilíndrico de tal forma que el volumen de la cámara inferior debe tener 20% de la cámara superior, es decir, que se encuentre entre 3,95 a 4,05 de la Cámara Baja. En un extremo de la cámara baja, debe haber una apertura aproximadamente de 19 mm (3/4 pulgadas), y en el otro extremo de la cámara deberá estar equipado con un diámetro nominal de 6 mm (1/4 de pulgadas) de entrada a la válvula.

Esta es la norma que rige la recolección de muestras del gas natural cuando no se pueden obtener directamente de la fuente a analizar.

Cualquier método de acoplamiento del aparato de presión de vapor puede ser empleado como fuente de ejemplo. Tubos, de 6 a 7 mm (1 / 4 pulgadas) de diámetro, de longitud mínima, de presión de trabajo adecuada y fabricados con un material resistente a la corrosión de los productos que se manejan en la muestra, son satisfactorios para este propósito. Un tubo flexible de conexión que facilite enormemente la purga y las operaciones de muestreo. El tubo debe estar hecho de un material conductor o construido con un sistema incorporado con conexión a tierra, para minimizar el efecto de la electricidad estática.

4.3 DESCRIPCIÓN DEL PROCESO

A continuación se describe el procedimiento para determinar la presión de vapor Reid en líquidos del gas natural.

**GUÍA DE LABORATORIO
PRUEBA PRESIÓN DE VAPOR REID PARA GLP
UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA
FACULTAD DE INGENIERÍA
INGENIERÍA DE PETRÓLEOS**

NORMA: ASTM 1267

Objetivo de la práctica:

Determinar el nivel de volatilidad de los combustibles volátiles como lo son el GLP y los condensados.

Alcance:

Esta norma establece el método para determinar la presión de vapor absoluta de crudos volátiles y productos derivados volátiles no viscosos, así como el gas licuado de petróleo.

Teoría

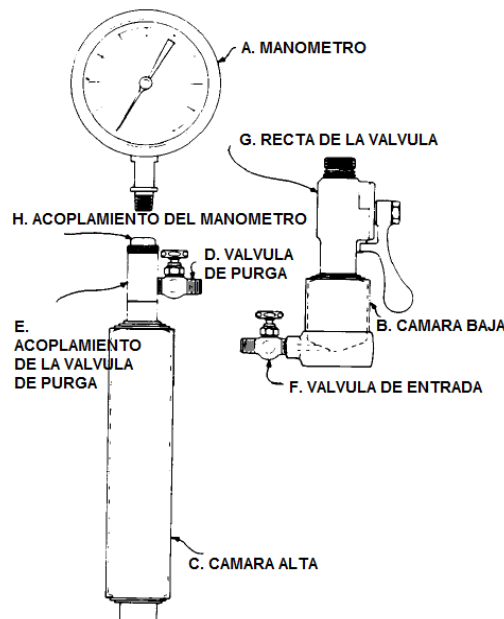
La presión de vapor constituye una propiedad física importante de los líquidos volátiles. Este método se utiliza para determinar la presión de vapor a 37.8 °C (100°F) de productos de petróleo con punto de ebullición inicial superior a los 0°C (32°F).

- La presión de vapor es sumamente importante tanto para las gasolinas de aviación como para la de automóviles, ya que afecta el arranque, el calentamiento y la tendencia a la acumulación de vapores a altas temperaturas y/o grandes altitudes.
- La presión de vapor de petróleo crudo es indispensable para los productores y refinadores de crudo, para el manejo general y el tratamiento inicial en la refinería.
- La presión de vapor también se utiliza como una medida indirecta de la tasa de evaporación de solventes volátiles del petróleo.
- Es una prueba desarrollada para determinar la presión de vapor de un aceite crudo, condensados, gasolinas y otros productos del petróleo que se almacenan en tanques.

- El objetivo de esta prueba fue proporcionar un medio para determinar si un hidrocarburo líquido almacenado en un tanque vaporizará o no a una temperatura de 100 °F.
- La prueba PVR proporciona una de la presión de vapor verdadera (PVV) de un líquido derivado del petróleo, a una temperatura de 100 °F.
- El procedimiento para medir esta presión es complicada y requiere equipo de laboratorio especializado.

Cilindros de Presión de vapor Reid

Consta de dos cámaras, una de vapor y una de líquido y un medidor de presión.



- *Cámara de Vapor o cámara de expansión*, es un recipiente cilíndrico.
- *Cámara de Líquido o envase porta muestra*, recipiente cilíndrico donde se aplica una cantidad considerada de crudo.
- *Medidor de presión o manómetro*, La mayoría de los medidores de presión, manómetros, miden la diferencia entre la presión de un fluido y la presión atmosférica local.

La Presión de vapor es importante determinarla para:

- Seguridad en el transporte.
- Almacenamiento (evitar pérdidas).
- Características del arranque en los combustibles para motores.
- Las especificaciones de la presión de vapor (PVR), deben ajustarse conforme a la temperatura y altitud empleadas.

Materiales y Equipos usados

- Equipo para determinar la PVR.
- Bomba de presión de vapor Reíd: Cámara de aire. Cámara de la gasolina y manómetro de presión.
- Baño de agua para calentamiento. Termómetro 18C rango 34 a 42°C

Procedimiento:

- Comprobar la lectura del manómetro, las lecturas deberán realizarse en posición vertical. Revisar la existencia de fugas.
- Purgar perfectamente el equipo.
- Enfriar la muestra a una temperatura comprendida entre 0 y 4.4°C en el baño de enfriamiento.
- Verter la muestra en la cámara de muestra.
- Acoplar.
- Llevar al baño de calentamiento a $37.8 \pm 0.1^\circ\text{C}$ (100°F).
- Después de haber permanecido el aparato en el baño por 5 minutos, golpear ligeramente el manómetro y observar su lectura.
- Sacar el aparato del baño, invertirlo, agitarlo fuertemente y volverlo a colocar en el baño para evitar que se enfríe.
- Registrar el valor de la lectura como presión de vapor sin corregir de la muestra ensayada.
- A intervalos de 2 minutos, repetir la agitación y la lectura del manómetro por lo menos 5 veces hasta que las dos últimas lecturas consecutivas sean constantes.
- Una vez alcanzado el equilibrio, anotar la lectura del manómetro

Conclusiones y recomendaciones.

- Asegurarse que al momento de poner la muestra (GLP o Condensado) la válvula de purga este cerrada para no desperdiciar la muestra.
- La primera lectura debe ser tomada 5 min después de someter a calentamiento, luego en intervalos de 2 min hasta obtener 3 lecturas iguales.

4.4 CAPACIDAD DEL EQUIPO DE LA PRUEBA

La cantidad de pruebas del equipo de Presión de Vapor Reid para líquidos del gas natural que se podrán realizar tomando como base de cálculo un (1) día, depende de la agilidad del personal que opere el equipo, sin embargo, se considera como un tiempo óptimo de ejecución de la prueba aproximadamente de 4 horas por cada muestra, es decir, tres (3) muestras por día.

La realización de la prueba abarca además del purgado del equipo y la ejecución de la prueba, también la redacción del reporte general (ver anexo E).

4.5 OPTIMIZACIÓN DEL PROCESO

La optimización del proceso se ve limitado en cuanto a disponibilidad de equipos, sin embargo, una buena disposición de los recursos necesarios pudiese contribuir a la reducción del tiempo empleado para la realización de la prueba de laboratorio, tener el baño de temperatura estable, instrumentos necesarios (embudos, termómetros, beakers, etc.) y una muy buena concentración posibilitan la ejecución de la prueba de presión de vapor Reid, de una manera confiable, segura y coherente.

En la actualidad, el equipo para el proceso de calentamiento ha sido precisamente un “calentador” (ver figura 6), que no es específicamente para esta prueba de laboratorio, sin embargo, se está disponiendo del mismo, debido al mal funcionamiento del sistema de calentamiento de baño de maría del equipo de presión de vapor REID. Con el proceso de optimización del equipo que se sugirió dentro del estudio, se introdujo el arreglo del sistema de calentamiento del baño maría para presión de vapor Reid, favoreciendo la eficiencia y efectividad de la prueba de laboratorio y además garantizando la calidad de la misma.



Figura 6. Calentador de agua para presión de vapor Reid

También para este proceso de optimización se tendrá debidamente rotulada la instrumentación para tener un orden y una fácil disponibilidad de los equipos, así como una rotulación adecuada de los fluidos a ser utilizados con su respectiva HMIS (Ver figura 7) que identifique el riesgo potencial de cada fluido y el requerimiento de la utilización de elementos de protección personal para su segura manipulación.



Figura 7. HMIS

Para la disposición de los fluidos residuales (Ver figura 8), actualmente se tienen depósitos o galones para su acumulación sin rotular y sin un completo

aseguramiento, factores que dejan un mal aspecto y además exposición a los vapores que puedan circular en el medio por los fluidos contenidos. Para la optimización de este proceso además que debe estar debidamente rotulada, debe estar dispuesta de forma segura para evitar derrames y exposiciones hacia el medio.



Figura 8. Depósitos para disposición de fluidos residuales

4.6 SELECCIÓN DE RECURSOS

4.6.1 *SISTEMA DE CALENTAMIENTO.*

Es el encargado de controlar la temperatura del baño María para Presión de Vapor Reid (Ver figura 9), este calentamiento lo hace una resistencia eléctrica de 1500 watts, se encuentra disponible para el laboratorio de Crudos y Derivados, presenta la necesidad de mantenimiento y arreglo de la resistencia para un adecuado funcionamiento, así como el termostato, esta inversión se hace necesaria y es mucho más económico que comprar un equipo nuevo como se demuestra en el estudio económico más adelante.



Figura 9. Baño de temperatura para presión de vapor Reid.

4.6.2 FLUIDO PARA CALENTAMIENTO:

El baño tendrá agua como fluido de calentamiento (ver figura 10), esta agua 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 la cámara de gasolina.



Figura 10. Fluido del baño de temperatura

4.6.3 *TERMÓMETRO DIGITAL:*

El termómetro deberá ser digital de tal forma que se pueda leer de manera exacta la temperatura y del mismo modo mantenerla constante para que no interfiera considerablemente en el resultado de la presión de vapor Reid para la muestra en analizada.

4.7 NECESIDADES DE PERSONAL:

El personal necesario para la ejecución de la prueba de laboratorio sería de dos (2) personas, se recomienda un ejecutante de la prueba y un auxiliar para el correspondiente lavado y limpieza de equipos, de esta forma se logra mantener exactitud en las mediciones y eficiencia en sus respectivas labores.

Por otra parte, 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.

4.8 JUSTIFICACIÓN DE LA CANTIDAD DE EQUIPO A COMPRAR:

Dentro de la implementación de la prueba de presión de vapor Reid para GLP y condensados, se requiere de algunos equipos que ya se encuentran dentro del laboratorio y de otros que se deben adquirir y son indispensables para la ejecución de la prueba. Los equipos son los siguientes:

4.8.1 *CÁMARA DE AIRE CON MANÓMETRO DE PRESIÓN DE RANGO MAYOR A 15 Psig:*

Esta cámara permitirá tener una lectura de la presión de vapor Reid para líquidos del gas natural ya sea condensados o GLP, teniendo en cuenta que estos tienen una presión por encima de este valor y además así cumplir con las especificaciones de la norma ASTM 1267 que es la norma que reglamenta prueba y que además puede certificarla. Cabe anotar que para lograr su certificación se debe cumplir a cabalidad la norma.

4.8.2 *TERMÓMETRO DIGITAL:*

La referencia de este termómetro digital deberá ser con un nivel de exactitud de 0,001 con este equipo se provee de exactitud a la prueba, debido a que se debe garantizar una temperatura de 37,8 C = 100 F.



Figura 11. Termómetro digital

4.8.3 *BAÑO DE MARÍA PARA PRESIÓN DE VAPOR REID:*

El mantenimiento adecuado del equipo existente en el laboratorio, disminuiría los costos notoriamente, pero dicho manteniendo se hace necesario para poder brindar una adecuada realización de la prueba ya sea para los estudiantes o para los contratantes externos de la misma, de esta manera se puede certificar la prueba ya que se contaría con la garantía de unos equipos adecuados para su realización y de un óptimo desempeño en su desarrollo, facilitando así el trabajo del personal de laboratorio y/o estudiantes.

4.8.4 *ELEMENTOS DE PROTECCIÓN Y SEGURIDAD EN EL LABORATORIO*

4.8.4.1 *CARETA CONTRA VAPORES ORGÁNICOS*

Este equipo de protección tendrá como principal especificación que será incluida con filtro para vapores orgánicos, con el fin de evitar al máximo la inhalación de los componentes volátiles del condensado a analizar.

4.8.4.2 *GAFAS DE SEGURIDAD*

Deberán contar con las especificaciones de seguridad.

4.8.4.3 *BATAS DE LABORATORIO*

La adquisición de estos elementos de protección personal buscan tener seguridad en las operaciones en laboratorio para el personal a cargo de la ejecución de la prueba de laboratorio, teniendo en cuenta que las muestras que se van a manejar

son bastantes volátiles y pueden ser contraproducentes para la vista y el sistema respiratorio.

4.9 PRUEBAS DE CONTROL DE CALIDAD

La revisión de equipos es indispensable en el control de calidad, antes de la iniciación de la prueba de laboratorio hay que verificar el estado del equipo y la limpieza del mismo; si se presenta algún tipo de contaminación en el equipo, puede implicar error en el reporte de la presión de vapor Reid por asociarse a fluidos de distinta composición; para ello, se sugiere hacer un prelavado y un correspondiente secado de cada uno de los implementos a utilizar durante la ejecución de la prueba de laboratorio.

Para confirmar el resultado, se debe tener como parámetro la ejecución de la prueba de laboratorio hasta que el resultado cuantitativo sea mínimo 3 veces repetitivo, en búsqueda de exactitud en la realización de la prueba y en el comportamiento del fluido.

Así mismo, la temperatura debe ser tomada cada 5 minutos, garantizando que esta no varíe entre un rango no mayor, ni menor a 0,03 °C.

La calidad también exige un comportamiento seguro del personal y para esto es útil la adopción de los EPP's por parte del personal, de tal forma que tanto la seguridad del proceso como la seguridad personal estén completamente garantizados.

4.10 PROGRAMAS DE MANTENIMIENTO

Las cámaras deben ser limpiadas adecuadamente antes de cada prueba con los materiales necesarios para eliminar cualquier rastro de impureza, después de cada prueba se debe limpiar muy bien el equipo para evitar que los residuos de las muestras a analizar deterioren el equipo.

Un mantenimiento periódico cada tres meses para el baño de vapor Reid puede evitar que el equipo se deteriore de tal forma como se encuentra en la actualidad, de esta manera se evitan gastos mayores o la pérdida total del mismo.

4.11 DETERMINACIÓN DE ÁREAS DE TRABAJO

El área de trabajo ya está establecida puesto que en el lugar donde se viene realizando la prueba de vapor Reid para productos derivados del petróleo, está actualmente el baño de maría para la mencionada prueba, equipo que sería el mismo a utilizarse en la prueba de presión de vapor Reid para GLP y

condensados; además las cámaras de aire y líquido del equipo deben guardarse en una nevera a temperaturas por debajo de cero grados y el laboratorio ya cuenta con una.

4.12 DISTRIBUCIÓN EN PLANTA

En estos momentos el laboratorio cuenta con un sistema de aireación amplio, suficiente y adecuado para la realización de la prueba, por lo cual no se hace necesario la remodelación o ampliación del sistema. Sin embargo, la organización de algunos equipos es necesaria para una ejecución de la prueba de laboratorio de forma eficiente y segura.

En estos momentos el laboratorio cuenta con una infraestructura amplia (ver figura 12), del mismo modo cuenta con espacio suficiente para cada una de las pruebas y un adecuado sistema de drenaje y energía, lo cual hace que se vean disminuidos los costos de inversión por infraestructura.



Figura 12. Laboratorio Crudos y Derivados – USCO

4.13 VENTAJAS EN LA DOCENCIA:

La utilización del gas natural en Colombia se remonta al descubrimiento de los campos de Santander. Con excepción de los campos de gas libre, el gas asociado

fue considerado en el país como un subproducto de la explotación del crudo y era quemado en las teas de los campos petroleros. Desde 1961, la conciencia sobre el valor del gas se empieza a plasmar en la legislación, prohibiendo su quema. Hacia 1973 se inicia la construcción del primer gasoducto para atender las necesidades del sector industrial, extendiéndose a todos los departamentos del país. Con el objeto de sustituir energéticos de alto costo, en 1986 se estableció el primer plan nacional de uso general del gas natural. Desde entonces la legislación ha hecho que el gas natural no se considere un subproducto y sea utilizado en beneficio de los ciudadanos, promoviendo su masificación, es por esto que la universidad debe ir a la par con esta iniciativa.

En la actualidad la universidad no brinda a los estudiantes un vínculo directo con el gas natural, puesto que en la materia designada para tal fin es muy limitado el contacto del estudiante con el gas o los productos derivados de este.

Por consiguiente, montar la prueba donde el estudiante pueda verse involucrado con el gas es necesario para complementar su formación como ingeniero de petróleos, ya que en campo el estudiante tendrá que manejar los dos tipos de hidrocarburos. Además el gas es hoy una fuente de energía primaria a la par con el petróleo, de él también depende el movimiento de vehículos, motores, plantas de energía eléctrica, entre otros.

La prueba de medición de la PVR a líquidos del gas natural, complementarían mucho la academia, ya que el estudiante aprendería a tratar y estudiar el gas en la universidad antes de enfrentarse a él en campo.

4.14 VISITA A PLANTA DE GAS – CUSIANA

Para entender y tener claridad acerca del estudio técnico económico de la prueba de presión de Vapor Reid y teniendo en cuenta que el principal objetivo a mediano plazo es ofrecer esta prueba de laboratorio al mercado de la industria petrolera, fue necesario contactar y realizar pruebas de laboratorio en entidades competitivas y calificadas para la realización de todo tipo de pruebas para condensados del gas natural.

La planta de tratamiento de Gas de **CUSIANA**, localizada en el municipio de Tauramena departamento de Casanare, es la planta más grande del país y del mismo modo es una de las principales fuentes de suministro de gas del país y principalmente de la capital, Bogotá.

CUSIANA, es uno de los campos gigantes más prósperos desarrollados en Colombia, es un yacimiento de gas condensado que ha quebrado fronteras y se ha extendido por zonas aledañas a sus delimitaciones iniciales. En la actualidad la planta de tratamiento de gas de Cusiana tiene una capacidad total de manejar aproximadamente 300 MMPCS que son aportados principalmente por los yacimientos de Cusiana, Piedemonte, Floreña.

La caracterización de fluidos en esta planta es indispensable para su posterior comercialización, la idea de orientar nuestros ojos a esta zona del país, es precisamente su fluido que por cierto es catalogado como uno de los mejores hidrocarburos del mundo producidos por un yacimiento. El gas condensado que es producido, es conducido a la facilidad principal CPF Cusiana, en donde son separados tanto los líquidos como el gas.

Uno de los principales problemas o inconvenientes que son reportados en Cusiana aparte de la complejidad del yacimiento, así como de la inclinación y profundidad de los pozos, es la presión manejada. Formaciones como Mirador, Barco y Guadalupe aportan fluidos con una alta presión de fondo, es por ello, que todos los pozos que actualmente se encuentran activos se encuentran fluyendo por flujo natural, del mismo modo, durante su flujo a la planta no se logra bajar significativamente la presión en cuanto se manejan presiones en la línea en el orden de los 800 psi, para este fin se utilizan separadores de alta, media y baja con el fin de garantizar un flujo controlado y una presión baja para el debido tratamiento de los fluidos.

La presión de vapor Reid es indiscutiblemente uno de los parámetros más registrados, su valor es función de la volatilidad de los hidrocarburos, la cual en este caso es muy alta. La medición se hace necesaria, pero para esta razón, se hace necesaria la implementación de equipos que registren un valor por encima de los 15 psig, acorde al estudio que estamos desarrollando.

El laboratorio donde se hizo la visita se encontraba dentro de las instalaciones de la planta CPF Cusiana, se evidenció los equipos e instalaciones, Procedimiento de la prueba, HSE y costos. (Ver anexo L)

4.15 PROCEDIMIENTO INTERNO PARA TOMA DE MUESTRAS:

El objetivo de establecer este procedimiento es presentar la secuencia lógica que se debe seguir para la toma de muestras de manera segura y confiable.

Este procedimiento se basa en la principalmente en la norma ASTM D 3370 – 82 *Manual de prácticas seguras*, relacionado a la toma de muestras de fluidos. Este procedimiento tendrá que ser validado, conocido y divulgado al personal correspondiente en el laboratorio que tomará la muestra con previa autorización de la Autoridad de Area de la compañía a prestar el servicio. A continuación, se presenta el MAPA DE PROCEDIMIENTO, en el cual se estipula el paso a paso que se deberá llevar a cabo durante cualquier toma de muestra a realizar.

La operación de toma de muestra, deberá estar sujeta a esta consideración.

En caso tal de no existir o que hace falta algún equipo asignado o descrito dentro de este mapa, NO y por ningún motivo se llevará a cabo la toma de la muestra, esto con el fin de prevenir cualquier tipo de accidentes que se puedan presentar.

Tabla 3. MAPA DEL PROCEDIMIENTO PARA TOMA DE MUESTRA – UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA

No	QUIEN	TAREA	No	PASO	RESULTADO
1.	Asistente o monitor de laboratorio	ACCIONES PRELIMINARES	1.1	Coordinar con la autoridad del área la apertura del permiso.	AUTORIZACIÓN PARA REALIZAR EL TRABAJO
			1.2	Identificar un punto de muestreo representativo.	PUNTO IDENTIFICADO
			1.3	Chequeo de presión de la línea en el punto de muestreo.	PRESIÓN VERIFICADA
			1.4	Usar los EPP adecuados para la actividad (careta, gafas de seguridad, casco de seguridad, botas de seguridad, guantes de nitrilo, tapaosidos)	EPP EN USO
			1.5	Verificar el cierre de las válvulas de corte y aguja en el punto de muestreo.	VÁLVULAS CERRADAS
			1.6	Introducir el recipiente plástico en el toma muestra antes de drenar la línea del tubing.	HABILITACIÓN PARA DRENAJE
2.	Asistente o monitor de laboratorio	APERTURA DEL TOMA MUESTRA	2.1	Abrir lentamente la válvula de corte aguas arriba de la válvula de aguja, abrir lentamente la válvula de aguja.	VÁLVULAS ABIERTAS
			2.2	Drenar (3) tres veces aproximadamente el volumen empaquetado en el toma muestra para drenar el fluido estancado.	DRENAJE DEL SISTEMA O LÍNEA

3.	Asistente o monitor de laboratorio	RECOLECCIÓN DE LA MUESTRA	3.1	Cerrar lentamente válvula de corte aguas arriba de la válvula de aguja, cerrar lentamente válvula de aguja.	VÁLVULAS CERRADAS
			3.2	Conectar cámara de gasolina al toma muestra, asegurar la conexión, cierre de válvula de drenaje de la cámara, abrir válvula de conexión a la cámara de aire.	HABILITACIÓN PARA TOMA DE MUESTRA
			3.3	Abrir lentamente la válvula de corte aguas arriba de la válvula de aguja, abrir lentamente la válvula de aguja, regulando el flujo con la misma, permitir que la muestra rebose el volumen de la cámara.	RECEPCIÓN DE LA MUESTRA
4.	Asistente o monitor de laboratorio	CIERRE DE TOMA DE MUESTRA	4.1	Cerrar válvula de conexión con la cámara de aire, cerrar lentamente válvula de corte aguas arriba de la válvula de aguja, cerrar lentamente válvula de aguja, cerrar lentamente válvula de toma de muestra de cámara de gasolina	VÁLVULAS CERRADAS
5.	Asistente o monitor de laboratorio	RETIRO DE RECIPIENTE Y ROTULADO ASEGURAMIENTO DE CIERRE	5.1	Retirar el recipiente del tubing toma muestra. Rotular muestra con HMIS, registrar información de muestreo: Pozo, WHP, WHT, Fecha y hora.	MUESTRA ROTULADA CIERRE CORRECTO ASEGURADO
			5.2	Verificar que no hay fugas en las válvulas. Si se requiere, drene cuidadosamente al recipiente de drenaje.	
6.	Asistente o monitor de laboratorio	DISPOSICIÓN DE FLUIDOS	6.1	Disponer de fluido drenado de acuerdo al procedimiento de manejo de residuos.	DISPOSICIÓN ADECUADA DE RESIDUOS
FIN DEL PROCEDIMIENTO					

5. ESTUDIO ECONÓMICO

5.1 CAMPOS DE GAS EXISTENTES EN EL PAÍS CON PLANTAS DE GAS:

La prueba en estos momentos no se encuentra montada en ningún laboratorio en el país; la tabla 3. Contiene la información de la producción del GLP en Colombia en los últimos años, y es muestra evidente de que el GLP tiene una producción considerable, de manera más ilustrada se evidencia en la gráfica 13, que la producción del GLP en Colombia ha tenido una muy buena comercialización.

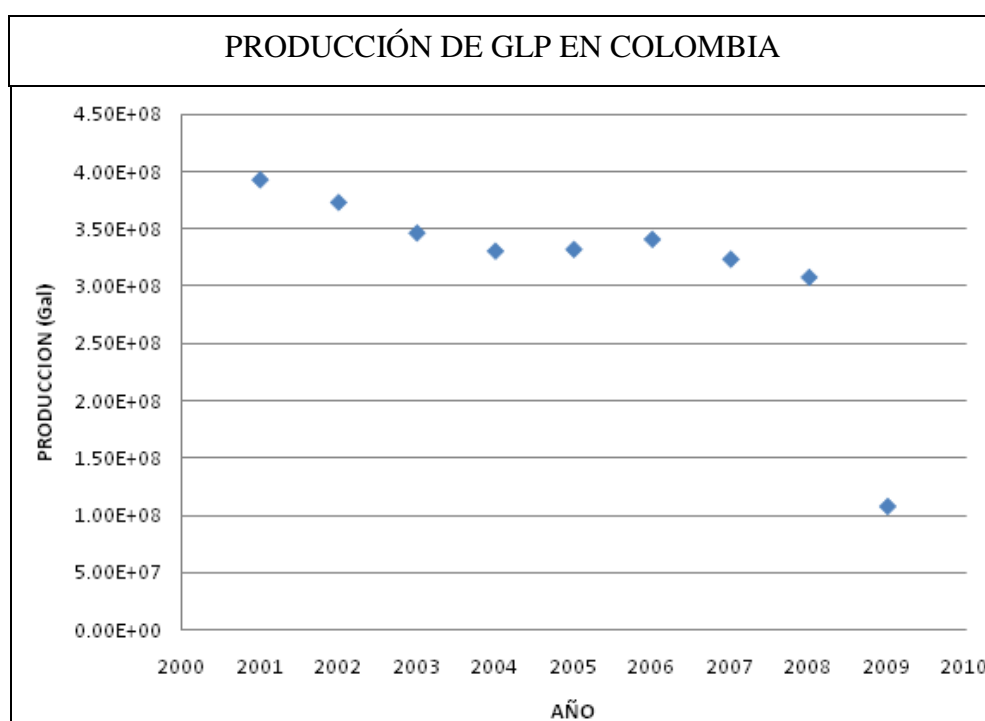


Figura 13: Gráfica de la producción de GLP en Colombia en los últimos 10 años (fuente: Comisión de Regulación de Energía y Gas. **CREG**)

Como se puede observar en la gráfica 14, la producción de GLP en los últimos diez (10) años en Colombia ha sido muy buena; supera los mil millones (1.000.000.000) de galones por año, y ahora haciendo una comparación con las ventas en el mismo periodo, estas también han sido considerables.

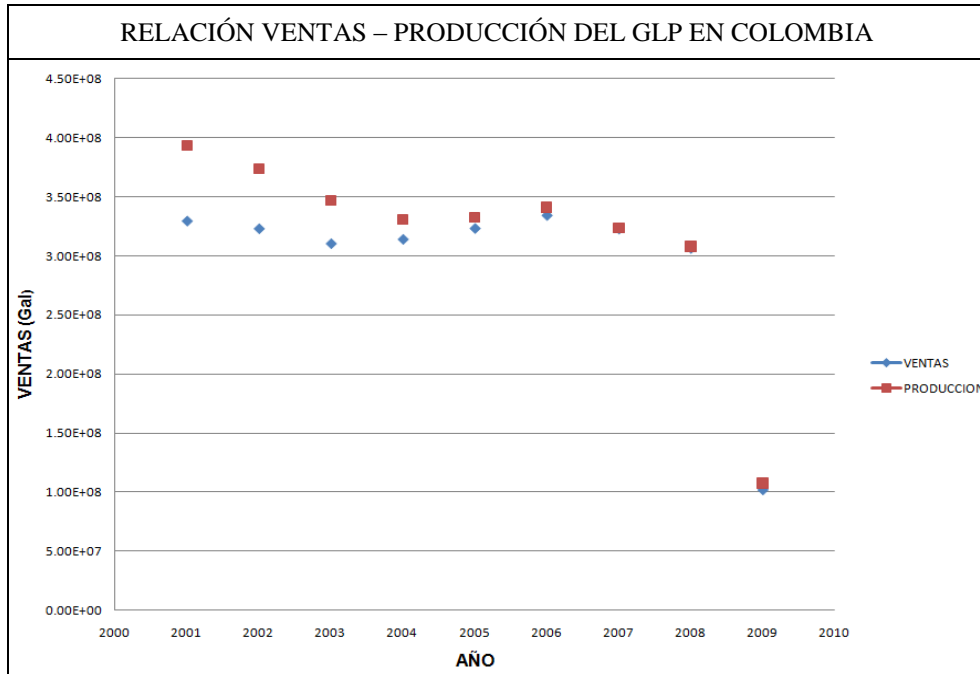


Figura 14: Gráfica de la producción y venta de GLP en Colombia en los últimos 10 años (fuente: Comisión de Regulación de Energía y Gas. **CREG**)

La comunidad en general se ha ido acomodando a las reservas existentes hasta el momento. Colombia en la actualidad está buscando nuevas reservas ya que para el comportamiento de consumo mostrado se prevé que hay reservas hasta el año 2025. Esto es una buena oportunidad para la universidad, ya que las empresas exploratorias podrían hacerle el estudio a las nuevas reservas en nuestros laboratorios y no tendrían que contratar empresas extranjeras.

Además de eso, la empresa colombiana del petróleo “ECOPETROL” ha tenido la mayor producción de GLP y condensados del país y a controlado ya sea por concesión compartida o como operador absoluto la explotación de esta fuente de energía. En la actualidad, es ECOPETROL precisamente quien está solicitando a la USCO la prueba de medición de PVR debido a que la están necesitando como lo es demostrado en la grafica 15, teniendo en cuenta que es proporcional a la exigencia de demanda de pruebas de laboratorio.

Dentro de las principales fuentes de producción de GLP se destacan; Refinería de Barrancabermeja y Cartagena, además de la planta de Apiay. Es de destacar que existe una gran diferencia con respecto a los campos o plantas de gas que producen condensados, ya que su desarrollo está encaminado a la producción y transporte de estos condensados a las respectivas refinerías, que son el destino

final de estos fluidos con el fin de convertirlos mediante procesos petroquímicos en Gas Licuado del Petróleo.

Dentro de los campos productores de condensados y/o aceite volátil más importante y donde estará concentrado la demanda de pruebas de laboratorio de PVR, cabe mencionar los campos de: Cusiana, Cupiagua, Gibraltar, Dina, Apiay, que por su ubicación geográfica, podrían ser los más apetecidos para ofrecerles la prueba con un valor agregado, el cual es que ECOPETROL es de los principales socios en estos campos.

De acuerdo a consultas realizadas directamente con los laboratorios nacionales más importantes como: ICP, Corelab, laboratorios de las universidades; Nacional, UIS y América, ninguno de los laboratorios antes mencionados ofrece este tipo de pruebas con la norma ASTM D1267, por el contrario estos laboratorios determinan la PVR por cromatografía, de esta manera se ratificó que ningún laboratorio del país ofrece esta prueba y que además la USCO tiene la posibilidad de ofrecer la prueba de determinación de PVR a las compañías de la región, de hecho, en la actualidad, Campo Dina con su planta de gas, demanda de la USCO una gran cantidad de pruebas PVR y principalmente este último año con el desarrollo de la planta de gas en este campo, que por supuesto exige la pronta aprobación y establecimiento de la prueba siendo ECOPETROL el principal contacto.

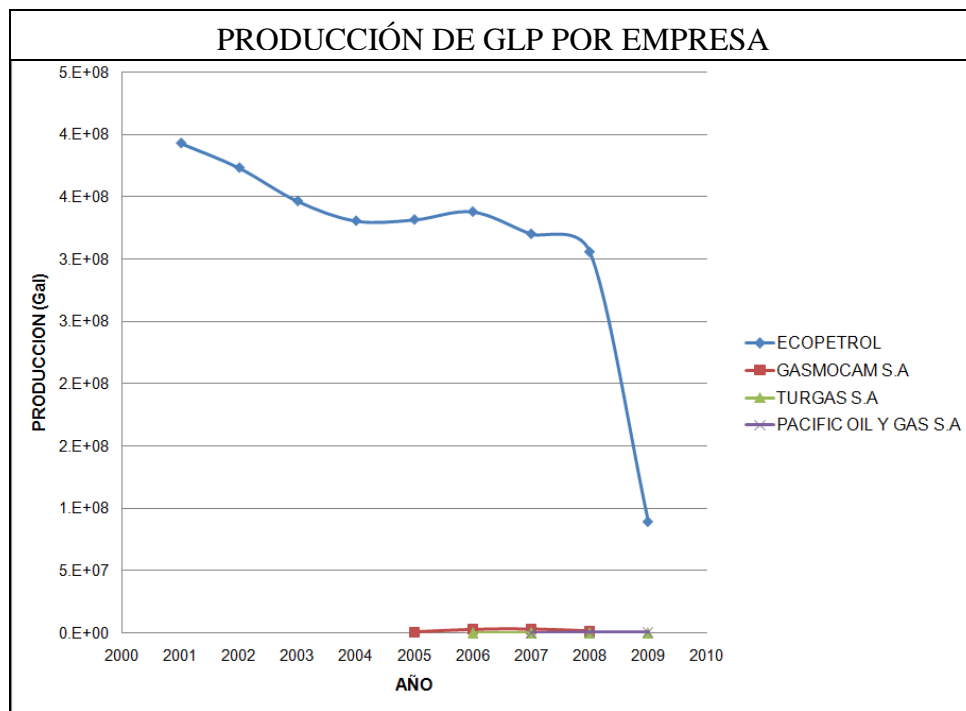


Figura 15: Producción de las distintas empresas del GLP en Colombia en los últimos 10 años (fuente: Comisión de Regulación de Energía y Gas. CREG)

En la grafica se muestra claramente como **ECOPETROL** tiene la mayor producción de GLP en Colombia, esto justifica la necesidad de que se implemente la prueba en la universidad, además de eso **ECOPETROL** siempre ha sido aliado en la docencia, sobre todo para el programa de ingeniería de petróleos de la USCO; ellos siempre han buscado tener una buena relación entre la industria y la docencia, es por esto que han solicitado de manera formal la prueba, y requieren que sea la universidad la que la implemente.

Otro aspecto importante es que a partir del 2008 la comisión reguladora de energía y gas (**CREG**) modificó el esquema y las normas de comercialización de las fuentes de energía a nivel nacional; facilitando la competitividad y el acceso a nuevos usuarios, que no están dentro de las áreas urbanas. Esto permitió que nuevas empresas entraran al mercado y se afianzaran en la industria no solo en la parte de producción sino también en la parte de comercialización y distribución. Para la universidad este es un punto a favor ya que más empresas necesitarían contratar la prueba de PVR para líquidos del gas natural, no solo en el campo de producción sino también para el posible almacenamiento, comercialización, transporte y distribución.

A continuación, se presenta el listado de campos y compañías productoras de GLP y condensados en el país, destacando las empresas que prestan el servicio de laboratorio en cada una de ellas, con el fin de definir la oferta de la prestación del servicio.

Es claro, como ECOPETROL podría ser el principal demandante de esta prueba, sin embargo, se puede abrir el mercado por medio de la comunicación y la divulgación de los servicios de la Universidad Surcolombiana, del mismo modo, influir en las compañías para que realicen un análisis mas confiables por medio de una medida directa de la PVR como lo es con la norma ASTM 1267 y que genera mas exactitud que realizando esta misma prueba indirectamente por cromatografía.

TABLA 4. CAMPOS CON PLANTA DE GAS Y PRODUCCION DE CONDENSADOS EN COLOMBIA

CAMPO	CUENCA	OPERADOR	PRODUC	GAS REINYEC	GAS QUEMADO	CONSUMO EN CAMPO	ENVIADO A PLANTA	GLP	LAB
Cupiagua	Llanos orientales	ECOPETROL	730,00	704,08	0,472	5,25	0,00	0,00	INTERTEK
		ECOPETROL	239,45	230,51	0,40	8,46	0,00	0,00	
		BP	185,93	179,09	0,28	6,55	0,00	0,00	
Chuchupa	Guajira	CHEVRON	653,41	0,00	0,00	6,67	0,00	0,00	
Cusiana	Llanos orientales	BP	587,64	374,05	7,51	21,03	0,00	0,17	INTERTEK
		ECOPETROL	229,65	159,02	4,03	8,92	0,00	0,00	
Payoa	VMM	PETROSANT	12,77	0,27	0,22	2,87	0,00	1,08	
Apiay	Llanos Orientales	ECOPETROL	10,52	0,00	0,02	5,12	0,00	4,36	ICP
Dina	VSM	ECOPETROL	5,32	0,00	2,52	1,18	0,43	0,42	
Libertad Norte	Llanos Orientales	ECOPETROL	3,26	0,00	0,01	1,58	0,00	1,34	
Tenay	VSM	ECOPETROL	3,66	0,00	0,93	1,22	0,55	0,59	
Opon	VMM	COPP S.A.	1,53	0,00	0,02	0,04	0,00	0,00	
De mares	VMM	ECOPETROL	14,23	0,00	8,4	3,38	0,00	1,98	
Las Monas	VMM	PETROSANT	18,23	0,35	0,55	4,33	0,00	1,48	
Guepaje	VIM	SOLANA	2,83	0,00	0,00	0,12	0,00	0,00	
Suria	Llanos Orientales	ECOPETROL	8,03	0,00	0,02	3,9	0,00	3,31	
TOTAL			650.89	374.4	19.91	41.74	0.98	13.65	

5.2 ADECUACIONES LOCATIVAS:

El laboratorio no necesita adecuaciones locativas ya que por realizarse otras pruebas en él, cuenta con una muy buena ventilación y espacios adecuados para el ingreso de los estudiantes y realización de las distintas pruebas que forman parte de la formación académica.

La ventilación está totalmente garantizada, ya que el sitio es amplio y está diseñado para la realización de pruebas con manipulación de líquidos con alto contenido de volátiles peligrosos y explosivos como son las gasolinas y sus derivados. Ahora para la manipulación de gases la prueba quedara ubicada en el sitio más aireado del laboratorio y cerca a la entrada y a las ventanas para que la precaución sea mayor, ya que el gas se difunde con más facilidad que la mayoría de derivados del petróleo.

5.3 EQUIPOS COTIZADOS

Los equipos que se necesitan comprar se cotizaron según la disponibilidad mundial. Los laboratorios consultados son de MÉXICO, ESTADOS UNIDOS y ESPAÑA (se anexan las respectivas cotizaciones).

Los equipos ofrecidos por los distintos laboratorios cumplían a cabalidad con la norma ASTM 1267 y otras normas relacionadas, por lo que se entro a estudiar la parte de acceso al equipo a comprar, funcionalidad del mismo y costos de transporte y envió, así como impuestos, tiempo de entrega, garantía, seriedad del contratista, entre otros aspectos.

El laboratorio de ESPAÑA cuenta con suficientes equipos de muy buena calidad pero no vende para Sur América, por lo cual aunque fue consultado no se tendrá en cuenta para el estudio.

La tabla 4 muestra los diferentes equipos ofrecidos por los laboratorios de México y Colombia, y hace una comparación entre los aspectos que se tuvieron en cuenta de una manera más ilustrada y detallada.

5.4 COSTO DE LA PRUEBA:

El costo de la prueba en la actualidad por la universidad es de (\$150.000) ciento cincuenta mil pesos M/CTE, sin embargo, cabe resaltar que no está cumpliendo con la norma ASTM D323, pues presenta gran deficiencia en los sistemas de regulación de temperatura y del mismo modo del calentamiento, además que se están haciendo con equipos que no son aptos para tal fin, de hecho, la prueba no

está certificada, con la adquisición de los equipos para el desarrollo de la prueba, se espera que basados en este estudio, se logre abarcar en su totalidad las exigencias de la norma ASTM D 1267 y de esta forma tenga un valor agregado y llegue a ser certificada.

En estos momentos la empresa INTERTEK está cobrando a BP (\$225.000) doscientos veinte cinco mil pesos M/CTE con la prueba certificada y realizada en las instalaciones de BP, sin embargo, esta compañía hace un descuento del 25% porque BP es dueña de los equipos.

Con el fin de ser competitivos, teniendo en cuenta la demanda, equipos, personal y demás, el precio sugerido para la Universidad es de (\$170.000) ciento setenta mil pesos M/CTE, cuyo cálculo de costos se hizo con base al Acuerdo **No. 022** del 26 de abril de 2006 y teniendo en cuenta que el desarrollo de la prueba es de aproximadamente 1 hora para el cálculo de los diferentes egresos, esto siempre y cuando se tengan las muestras puestas en laboratorio y que la empresa contratante haga llegar la muestra hasta la Universidad.

5.4.1. ESTRUCTURA DE COSTOS PARA SERVICIOS DE LABORATORIO PRESTADOS EN LAS INSTALACIONES DE LA UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA – DETERMINACIÓN DE LA PRESIÓN DE VAPOR REID PARA GLP Y CONDENSADOS DEL GAS NATURAL.

A.	INGRESOS	
	Servicios de laboratorio	\$170,000.00
	TOTAL INGRESOS;	\$170,000.00
B.	EGRESOS	
	- Mano de obra	\$25,000.00
	- Viáticos de transporte	\$3,000.00
	- Materiales e insumos	\$850.00
	- Análisis de laboratorio externo	\$0.00
	- Papelería, fotocopias y útiles de oficina	\$5,000.00
	- Portes y mensajería	\$10,000.00
	- Gastos legales	\$0.00
	- Alquiler de equipos	\$2,058.19
	- Planta física	\$13,926.00
	- Costos bancarios	\$680.00
	- Imprevistos	\$1,815.43
	TOTAL DE EGRESOS	\$62,329.62
	EXCEDENTES A-B	\$107,670.38

Mano de obra: Costo de 1 hora de laboratorista \$ 25.000

Materiales e insumos: 8500/20 pruebas: \$ 850

Alquiler de equipos: Valor equipo/ (11520*#horas utilizadas): \$2.058,19

Planta física: 2,6%SMMLV * HORAS DE USO: \$13.926

Imprevistos: 3% del total de egresos: 1.815,43

En caso de que la empresa necesite que la prueba sea realizada en sus locaciones o en campo directamente, esta deberá asumir los costos de que se generen por desplazamiento del personal de laboratorio y los viáticos de estos

6. CONCLUSIONES

- De acuerdo al estudio técnico y económico, se considera viable implementar la prueba de presión de vapor REID para GLP y condensados, derivados del gas natural, ya sea que la Universidad venda servicios, o que se implemente para fines académicos como complemento del curso CRUDOS Y DERIVADOS que los estudiantes de ingeniería de petróleos reciben durante su proceso de formación.
- La demanda de la prueba de presión de vapor por parte de las compañías es bastante alta, teniendo en cuenta que la producción de GLP y condensados en el país viene creciendo paulatinamente, y que además requieren mantener sus fluidos dentro de especificaciones para ser competitivos.
- En cuanto a la academia, los estudiantes tendrán la oportunidad de relacionarse aún más con el gas natural, siendo esta una muy buena oportunidad para lograr que aprenda, conozca y manipule otro hidrocarburo de bastante relevancia en campo y más aun conociendo que el crudo siempre estará asociado al gas, en alguna de sus etapas de explotación ya sea en superficie o en subsuelo.
- Desde el punto de vista de venta de servicios, la universidad sería pionera en la realización de una prueba que no ofrece el respectivo servicio a la industria en el país, según los distintos laboratorios y campos consultados, por el contrario, esta prueba es contratada con empresas del exterior; Ecuador y Bolivia principalmente, de esta forma, la Universidad Surcolombiana sería pionera en la realización de esta prueba teniendo una gran acogida.
- La empresa colombiana del petróleo **ECOPETROL** requiere que se implemente esta prueba de laboratorio con los equipos que especifica la norma ASTM D 1267 con el fin de buscar ser certificada, esto debido a que es el principal productor de estos líquidos del gas natural (GLP y condensados), de esta forma, este proyecto abre la posibilidad de que esta compañía centre su atención en la Universidad como fuente de resultados para sus fluidos producidos.

- De acuerdo al estudio económico, se establece como rango del costo de la prueba \$170.000 - \$200.000 pesos M/CTE, de acuerdo a la oferta de otras empresas extranjeras que brindan el servicio en el país.
- Por medio de la visita a la planta de gas de Cusiana, se establece que no es necesaria la adecuación del espacio para ventilación y que el actual es suficiente para disponer de la realización de este tipo de pruebas.

7. RECOMENDACIONES

- Realizar un mantenimiento oportuno, adecuado y por empresas certificadas a los equipos que tiene el laboratorio ya que están deteriorados y en malas condiciones, de esta forma, se previene que queden totalmente inutilizables.
- Realizar el procedimiento de validación y certificación de la prueba de medición de PVR para GLP y condensados del gas natural si la decisión de la USCO es vender este servicio a la industria petrolera.
- El sistema de refrigeración del laboratorio donde se deben guardar los equipos para la realización de la prueba necesitan de un mantenimiento y en estos momentos este equipo no se encuentra enfriando lo suficiente.
- Adquirir recipientes adecuados de almacenamiento del crudo y de los derivados del petróleo que se utilizan en el laboratorio no solo para la prueba a implementar sino para las demás pruebas existentes en el laboratorio.
- Utilizar las señalizaciones establecidas internacionalmente, rotulación de los fluidos (HMIS), para el proceso posterior de certificación de las pruebas que pueda ofertar el laboratorio.

BIBLIOGRAFÍA

- ASTM, Standards Petroleum Products and Lubricants (ASTM D 1267 – 02)
- Ahmed, T., 2007. Equations of State and PVT Analysis: Applications For Improved Reservoir Modeling. Gulf Publishing Company, Houston, Texas, pg 59-93.
- PARRA PINZÓN, Ricardo. Propiedades físicas de los fluidos del yacimiento. 4ª ed. Neiva, Colombia: Universidad Surcolombiana, 2008, pg 5-35 p. (facultad de ingeniería, programa petróleos).
- McCain, Jr William., 1990. The properties of petroleum fluids. Segunda edición PennWell Publishing Company Tulsa, Oklahoma, pág. 348.
- [www.creg.gov.co/GLP/Estadísticas/Estadísticas del sector/Información Comercial en Kilogramos \(Nuevo Esquema Regulatorio\)-Producción](http://www.creg.gov.co/GLP/Estadísticas/Estadísticas_del_sector/Información_Comercial_en_Kilogramos_(Nuevo_Esquema_Regulatorio)-Producción).
- [www.onepetro.org/Reid Vapor Pressure/SPE 20650](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.
- Henderson, J. K., SPE 29740, 1995. Test Method for “Actual” True Vapor Pressure of Crude Oils. SPE Members, pp. 485-503.
- King, M. B. and Bott, T. R., 1982. Problems Associated With the Development of Gas Extraction in Similar Processes, Separation of Sci. And Technol, pp. 50-119.
- Petrobras, 1999. Documento privado.

ANEXO A: GLOSARIO

GLOSARIO

- **Punto de ebullición:** se define punto de ebullición de un líquido a la presión P , como la temperatura a la cual la presión de vapor de equilibrio del líquido es igual a dicha presión, en el gráfico anterior para la presión P el punto de ebullición es T_2 . La curva BC representa la **presión de vapor del líquido** en función de la temperatura, y/o la temperatura de ebullición en función de la presión.
- **Punto de fusión:** se define punto de fusión de un sólido a la presión P , como la temperatura a la cual el sólido y el líquido se encuentran en equilibrio a dicha presión, en el gráfico anterior para la presión P el punto de fusión de la sustancia será T_1 .
- **Sistema heterogéneo:** implica el concepto de **fase**.
- **Fase:** es toda porción de un sistema con la misma estructura o arreglo atómico, con aproximadamente la misma composición y propiedades en todo el material que la constituye y con una **interface** definida con toda otra fase vecina. Puede tener uno ó varios componentes. Debe diferenciarse del concepto de **componente**, que se refiere al tipo de material que puede distinguirse de otro por su naturaleza de sustancia química diferente.
- **Punto de rocío:** estado de un sistema multicomponente completamente gaseoso en equilibrio con una calidad infinitesimal de líquido.
- **Punto de burbujeo:** estado de un sistema multicomponente completamente líquido en equilibrio con una calidad infinitesimal de gas.
- **Líneas de isocalidad:** son líneas que unen puntos de igual porcentaje volumétrico de líquido en la mezcla líquido-gas. Lo que implica que las curvas de burbujeo y rocío son líneas de 100% y 0% de líquido, respectivamente. Todas las curvas convergen en el mismo punto, el punto crítico.
- **WHP; Well Head Pressure:** Presión registrada en cabeza de pozo.
- **WHT; Well Head Temperature:** Temperatura registrada en cabeza de pozo.

**ANEXO B: 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)¹

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 (ϵ) 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)²

D 1265 Practice for Sampling Liquefied Petroleum (LP) Gases (Manual Method)²

E 1 Specification for ASTM Thermometers³

2.2 Institute of Petroleum Standard:

IP 181 Sampling Petroleum Gases⁴

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.

¹ 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)*¹.

² *Annual Book of ASTM Standards*, Vol 05.01.

³ *Annual Book of ASTM Standards*, Vol 14.03.

⁴ 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:

$$10.2.1 \text{ LP-Gas Vapor Pressure} \\ = \text{corrected vapor pressure, kPa} - (760 - P_1) 0.1333 \quad (1)$$

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

where:

P_1 = observed barometric pressure, mm Hg.

$$10.2.2 \text{ LP-Gas Vapor Pressure} \\ = \text{corrected vapor pressure, kPa} - (29.92 - P_2) 3.3864 \quad (3)$$

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

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 ± 3 mm ($2 \pm \frac{1}{8}$ in.) in diameter and 254 ± 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

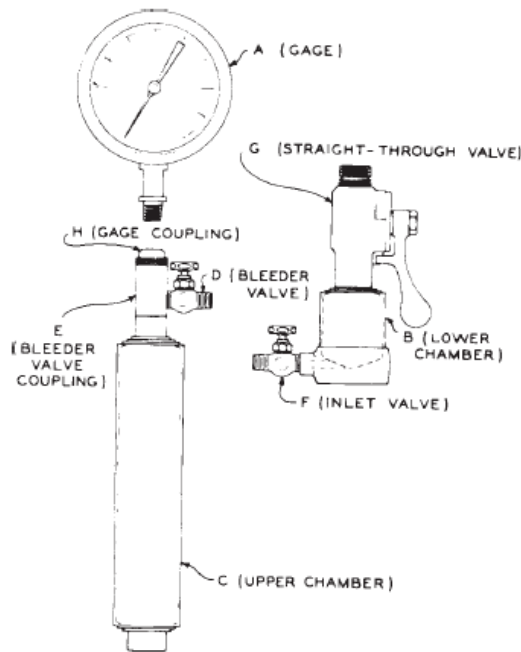


FIG. A1.1 Typical LPG Vapor Pressure Apparatus

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 (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 (1/2 in.) in diameter. The other end of the chamber shall be equipped with a nominal 6 mm (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 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 1/2 to 5 1/2 in.) in diameter provided with a nominal 6 mm (1/4 in.) male thread connection with a passageway not less than 5 mm (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, ±0.1°C (0.2°F); (2) Test temperature above 50°C (122°F), ±0.3°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.	Thermom- eter Range °C
35 to 40	18C	34 to 42
50 to 80	65C	50 to 80

°F	18F	°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 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)¹

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 reappraisal. A superscript epsilon (ε) indicates an editorial change since the last revision or reappraisal.

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) Gases²

D 2163 Test Method for Analysis of Liquefied Petroleum (LP) Gases and Propene Concentrates by Gas Chromatography²

D 3700 Practice for Containing Hydrocarbon Fluid Samples Using a Floating Piston Cylinder³

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.

¹ 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.

² Annual Book of ASTM Standards, Vol 05.01.

³ 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

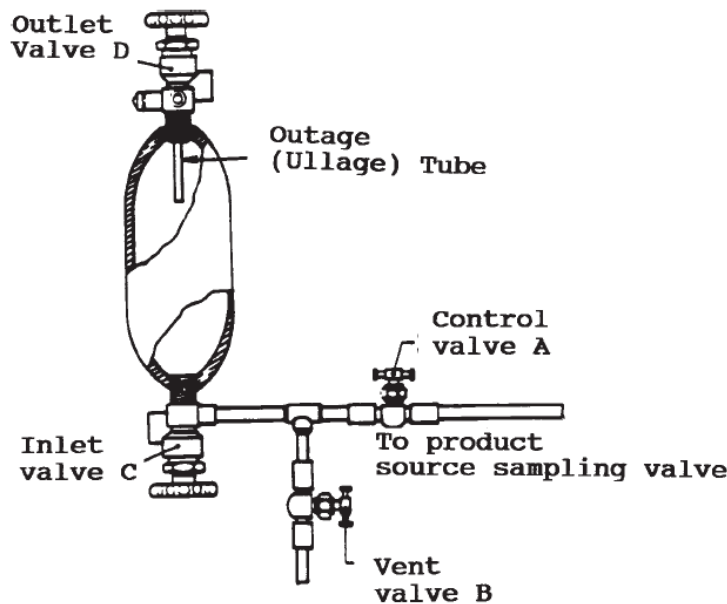


FIG. 1 Typical Sample Container and Sampling Connections

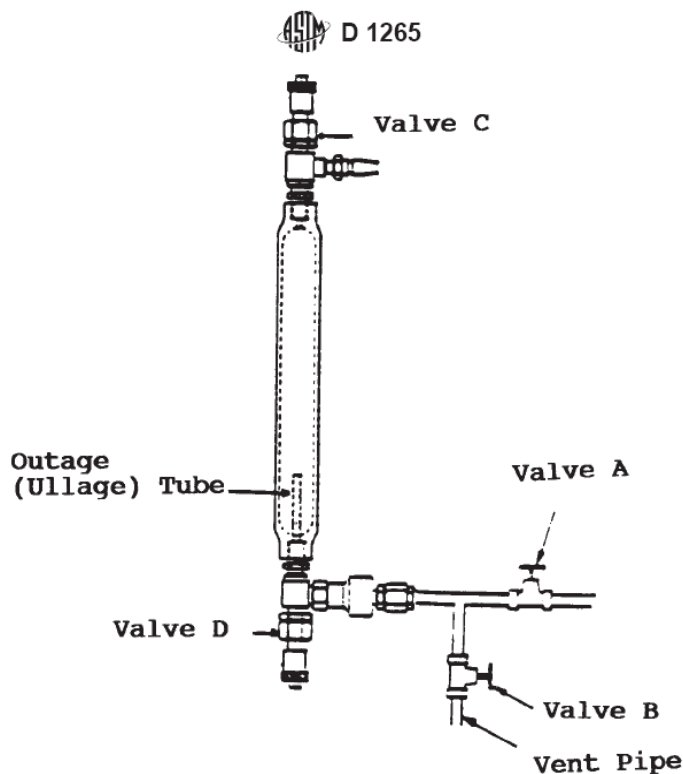


FIG. 2 Typical Sample Container and Alternate Purging Connections

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: Norma ASTM D 6897 – 03: Standard Test Method Vapor Pressure
of Liquefied Petroleum Gases (LPG) (Expansion Method)**



Standard Test Method for Vapor Pressure of Liquefied Petroleum Gases (LPG) (Expansion Method)¹

This standard is issued under the fixed designation D 6897; 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 (ϵ) indicates an editorial change since the last revision or reapproval.

1. Scope*

1.1 This test method covers the use of automatic vapor pressure instruments to determine the vapor pressure of liquefied petroleum gas products at a temperature of 37.8°C, vapor to liquid ratio of 0.5:1, and pressures from 200 to 1550 kPa on a sample volume of 3.33 mL.

1.2 This test method is applicable to the determination of vapor pressures of liquefied petroleum gas products at temperatures from 37.8 to 70°C, vapor to liquid ratios of 0.1:1 to 4:1, and pressures up to 3500 kPa; however, the precision of the test method (see Section 15) has only been determined for a vapor to liquid ratio of 0.5:1, at a temperature of 37.8°C, and a pressure range from 300 to 1500 kPa.

NOTE 1—This test method is not intended to determine the true vapor pressure of LPG samples, but rather determine and report the vapor pressure of LPG at the 37.8°C temperature and 0.5:1 vapor to liquid ratio as the Test Method D 1267 method.

NOTE 2—This test method is not a true vapor pressure method and will not measure the full contribution from any dissolved gases such as nitrogen or helium if they are present. The contribution of light gases to the measured vapor pressure is highly dependent on the test temperature, type of gas, and V/L ratio of the test. A task group has been formed to determine or quantify the effect that the contribution of light gases have on the measured vapor pressure of LPG sample types as a function of the test temperature, type of gas, and V/L ratio of the test.

1.3 The values stated in SI units are to be regarded as standard.

1.4 *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 warning statements, see Appendix X2.

2. Referenced Documents

2.1 ASTM Standards:²

- D 1265 Practice for Sampling Liquefied Petroleum (LP) Gases (Manual Method)
- D 1267 Test Method for Gage Vapor Pressure of Liquefied Petroleum (LP) Gases (LP-Gas Method)
- D 2892 Test Method for Distillation of Crude Petroleum (15-Theoretical Plate Column)
- D 3700 Practice for Obtaining LPG Samples Using a Floating Piston Cylinder
- D 5191 Test Method for Vapor Pressure of Petroleum Products (Mini Method)
- D 6299 Practice for Applying Statistical Quality Assurance Techniques to Evaluate Analytical Measurement System Performance

2.2 Energy Institute Standards:³

- IP 181 Sampling Petroleum Gases

3. Terminology

3.1 Definitions:

3.1.1 *liquefied petroleum gases (LPG), n*—narrow boiling range hydrocarbon mixtures, consisting mainly of propane or propylene, or both (**Warning**—Extremely flammable. Harmful if inhaled), butanes and butylenes, or both; in which the concentration of hydrocarbon compounds with boiling point greater than 0°C is less than 5 % by liquid volume, and whose vapor pressure at 37.8°C (100°F) is not greater than 1550 kPa.

3.2 Definitions of Terms Specific to This Standard:

3.2.1 *total pressure (P_{tot}), n*—the absolute pressure (relative to vacuum) exerted by the specimen at the specified temperature and vapor-liquid ratio.

¹ This test method is under the jurisdiction of ASTM Committee D02 on Petroleum Products and Lubricants and is the direct responsibility of Subcommittee D02.08 on Volatility.

Current edition approved Dec. 1, 2003. Published January 2004. Originally approved in 2003. Last previous edition approved in 2003 as D 6897–03.

² For referenced ASTM standards, visit the ASTM website, www.astm.org, or contact ASTM Customer Service at service@astm.org. For *Annual Book of ASTM Standards* volume information, refer to the standard's Document Summary page on the ASTM website.

³ Available from Energy Institute, 61 New Cavendish St., London, WIG 7AR, U.K.

*A Summary of Changes section appears at the end of this standard.

3.2.2 *true vapor pressure, n*—the physical property of a given liquid which specifies the maximum pressure at which a vapor phase can coexist with the liquid phase at a given equilibrium temperature condition.

3.2.3 *vapor pressure of LPG, n*—the total pressure corrected relative to normal barometric pressure.

3.2.4 *vapor to liquid ratio, n*—the ratio of the volume of the vapor in equilibrium to the fill volume of liquid.

4. Summary of Test Method

4.1 Employing a measuring chamber with a built-in piston, the chamber is rinsed three times with a portion of sample, which is then discarded. A sample of defined volume is drawn from a pressurized sampling system into the temperature-controlled chamber at 5°C by moving the piston to the filling position. After sealing the chamber, the volume is expanded by moving the piston until the final volume produces the desired vapor to liquid ratio of 0.5:1. The temperature of the measuring chamber is then regulated to the test temperature of interest, such as 37.8°C.

4.2 The observed total pressure at equilibrium is corrected relative to 101.3 kPa and 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 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 can be considered a semi-quantitative measure of the amount of the most volatile material present in the product.

5.4 This test method uses a small sample volume and excludes any manual handling of a measuring chamber under high pressure.

6. Apparatus

6.1 *Vapor Pressure Apparatus*⁴—The type of apparatus suitable for this test method employs a small volume, cylindrically shaped measuring chamber with associated equipment to control the chamber temperature within the range of 5 to 70°C. The measuring chamber shall contain a movable piston with a maximum dead volume of less than 1 % of the total volume at the lowest position to allow sample introduction into the measuring chamber and expansion to the desired vapor-liquid ratio. A static absolute pressure transducer shall be incorporated in the piston. The measuring chamber shall contain an inlet/outlet valve combination for sample introduc-

tion and expulsion. The piston and the valve combination shall be at the same temperature as the measuring chamber to avoid any condensation or excessive evaporation.

6.1.1 The test chamber shall be designed to contain a total of 5 mL of liquid and vapor and be capable of maintaining a vapor-liquid ratio of 0.5:1 with a maximum deviation of 0.02.

NOTE 3—The test chamber employed by the instruments used in generating the precision and bias statements were constructed of nickel-plated aluminum and stainless steel.

NOTE 4—Test chambers exceeding a 5 mL capacity can be used, but the precision and bias statements (see Section 15) are not known to apply.

6.1.2 Electronic temperature control shall be used to maintain the measuring chamber at the prescribed temperature within $\pm 0.1^\circ\text{C}$ for the duration of the vapor pressure measurement.

6.1.3 The pressure transducer shall have a range of 0 to 3500 kPa with a minimum resolution of 1 kPa. The minimum accuracy shall be ± 1 kPa for pressures up to 700 kPa, ± 2 kPa for pressures up to 1750 kPa, and ± 4 kPa for pressures up to 3500 kPa.

6.1.4 A platinum resistance thermometer, or equivalent, shall be used for measuring the temperature of the test chamber. The minimum temperature range of the measuring device shall be from 0 to 80°C with a resolution of 0.1°C and a minimum accuracy of $\pm 0.1^\circ\text{C}$.

6.2 *Vacuum Pump for Calibration*, capable of reducing the pressure in the measuring chamber to less than 0.01 kPa absolute.

6.3 *McLeod Vacuum Gage or Calibrated Electronic Vacuum Measuring Device for Calibration*, to cover at least the range from 0.01 to 0.67 kPa (0.1 to 5 mm Hg). The calibration of the electronic vacuum measuring device shall be regularly verified in accordance with A6.3 of Test Method D 2892.

6.4 *Pressure Measuring Device for Calibration*, capable of measuring local station pressure with an accuracy and a resolution of 0.1 kPa (1 mm Hg) or better, at the same elevation relative to sea level as the apparatus in the laboratory.

NOTE 5—This test method does not give full details of instruments suitable for carrying out this test. Details on the installation, operation, and maintenance of each instrument may be found in the manufacturer's manual.

7. Reagents and Materials

7.1 *Purity of Reagents*—Use chemicals of at least 99 % purity for quality control checks. Commonly used quality control check materials are propane, butane, and pentane (see Section 11). Unless otherwise indicated, it is intended that all reagents conform to the specifications of the Committee on Analytical Reagents of the American Chemical Society⁵ where such specifications are available. Lower purities can be used,

⁴ The sole source of supply of the apparatus known to the committee at this time is Grabner Instruments, A-1220 Vienna, Dr. Otto Neurathgasse 1, Austria. If you are aware of alternative suppliers, please provide this information to ASTM International Headquarters. Your comments will receive careful consideration at a meeting of the responsible technical committee¹, which you may attend.

⁵ *Reagent Chemicals, American Chemical Society Specifications*, American Chemical Society, Washington, DC. For suggestions on the testing of reagents not listed by the American Chemical Society, see *Annual Standards for Laboratory Chemicals*, BDH Ltd., Poole, Dorset, U.K., and the *United States Pharmacopeia and National Formulary*, U.S. Pharmacopeial Convention, Inc. (USPC), Rockville, MD.

provided it is first ascertained that the reagent is of sufficient purity to permit its use without lessening the accuracy of the determination.

NOTE 6—The chemicals in this section are suggested for quality control procedures (see Section 11) and are not used for instrument calibration.

7.2 *Cleaning Solvents*—Use noncorrosive solvents capable of cleaning the measuring chamber, the valves, and the inlet and outlet tubes. A commonly used solvent is acetone. (Warning—propane, butane, pentane, and acetone are flammable and health hazards.)

8. Sampling and Sample Introduction

8.1 Samples shall be obtained and stored in accordance with Practice D 1265, or IP 181, unless the test samples can be taken directly from the source of the material to be tested. Use a container of not less than 100 mL in size and filled at least 70 % with sample up to a maximum fill density as specified in regulations, which is typically no more than 80 %. Consult the specified regulations for more details.

8.2 Any method of coupling the vapor pressure apparatus to the sample source can be employed. Tubing, 3 to 7 mm in diameter, of suitable-working pressure, and made of material corrosion-resistant to the products being sampled, is satisfactory for this purpose. A flexible transparent polyperfluoroalkoxyethylene (PFA) tubing greatly facilitates the purging and sampling operations.

8.3 Practice D 1265 cylinders shall be equilibrated above the sample cell temperature of 5°C to ensure sufficient sample cylinder pressure to fill the sample cell entirely. Practice D 3700 cylinders shall be maintained at a pressure above the vapor pressure of the LPG at 5°C (approximately 655 kPa for special duty propane and approximately 175 kPa for commercial butanes).

9. Preparation of Apparatus

9.1 Prepare the instrument for operation in accordance with the manufacturer's instructions. Since LPG is discharged at the outlet of the apparatus, connect a tubing to the outlet and lead the other end of the tubing to a safe exhaust system or a gas recovery system to protect the environment from LPG.

9.2 If contaminated, clean the measuring chamber with a solvent. Acetone has been used successfully. Cleaning is performed by drawing the solvent into the chamber by the integrated piston and expelling the solvent into a waste container.

10. Calibration

10.1 *Pressure Transducer*:

10.1.1 Check the calibration of the transducer when needed as indicated from the quality control checks performed according to Section 11. The calibration of the transducer is checked using two reference points, zero pressure (that is, < 0.1 kPa) and the ambient barometric pressure.

10.1.2 Connect a McLeod gage or a calibrated electronic vacuum-measuring device to the vacuum source in line with the measuring chamber (Note 7). Apply vacuum to the measuring chamber. When the vacuum measuring device registers a pressure less than 0.1 kPa (0.8 mm Hg), adjust the transducer

control to zero or to the actual reading on the vacuum measuring device as dictated by the instrument design or manufacturer's instructions.

NOTE 7—Refer to Annex A6.3 of Test Method D 2892 for further details concerning the calibration of electronic vacuum measuring devices and proper maintenance of McLeod gages.

10.1.3 Open the measuring chamber of the apparatus to atmospheric pressure and observe the corresponding pressure value of the transducer. Ensure that the apparatus is set to display the total pressure and not a calculated or corrected value. Compare this pressure value with the pressure obtained from a pressure-measuring device (see 6.4), as the pressure reference standard. The pressure-measuring device shall measure the local station pressure at the same elevation as the apparatus in the laboratory, at the time of pressure comparison. When the instrument is used over the full pressure range, a calibration with a dead weight balance shall be carried out. (Warning—Many aneroid barometers, such as those used at weather stations and airports, are pre-corrected to give sea level readings. These shall not be used for calibration of the apparatus.)

10.1.4 Repeat 10.1.2 and 10.1.3 until the zero and barometric pressures read correctly without further adjustments.

10.2 *Temperature Sensor*—Verify the calibration of the resistance thermometer or equivalent (see 6.1.4) used to monitor the measuring chamber temperature when needed as indicated from the quality control checks performed according to Section 11 against a temperature sensing device which is traceable to National Institute of Standards and Technology (NIST) or national authorities in the country the equipment is used.

11. Quality Control Checks

11.1 Use a verification fluid or gas of known vapor pressure as an independent check against the instrument calibration each day the instrument is in use. For pure compounds, multiple test specimens may be taken from the same container over time.

11.2 A possible pure gas for verification of the instrument and its corresponding vapor pressure at 37.8°C and a vapor to liquid ratio of 0.5:1 is:

$$\text{Propane } VP_{\text{tot}}(37.8^\circ\text{C}) = 1301 \text{ kPa}^6$$

11.2.1 If the observed total pressure differs from the reference value by more than 7.0 kPa, check the instrument calibration (see Section 10).

11.3 A second possible pure gas for verification of the instrument and its corresponding vapor pressure at 37.8 °C and a vapor to liquid ratio of 0.5:1 is:

$$\text{Butane } VP_{\text{tot}}(37.8^\circ\text{C}) = 356.5 \text{ kPa}^6$$

11.3.1 If the observed total pressure differs from the reference value by more than 6.0 kPa, then check the instrument calibration (see Section 10).

⁶ Data from Physical Constants of Hydrocarbon and Non-Hydrocarbon Compounds, ASTM Data Series DS 4B, ASTM International, W. Conshohocken, PA.

11.4 If a liquid is used to check the performance of the test, cool and air saturate the liquid according to the corresponding sections in the sample preparation procedure of Test Method D 5191.

11.5 A possible liquid for verification of the instrument and its corresponding vapor pressure at 70°C and a vapor to liquid ratio of 0.5:1 is:

$$\text{Pentane} \quad VP_{tot}(70^\circ\text{C}) = 310 \text{ kPa}$$

11.5.1 If the observed total pressure differs from the reference value by more than 6.0 kPa, check the instrument calibration (see Section 10). (**Warning**—The values given in 11.2, 11.3, and 11.5 for the vapor pressures of propane, butane, and pentane are the total pressure values. If the instrument reading corresponds to the automatically corrected LPG vapor pressure relative to atmospheric pressure (see 13.2), add 101.3 kPa to the value displayed by the instrument before comparing to the above values for pure compounds.) (**Warning**—The use of single component verification materials such as listed in 11.2, 11.3, and 11.5 will only prove the calibration of the equipment. It will not check the accuracy of the entire test method, including sample handling, because losses due to evaporation will not decrease the sample vapor pressure for single component materials as happens with losses of light ends in multi-component mixtures.)

NOTE 8—The value for pentane was derived from the 1999 interlaboratory cooperative test program and represents the total pressure value of the air saturated liquid at the specified temperature.

NOTE 9—It is recommended that at least one type of verification fluid or gas used have a vapor pressure representative of the samples regularly tested by the equipment. The vapor pressure measurement process (including operator technique) can be checked periodically by performing this test method on previously prepared samples from one batch of product, in accordance with the procedure described in Section 12. Samples should be stored in an environment suitable for long term storage without significant sample degradation. Analysis of result(s) from these quality control samples can be carried out using control chart techniques, such as those outlined in Practice D 6299.

12. Procedure

12.1 Connect the pressurized sample container to the inlet of the apparatus and position it in such a way that the outlet valve of the container is below the liquid level. Open the outlet valve of the pressurized sample container.

12.2 *Rinsing*—Open the inlet valve and draw in the sample by moving the piston from zero-volume to the filling position. Close the inlet valve and open the outlet valve, move the piston to zero-volume position. Close the outlet valve. Repeat this procedure two more times.

12.3 *Filling*—Regulate the measuring chamber to the filling temperature of $5 \pm 0.5^\circ\text{C}$. When the measuring chamber is at the filling temperature, close the outlet valve and open the inlet valve. Draw in the sample from the pressurized sample container by moving the piston from zero-volume to the filling position. Close the inlet valve.

12.4 *Expansion*—Move the piston to the final volume to provide the necessary vapor to liquid ratio (the overall volume of the measuring chamber is 1.5 times the fill volume of liquid for a vapor to liquid ratio of 0.5:1).

12.5 *Total Pressure Determination*—Adjust the temperature regulator of the measuring chamber to the test temperature of interest, such as 37.8°C. After the temperature equilibrium observe the pressure reading. If two consecutive readings remain constant within ± 3 kPa after 1 min, record the observed pressure as total pressure of the sample at test temperature.

13. Calculation

13.1 Record the total pressure readings from the instrument.

13.2 Calculate the LPG vapor pressures relative to the normal atmospheric pressure of 101.3 kPa by using Eq 1. Ensure that the instrument reading used in this equation corresponds to the absolute pressures (relative to vacuum) and has not been corrected by an automatically programmed correction factor:

$$VP(LPG) = P_{tot} - 101.3 \text{ kPa} \quad (1)$$

where:

P_{tot} = measured total vapor pressure, kPa.

13.3 The calculation described by Eq 1 can be accomplished automatically by the instrument, if so equipped, and in such cases the user shall not apply any further corrections.

14. Report

14.1 Report the corrected total pressure as the LP-Gas vapor pressure test result and specify the test temperature and vapor to liquid ratio if not equal to 0.5:1.

$$VP(T_m, ^\circ\text{C}) = \text{#### kPa}$$

where:

T_m = measuring temperature.

15. Precision and Bias

15.1 *Precision*—The precision of this test method as determined by the statistical examination of interlaboratory test results is as follows:

15.1.1 *Repeatability*—The difference between successive test results obtained by the same apparatus under constant operating conditions 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:

$$\text{Repeatability} = 7.4 \text{ kPa (1.1 psi)}$$

NOTE 10—The repeatability was calculated from triplicate determinations on 20 samples of propane measured under single site repeatability over the range of 300 to 1463 kPa (44 to 212 psig) using a vapor to liquid ratio of 0.5:1, at a temperature of 37.8°C. No trend in variance was detected over this range.

15.1.2 *Reproducibility*—Reproducibility will be determined in an interlaboratory cross-check program in accordance with the ASTM requirements within five years.

15.2 *Relative Bias to Test Method D 1267*—Relative bias will be determined in an interlaboratory cross-check program in accordance with the ASTM requirements within five years.

16. Keywords

16.1 expansion method; liquefied petroleum gas; vapor pressure

APPENDICES

(Nonmandatory Information)

XI. ADDITIONAL CALIBRATION EQUIPMENT FOR PRESSURE TRANSDUCER

X1.1 *Dead-Weight Tester*—A dead-weight tester of satisfactory range and accuracy of ± 0.1 kPa may be used as a means for checking the accuracy of vapor pressure gages.

X2. WARNING STATEMENTS

X2.1 Propane/Butane, or Mixture of Both

- X2.1.1 Vapors may cause flash fires.
- X2.1.2 Keep away from heat, sparks, and open flame.
- X2.1.3 Keep container closed.
- X2.1.4 Use with adequate ventilation.

X2.1.5 Avoid buildup of vapors and eliminate all sources of ignition, especially non-explosion-proof electrical apparatus and heaters.

- X2.1.6 Avoid prolonged breathing of vapor or spray mist.
- X2.1.7 Avoid prolonged or repeated skin contact.

SUMMARY OF CHANGES

Subcommittee D02.08 has identified the location of selected changes to this standard since the last issue (D 6897 – 03) that may impact its use.

- (1) Updated 2.1 to replace the Test Method D 1160 reference with Test Method D 2892.
- (2) Updated 6.3 to reference Test Method D 2892 requirements
- and 10.1.2 to explicitly reference Note 7.
- (3) Added Note 7 and renumbered notes.

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 E: Formato de entrega de resultados para pruebas de presión de Vapor Reid para líquidos del gas natural

UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA
 LABORATORIO DE CRUDOS Y DERIVADOS
 PRUEBA DE PRESIÓN DE VAPOR REID
 NEIVA – HUILA



FECHA		COMPañÍA	
MUESTRA	UNIDAD	PVR	COMENTARIOS
NEIVA #1	psia		
NEIVA #2	psia		
NEIVA #3	psia		
NEIVA #4	psia		
NEIVA #4	psia		
FIRMA RESPONSABLE		NOMBRE RESPONSABLE	

ANEXO F

TABLA 5: PRODUCCIÓN DE GLP EN COLOMBIA EN LOS 10 ÚLTIMOS AÑOS

TABLA 5: PRODUCCION DE GLP EN COLOMBIA EN LOS ULTIMOS AÑOS



ANTIGUO ESQUEMA DE COMERCIALIZACION					
AÑO	Empresa	Fuente de producción	Destino	Cantidad (gal)	promedio/año
2001	ECOPETROL S.A.	APIAY	Combustible	15539803	393213651
	ECOPETROL S.A.	CARTAGENA	Combustible	23002854	
	ECOPETROL S.A.	CARTAGENA	Exportación	24443496	
	ECOPETROL S.A.	COMPLEJO INDUSTRIAL BARRANCABERMEJA	Combustible	330211209	
	ECOPETROL S.A.	CICUCO	Combustible	16289	
2002	ECOPETROL S.A.	APIAY	Combustible	18161576	373439858,9
	ECOPETROL S.A.	CARTAGENA	Combustible	30649969	
	ECOPETROL S.A.	CARTAGENA	Exportación	22807260	
	ECOPETROL S.A.	COMPLEJO INDUSTRIAL BARRANCABERMEJA	Combustible	301258447	
	ECOPETROL S.A.	CICUCO	Combustible	56191,88	
	ECOPETROL S.A.	IMPORTACION	Combustible	506415	
2003	ECOPETROL S.A.	APIAY	Combustible	16189715	346683636
	ECOPETROL S.A.	CARTAGENA	Combustible	22172215	
	ECOPETROL S.A.	CARTAGENA	Exportación	16945656	
	ECOPETROL S.A.	COMPLEJO INDUSTRIAL BARRANCABERMEJA	Combustible	291376050	
2004	ECOPETROL S.A.	APIAY	Combustible	14859043	330801922
	ECOPETROL S.A.	CARTAGENA	Combustible	32396570	
	ECOPETROL S.A.	CARTAGENA	Exportación	6744150	
	ECOPETROL S.A.	COMPLEJO INDUSTRIAL BARRANCABERMEJA	Combustible	276589547	
	ECOPETROL S.A.	IMPORTACION	Combustible	212612	
2005	ECOPETROL S.A.	APIAY	Combustible	14658198	332325858
	ECOPETROL S.A.	CARTAGENA	Combustible	33682215	



	ECOPETROL S.A.	CARTAGENA	Exportación	5415648	
	ECOPETROL S.A.	COMPLEJO INDUSTRIAL BARRANCABERMEJA	Combustible	277130908	
	ECOPETROL S.A.	IMPORTACION	Combustible	855246	
	GASMOCAM S.A.	RANCHO HERMOSO	Combustible	583643	
2006	ECOPETROL S.A.	APIAY	Combustible	13505129	341079940
	ECOPETROL S.A.	CARTAGENA	Combustible	36299037	
	ECOPETROL S.A.	CARTAGENA	Exportación	5286750	
	ECOPETROL S.A.	COMPLEJO INDUSTRIAL BARRANCABERMEJA	Combustible	283019479	
	TURGAS S.A. E.S.P.	TOQUI - TOQUI	Combustible	188527	
	GASMOCAM S.A.	RANCHO HERMOSO	Combustible	2781018	
2007	ECOPETROL S.A.	APIAY	Combustible	9394883	323698288,8
	ECOPETROL S.A.	CARTAGENA	Combustible	30914159	
	ECOPETROL S.A.	CARTAGENA	Exportación	788485	
	ECOPETROL S.A.	COMPLEJO INDUSTRIAL BARRANCABERMEJA	Combustible	279192841,8	
	TURGAS S.A. E.S.P.	TOQUI - TOQUI	Combustible	210464	
	GASMOCAM S.A.	RANCHO HERMOSO	Combustible	3135982	
	PACIFIC OIL & GAS S A	LA PUNTA	Combustible	61474	
2008	ECOPETROL S.A.	APIAY	Combustible	10163408,21	307870193,8
	ECOPETROL S.A.	CARTAGENA	Combustible	35760434,57	
	ECOPETROL S.A.	CARTAGENA	Exportación	756000	
	ECOPETROL S.A.	COMPLEJO INDUSTRIAL BARRANCABERMEJA	Combustible	258086391	
	ECOPETROL S.A.	IMPORTACION	Combustible	1030878	
	TURGAS S.A.	TOQUI - TOQUI	Combustible	162529	

	E.S.P. GASMOCAM S.A.	RANCHO HERMOSO	Combustible	1372201	
	PACIFIC OIL & GAS S A	LA PUNTA	Combustible	538352	
2009	ECOPETROL S.A.	APIAY	Combustible	3719856	107477916
	ECOPETROL S.A.	CARTAGENA	Combustible	5185035	
	ECOPETROL S.A.	COMPLEJO INDUSTRIAL BARRANCABERMEJA	Combustible	77025503	
	ECOPETROL S.A.	IMPORTACION	Combustible	3057600	
	TURGAS S.A. E.S.P.	TOQUI - TOQUI	Combustible	33775	
	PACIFIC OIL & GAS S A	LA PUNTA	Combustible	569687	
	REFINERIA DE CARTAGENA SA	CARTAGENA	Combustible	17886460	

ANEXO G
TABLA 6: CUADRO COMPARATIVO DE LOS DISTINTOS EQUIPOS
COTIZADOS

TABLA 6: Cuadro comparativo de los distintos equipos cotizados

PAÍS	CARACTERÍSTICAS	ESPECIFICACIONES	COSTO	EQUIPO
MÉXICO	<ul style="list-style-type: none"> • Analizador para presión de vapor de gas licuado de petróleo según norma ASTM D-6897, (corrección a ASTM D1267). • Máximo 2000kpa de presión (290 psi, 20 bar) • Marca eralytics, modelo eravap lpg • Totalmente automático. • No requiere mantenimiento. • Pantalla táctil de color grande. 	<p>Rango de temperatura: 0 a 110°C (32 a 230 °f). Rango presión: 0 a 1000kpa (0 a 145 psi) Vapor/liquido de radio: variable de 4/1 a 0.02/1 Tiempo de medición: 5 min estándar. Volumen de muestra: 1ml (10 ml incluye lavado)</p>	<p>19,130 Euros (48´203,582.7 de pesos) + 25% de cargos Total = 60,254,478.38 de pesos</p>	
COLOMBIA (Neiva-Huila)	<p>Reparación del baño de presión de vapor REID</p>	<p>Reparar el sistema de calentamiento, la turbina y la termocupla.</p>	<p>\$ 1,500,000</p>	

E.E.U.U-COLOMBIA	<p>Baño para la determinación de la presión de vapor REID en productos líquidos según ASTM D-323 y gases licuados del petróleo (GLP) según ASTM D-1267 marca: koehler instrument company inc.modelo: k11459</p> <p>L)</p>	<p>Capacidad: 4 cilindros de prueba Estabilidad del control de temperatura: $\pm 0.2^{\circ}\text{F}$ ($\pm 0.1^{\circ}\text{C}$) Temperatura Máxima: 212°F (100°C) Medio del Baño: Agua 13.7gal (51.9</p>	<p>\$13,700,000 + 16% de IVA Total = 15,892,000 de pesos</p>	
E.E.U.U-COLOMBIA	Reid Vapor Pressure Cylinder, LPG		\$ 4,300,000	
	Pressure gauge	0-250PSI /1750KP	\$ 1,100,000	
	Bleeder Valve Assemblies		\$ 470,000	
	Connecting Tubing		\$ 560,000	
	ASTM 65C Thermometer		<p>\$ 310,000</p> <p>+16% de IVA Total= \$ 7,818,400</p>	

**ANEXO H:
COTIZACIÓN DIBEN MEDICIÓN, ANÁLISIS E INSTRUMENTACIÓN
(MÉXICO)**

COTIZACIÓN
CLIENTE: UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA **COTIZACIÓN No. :** 02/10-285

DIRECCIÓN: Colombia

FECHA: Julio 26, 2010

ATENCIÓN: Ing. Karen Lorena Polania

No. REQUISICIÓN: Quiminet

TEL: 57 88 766333

EMAIL: u2006135295@usco.edu.co
PÁG: 1 DE 3

PDA	CANT	DESCRIPCIÓN	PRECIO UNITARIO	PRECIO TOTAL
-----	------	-------------	-----------------	--------------

			EUROS	EUROS
1	1	ANALIZADOR PARA PRESIÓN DE VAPOR DE GAS LICUADO DE PETRÓLEO SEGÚN NORMA ASTM D 8897 MARCA ERALYTICS MODELO ERAVAP LPG PAÍS DE ORIGEN: AUSTRIA (CORRECCIÓN A ASTM D1267) MÁXIMO 2000KPA DE PRESIÓN, 290 PSI, 20 BAR)	\$ 19,130.00	\$ 19,130.00

CARACTERÍSTICAS:

- TOTALMENTE AUTOMÁTICO
- PRECISIÓN INIGUALABLE
- PORTÁTIL
- ROBUSTO
- NO REQUIERE MANTENIMIENTO
- PANTALLA TÁCTIL DE COLOR GRANDE


ESPECIFICACIONES:

- RANGO TEMPERATURA: 0 A 110°C (32 A 230 °F)
- RANGO PRESIÓN: 0 A 1000KPa (0 A 145 PSI)
- REPETIBILIDAD: R=0.7 kPa
- REPRODUCIBILIDAD: R=0.7 kPa
- VAPOR/LÍQUIDO DE RADIO: VARIABLE DE 4/1 A 0.02/1
- TIEMPO DE MEDICIÓN: 5 MINUTOS ESTÁNDAR
- VOLUMEN DE MUESTRA: 1ml (10 ml Incluye lavado)

INCLUYE LO SIGUIENTE:

- 1 MÓDULO DE SOFTWARE PARA LA MEDICIÓN
MODELO: EV01-A029
DE LA PRESIÓN DEL VAPOR (GLP
(máx. 1000 kPa/145 presión psi/10 bar)



Medición,
Análisis e
Instrumentación

COTIZACIÓN

CLIENTE:	UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA	COTIZACIÓN No. : 02/10-285
DIRECCIÓN:	Colombia	FECHA: Julio 26, 2010
ATENCIÓN:	Ing. Karen Lorena Polanía	No. REQUISICIÓN: Quiminet
TEL:	57 88 765333	
EMAIL:	u2006135295@usco.edu.co	PÁG.: 2 DE 3

PDA	CANT	DESCRIPCIÓN	PRECIO UNITARIO	PRECIO TOTAL
			EUROS	EUROS
	1	TUBO CON CONECTOR RÁPIDO Y TUERCA PARA ENTRADA DE MUESTREO MODELO: EV01-A039 y EV01-A033		
	1	FILTRO METÁLICO DE 200 µ (5 piezas) ERA.EV01-A030		
	1	TUBO DE SALIDA ERA.EV01-A003		
	1	CONTENEDOR DE RESIDUOS ERA.EV01-A004		
	1	CABLE DE ALIMENTACIÓN ERA.EV01-A005		
	1	PELÍCULA PROTECTORA PARA PANTALLA TÁCTIL (5 PIEZAS) ERA.EV01-A007		
	1	PUNTERO PARA LA ENTRADA DE DATOS A TRAVÉS DE LA PANTALLA ERA.EV01-A008		
	1	CERTIFICADO DE PRUEBA ERA.EV01-A009		
	1	MANUAL DE INSTRUCCIONES ESCRITO ERA.EV02-A010		
	1	MANUAL DE INSTRUCCIONES EN PDF (en dispositivo de memoria USB) ERA.EV02-A011		

Andador del Temoluc 37 Edif. 5-B-3
U.H. Acueducto de Guadalupe
07270, México, D.F.

Susana Rodríguez Zamora
R.F.C.: ROZ8570106 GZS

Tel.: (55) 5382 8924
Tel/Fax: (55) 5388 1832
e-mail: diben_mal@hotmail.com



Medición,
Análisis e
Instrumentación

COTIZACIÓN

CLIENTE: UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA COTIZACIÓN No. : 02/10-285

DIRECCIÓN: Colombia

FECHA: Julio 26, 2010

ATENCIÓN: Ing. Karen Lorena Polanía

No. REQUISICIÓN: Quiminet

TEL: 57 88 766333

EMAIL: u2006136295@usco.edu.co

PÁG.: 3 DE 3

PDA	CANT	DESCRIPCIÓN	PRECIO UNITARIO	PRECIO TOTAL
-----	------	-------------	-----------------	--------------

	1	INTERFACE R8232 (conexión a pólímpresora en serie) (incluye cable, convertidor de 9 -> 25 pines) ERA EV01-A012	EUROS	EUROS
--	---	--	-------	-------

NOTA: NO INCLUYE INSTALACIÓN

NOTAS COMERCIALES:

CONDICIONES DE PAGO: 50% ANTICIPO, CON SU PEDIDO U ORDEN DE COMPRA POR ESCRITO
50% CONTRA AVISO QUE EL EQUIPO ESTÁ LISTO PARA EMBARCAR DE FÁBRICA

TIEMPO DE ENTREGA: 6 A 8 SEMANAS A PARTIR DE SU ANTICIPO

LUGAR DE ENTREGA: LIBRE A BORDO MEXICO, D.F. (NUESTRAS INSTALACIONES)

PRECIOS: EN EUROS

DATOS BANCARIOS: PAGO EN EUROS EN BANCO MONEX,
EL PAGO SE DEBE HACER POR TRASPASO A NOMBRE DE BANCO MONEX,
CUENTA REFERENCIADA,
BANCO: BBVA BANCOMER
BENEFICIARIO: BANCO MONEX, S.A. INSTITUCIÓN DE BANCA MÚLTIPLE
CUENTA : --
CONVENIO: CIE 720402
CONTRATO O REFERENCIA : 00001067834

VIGENCIA DE LA OFERTA: 30 DÍAS

PEDIDO: A NOMBRE DE SUSANA RODRIGUEZ ZAMORA

GARANTÍA: 1 AÑO, POR DEFECTOS DE FABRICACIÓN, LIBRE A BORDO MÉXICO, D.F.
LOS FLETES, EN CASO DE APLICAR GARANTÍA, SON POR CUENTA DEL CLIENTE.

CANCELACIONES: TODA CANCELACIÓN GENERA UN CARGO DE 25% SOBRE EL TOTAL DEL
PEDIDO U ORDEN DE COMPRA

FLETE: EL PRECIO MOSTRADO NO INCLUYE FLETES A SU PAÍS NI GASTOS LOCALES
ADUANALES POR IMPORTACIÓN.

Andador del Temolucó 37 Edif. 5-B-3
U.H. Acueducto de Guadalupe
07270, México, D.F.

Susana Rodríguez Zamora
R.F.C.: ROZ9570106 GZS

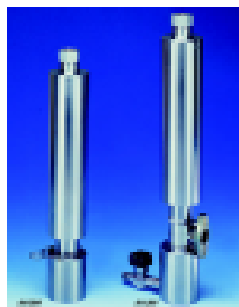
Tel.: (55) 5382 8924
Tel/Fax: (55) 5388 1832
e-mail: diben_mai@hotmail.com

**ANEXO I:
COTIZACIÓN PETROLEUM TOTAL EQUIPMENT (COLOMBIA)**

Equipos e instrumentación general de laboratorio y
específicos para medición de las propiedades
del petróleo y sus derivados



FECHA	Bogotá, Febrero 16 de 2011	COTIZACIÓN CK-107-2011
SEÑORES	UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA / INGENIERIA DE PETROLEOS	
CONTACTO	Dra. Ayda Morales y/o Ing. Karen Lorena Polanía	
CORREO ELECTRÓNICO	kaymorales@usco.edu.co / kaymorales@total.com	
TÉLEFONO / FAX	3-8-766949 / 320-2862437	
DIRECCIÓN	Neiva – Huila	



ITEM 1 BAÑO PARA DETERMINACION DE LA PRESION DE VAPOR REID RVP EN PRODUCTOS LIQUIDOS SEGUN ASTM D323 Y GASES LICUADOS DEL PETROLEO (SLP) SEGUN ASTM D1267

Marca: KOEHLER INSTRUMENT COMPANY INC.

Modelo: K11459

Conforme a las especificaciones:

ASTM D323, D1267; GPA 2140; IP 69, 161; ISO 9007, 4256; DIN 51616, 51754; FTM 791-1101; NF M 07-007, 41-010 y métodos relacionados.

Capacidad: 4 cilindros de prueba

Estabilidad del control de temperatura: $\pm 0.2^{\circ}\text{F}$ ($\pm 0.1^{\circ}\text{C}$)

Temperatura Máxima: 212°F (100°C)

Medio del Baño: Agua 13.7gal (51.9L)

Operación Eléctrica: 220V, 50/60Hz (Disponible a 120V)

Dimensiones l x w x h (cm): 38.1 x 38.1 x 91.5

Cant.	Referencia	Descripción	V/Unitario	V/Total
1	K11459	Baño de temperatura constante, 220v, 50/60 Hz	\$13,700,000	\$13,700,000
Accesorios para pruebas en productos líquidos, según ASTM D323*				
Cant.	Referencia	Descripción	V/Unitario	V/Total
2	K11500	Reid Vapor Pressure Cylinder, One - Opening Type	\$1,650,000	\$3,300,000
1	311-030-002	Pressure Gauge, 0-30 psi / 0- 200 kPa	\$1,450,000	\$1,450,000
1	K11310	Transfer Connection For removing liquid from sample container	\$495,000	\$495,000
1	250-000-18C	ASTM 18C Thermometer	\$84,400	\$84,400
*Para esta prueba se recomienda el uso de un banco de peso muerto para verificar la medición el manómetro después de cada medición.				
Accesorios para pruebas en Gases Licuados de Petróleo, según ASTM D1267				
Cant.	Referencia	Descripción	V/Unitario	V/Total
2	K11201	Reid Vapor Pressure Cylinder, LPG	\$4,300,000	\$8,600,000
1	311-350-001	PRESSURE GAUGE 0-250PSI /1750KPa	\$1,100,000	\$1,100,000
1	K11202	Bleeder Valve Assemblies	\$470,000	\$470,000
1	K60100	Connecting Tubing	\$560,000	\$560,000
1	250-000-65C	ASTM 65C Thermometer	\$310,000	\$310,000
Valores DDP Neiva, en pesos Colombianos. Mas IVA 16%				

Calle 44 A No. 55 - 43 - Barrio La Esmeralda
Teléfono: 758 86 49 - Fax: 222 23 52
Celular: 314 411 14 30
e-mail: ventas@pts.com.co
serviciotecnico@pts.com.co
Bogotá, D.C. - Colombia



Equipos e instrumentación general de laboratorio y
específicos para medición de las propiedades
del petróleo y sus derivados



CONDICIONES COMERCIALES

Capacitación (Para el ítem 1)

- Duración:

Conforme con el cronograma establecido con el usuario. Esta se llevará a cabo en una sola sesión para todos los equipos que conformen el proyecto. Ejecuciones en sitios diferentes a la ciudad de Bogotá generaran gastos de viaje a cargo del usuario.

- Alcance

- Verificación de los requerimientos de instalación
- Instalación y puesta en marcha de los equipo
- Inducción en el manejo del equipo, software (si aplica) y reconocimiento de componentes
- Procedimientos estándar de operación y ajustes
- Manejo, monte y desmonte de muestras
- Recomendaciones de mantenimiento básico

Forma de Pago: Anticipo del 50% con la Orden de compra. 50% restante: Contra entrega de los equipos.

Tiempo de entrega: 90 días calendario después de la fecha de recepción de la orden de compra y el pago correspondiente.

Validez de la Oferta: 30 días a partir de la fecha de cotización

Garantía: La garantía ofrecida para los equipos cubre defectos de fabricación y el reemplazo de partes defectuosas. No cubre fallas ocasionadas por manejo inadecuado del equipo.
Duración: Doce (12) meses contados a partir de la fecha de entrega.

Atentamente,

LEONOR CASTILLO G.
Asesor Comercial
PETROLEUM TOTAL EQUIPMENT LTDA
ventas@pte.com.co

MYRIAM JEANNETTE RODRIGUEZ E.
Gerente General
PETROLEUM TOTAL EQUIPMENT LTDA
gerencia@pte.com.co

Calle 44 A No. 55 - 43 - Barrio La Esmeralda
Teléfono: 758 86 49 - Fax: 222 25 52
Celular: 314 411 14 30
e-mail: ventas@pte.com.co
serviciotecnico@pte.com.co
Bogotá, D.C. - Colombia



**ANEXO J:
COTIZACIÓN QUIMILI ZT LTDA**



Bogotá, D.C 03 de Febrero de 2011

CÓDIGO:	F02CO
VERSIÓN:	2
VIGENCIA:	22-Ene-08
PAGINA:	1 de 1

Señores

UNIVERSIDAD SUR COLOMBIANA

Atn: Doctora Ayde Morales

Neiva-Hula

REF: Cotización No. 084/11

Apreciados Señores:

Atendiendo su amable solicitud, nos permitimos cotizarles lo siguiente:

ITEM	DESCRIPCION	CANT.	MARCA	Precio unita.\$	Valor Total. \$	T. Entrega
1	REID VAPOR PRESSURE CYLINDER REF:K11201	1	KOEHLER	5.602.615,00	5.602.615,00	60-90 DIAS
2	TERMOMETRO DE VIDRIO NORMA ASTM 65C REF: 250-000-65C	1	KOEHLER	397.352,00	359.509,00	60-90 DIAS
3	CONNECTING TUBING REF: K40100	1	KOEHLER	709.145,00	709.145,00	60-90 DIAS
4	TERMOMETRO NORMA ASTM 65C REF: 250-000-65C	1	KOEHLER	397.352,00	397.352,00	60-90 DIAS
5	PRESSURE GAUGE 0-250 PSI/1750 KP REF:311-250-001	1	KOEHLER	1.447.992,00	1.447.992,00	60-90 DIAS

CONDICIONES COMERCIALES

ENTREGA: VER CADA ITEM

PAGO: 30 DIAS F.F.

VALIDEZ DE LA OFERTA: 30 DIAS

EXISTENCIAS SUJETAS A PREVIA VENTA

Cualquier información adicional que ustedes necesiten, con mucho gusto será enviada a la mayor brevedad posible.

Cordialmente,

QUIMILIZ LTDA.

NIT: 830.512.516-7



Carolina Molano O.
CAROLINA MOLANO O.

Dpto. Comercial.

Carrera 23 No. 51 - 01 • Galerías • Tel.: 485 2808 • Telefax: 338 3494
e-mail: quimiliz@une.net.co • Bogotá, D.C. - Colombia

**ANEXO K:
PROCEDIMIENTO INTERNO PARA LA TOMA DE MUESTRA DE FLUIDOS EN
CABEZA DE POZO. NALCO DE COLOMBIA**



PROCEDIMIENTO INTERNO
NALCO DE COLOMBIA LTDA

Revisado por:	Lady J. Bautista	Aprobado por:	Angeia Diaz
Custodio:	Angeia Diaz	Dpto. responsable	OFC-Down Hole
Fecha Emisión:	Marzo 18 - 2000	Fecha revisión:	Marzo 18 de 2010
Identificación:	NDH - 001	Revisión No.:	10

TOMA DE MUESTRA DE FLUIDOS EN CABEZA DE POZOS PRODUCTORES

OBJETIVO

Presentar la secuencia lógica que se debe seguir para la toma de muestras de crudo en los pozos productores de manera segura y confiable.

ALCANCE

Este procedimiento aplica para todos los pozos productores de SP en Casanare. (Cusiana, Cupiagua, Recetor Floreña, Chitamera, XL).

DEFINICIONES Y ABREVIATURAS

Crudo:	Aceite producido proveniente de los pozos productores de los diferentes campos
Pozos productores:	Pozos perforados activos, productores de crudo, agua y gas
Recipiente plástico:	Recipiente plástico, para el almacenamiento de muestras producidas por los pozos productores.
Nalgene:	Recipiente plástico, con válvula inferior para el drenado de fluidos aceitosos decantados
Tela Oleofílica:	Tela absorbente de fluidos aceitosos y solventes.

FRECUENCIA

Este procedimiento aplicará cada vez que se realice toma de muestras de fluidos en los pozos productores de los diferentes campos.



PROCEDIMIENTO INTERNO
NALCO DE COLOMBIA LTDA

DOCUMENTOS DE SOPORTE O REFERENCIA

- CONSTITUCIÓN POLÍTICA:** art. 8- Obligación de todas las personas de proteger las riquezas naturales de la Nación
- art. 95 - Deber de proteger los recursos naturales y velar por la conservación de un ambiente sano

LEYES

- L. 9/79: art. 130-En la importación, fabricación, almacenamiento, transporte, comercio, manejo y disposición de sustancias peligrosas se deben tomar las medidas para prevenir daños en la salud humana, animal o al ambiente.
- Ley 55 de 1993 (ratifica Convenio 170 de 1990 sobre seguridad en el uso de productos químicos):
 - Art. 12: normas sobre la exposición a los productos y materias primas químicas.
 - Art. 13: control operativo a la producción con materia prima química.
 - Art. 14: eliminación de los residuos de la producción.
 - Art. 15: deber de información y de capacitación a los trabajadores.
 - Art. 16: deber de cooperación de los empleadores en materia de seguridad industrial en la utilización de productos químicos.
- Ley 769 de 2002. Art. 1, 2, 19, 28,30,32,34, 42, 50, 60-83, 85, 86, 106-108,109-115: Para que un vehículo pueda transitar por el territorio nacional, debe garantizar como mínimo el perfecto funcionamiento de frenos, del sistema de dirección, del sistema de suspensión, del sistema de señales visuales y audibles permitidas y del sistema de escape de gases; y demostrar un estado adecuado de llantas, del conjunto de vidrios de seguridad y de los espejos y cumplir con las normas de emisión de gases que establezcan las autoridades ambientales.

DECRETOS

- D.L. 2811/74: art. 32- Requisitos generales para el manejo, almacenamiento, transporte, empleo y disposición de sustancias y productos tóxicos y peligrosos.
- D. 1609/02: art.5- Requisitos unidad de transporte
- art. 11- Obligaciones del propietario de las sustancias o mercancías peligrosas
- Decreto 1973 de 1993: Art 11. Los empleadores deberán velar porque, cuando se transfieran productos químicos a otros recipientes o equipos, se indique el contenido de estos últimos a fin de que los trabajadores se hallen informados de la identidad de estos productos, de los riesgos que entraña su utilización y de todas las precauciones de seguridad que se deben tomar.

RESOLUCIONES

- Resolución 2400 /1979: Art. 9: superficie mínima de pavimento por trabajador.
- Art. 175 y 177 num. 5: tipo de calzado en áreas industriales de la empresa.
- Art. 655: Ingresos de trabajo libres de obstáculos.
- Art. 188-131: Uso de cinturones de seguridad y ameses para trabajos en altura.
- Art. 357-370: Condiciones técnicas de las herramientas manuales.
- Art. 378-387: condiciones técnicas de las herramientas de fuerza motriz.
- Art. 398-447: transporte manual y mecánico de los materiales de trabajo

- Resolución 3673 del 2008: Todos los artículos
- Resolución 19200, Art 1: Todos los vehículos automotores que transiten por las vías del territorio nacional, incluyendo las urbanas, deberán portar en los asientos delanteros el cinturón de seguridad.
- Resolución 2646 de 2008, Art 5-12,13-17,18-20: Identificación y evaluación de los factores psicosociales en el trabajo y sus efectos. Comprende: los aspectos intralaborales, los extra laborales o externos a la organización y las condiciones individuales. La evaluación de los factores psicosociales del trabajo comprende la identificación tanto de los factores de riesgo como de los factores protectores, con el fin de establecer acciones de promoción de la salud y prevención de la enfermedad en la población trabajadora. Intervención de los factores psicosociales en el trabajo y sus efectos. Incluye las Medidas preventivas y correctivas de acoso laboral. Determinación del origen de las patologías presuntamente causadas por estrés ocupacional.
- Resolución 1956 de 2008 Art 1,2,3,4,8: Se prohíbe en áreas interiores o cerradas de los lugares de trabajo. El empleador debe poner avisos alusivos a los sitios libres de humo. Adoptar medidas para disuadir a los trabajadores a que fumen en los lugares abiertos o a que no fumen. La ARP debe informar y educar a los afiliados.

DCS – 001 Down Hole Chemistry Service Crude Oil Wellhead Sampling and Free Water Separation.
ASTM D 3370 – 82 Manual de Prácticas Seguras, relacionado a la toma de muestras de fluidos.

PRODUCTOS

Utilización correcta del equipo de protección personal paso a paso sin incurrir en algún accidente que pueda lesionar al operador, a terceras personas, cause daños al medio ambiente, a los equipos o a la propiedad privada, de igual forma garantizar la pureza de la muestra en el momento del monitoreo.

INDICADORES DE DESEMPEÑO

INDICADOR	MEDIDO POR	FRECUENCIA	UBICACIÓN	RESPONSABLE REVISIÓN
Número de muestras tomadas contra número de muestras planeadas	Ingeniero Nalco	Mensual	Oficina Nalco OPS	Ingeniero Líder

PREREQUISITOS / CONDICIONES

La tela oleofílica utilizada para limpiar las salpicaduras o derrames de crudo se deben disponer en bolsas de color rojo, las cuales se desechan en canecas destinadas para tal fin. Estas canecas están colocadas en sitios estratégicos dentro de los CPF's o Facilidades.

Se debe tener en sitio un kit de derrames universal en caso de un posible vertimiento accidental

Los fluidos producto de drenajes y purgas se deben disponer en los sitios destinados para tal fin (caja API)

El pozo debe estar en línea en momento de realizar el muestreo

El toma muestra debe contar con doble válvula de bloqueo.

PRECAUCIONES DE SEGURIDAD, SALUD Y MEDIO AMBIENTE

Precaución:

Para realizar esta labor el personal deberá hacer uso de EPP adecuado (Casco, Botas de seguridad, Gafas de seguridad, Guantes de Nitrilo y/o Vaqueta, Ropa adecuada); Se debe cumplir con el procedimiento escrito y las acciones de control escritas en el AST-Anexo.

NOTAS:

MAPA DEL PROCEDIMIENTO

No.	QUIEN	TAREA	No	PASO	RESULTADO
1	Técnico o Ingeniero Nalco	ACCIONES PRELIMINARES	1.1	Coordinar con la autoridad del área la apertura del permiso.	AUTORIZACIÓN PARA REALIZAR TRABAJO
			1.2	Identificar un punto de muestreo representativo	PUNTO IDENTIFICADO
			1.3	Chequeo de presión de la línea en el punto de muestreo	PRESIÓN VERIFICADA
			1.4	Usar los EPP adecuados para la actividad (Ver Precauciones de Seguridad, Salud y Medio Ambiente)	EPP EN USO
			1.5	Verificar el cierre de las válvulas de corte y aguja en el punto de muestreo	VALVULAS CERRADAS
			1.6	Introducir el recipiente plástico en el toma muestra antes de drenar la línea del tubing	HABILITACION PARA DRENAJE
2	Técnico o Ingeniero Nalco	APERTURA DEL TOMA MUESTRA	2.1	Abrir lentamente a válvula de corte aguas arriba de la válvula de aguja, abrir lentamente la válvula de aguja.	VALVULAS ABIERTAS
			2.2	Drenar (3) tres veces aprox. el volumen empacuetado en el toma muestra para drenar el fluido estancado.	DRENAJE DEL SISTEMA O LINEA
3	Técnico o Ingeniero Nalco	RECOLECCION DE LA MUESTRA	3.1	Regular el flujo con válvula de aguja y colocar un recipiente plástico en el cual se recolectará la muestra (de acuerdo al caso, use un Naigene). Recolectar el volumen necesario	MUESTRA TOMADA
4	Técnico o Ingeniero Nalco	CIERRE DE TOMA MUESTRA	4.1	Completado el volumen de muestreo cerrar la válvula de corte aguas arriba de la válvula de aguja, cerrar lentamente la válvula de aguja	CIERRE DE VALVULAS
5	Técnico o Ingeniero Nalco	RETIRO DE RECIPIENTE Y ROTULADO	5.1	Retirar el recipiente del tubing toma muestra y taponarlo Rotular muestra con HMIS III®, registrar información de	MUESTRA ROTULADA



PROCEDIMIENTO INTERNO
NALCO DE COLOMBIA LTDA

			muestreo, Pozo, WHP, WHT, Fecha y Hora	
		ASEGURAMIENTO DE CIERRE	5.2	Verificar que no hay fugas en las válvulas. Si se requiere, drene cuidadosamente el agua libre al recipiente de drenaje
5	Técnico o ingeniero Nalco	DISPOSICIÓN DE FLUIDOS	6.1	Disponer de fluido drenado de acuerdo al procedimiento de manejo de residuos
FIN DEL PROCEDIMIENTO				

REVISIONES EFECTUADAS

REVISIÓN N°	REVISIÓN	AUTORIDAD / APROBACIÓN	RESPONSABLE REVISIÓN	FECHA DE APROBACIÓN	DETALLES
10	Lady J. Bauista	Hernán Gutierrez	Angela Diaz	Marzo 18/2010	Revisión
Firma	<i>[Signature]</i>	<i>[Signature]</i>	<i>[Signature]</i>		



PROCEDIMIENTO INTERNO
NALCO DE COLOMBIA LTDA

LISTA DE CHEQUEO IMPACTO AMBIENTAL

	IMPACTOS / EFECTOS AMBIENTALES	SI	NO	COMO VOY A PREVENIR EL IMPACTO O CONTROLAR EL EFECTO AMBIENTAL
1	Altero el aire, las aguas, el suelo y los demás recursos naturales renovables?	X		Seguir procedimiento escrito, disponer de tela oleofílica y equipo para control de derrames
2	Degrado, erosión y creos derrumbes de suelos y tierras?		X	
3	Incremento el aporte de sedimentos de los nachuelos, ríos, quebradas y depósitos de agua?		X	
4	Cambio el curso de los ríos y quebradas?		X	
5	Voy a extinguir o disminuir especies animales o vegetales		X	
6	Voy a introducir o a propagar enfermedades o plagas?		X	
7	Voy a introducir, utilizar y transportar especies animales o vegetales dañinas o sustancias peligrosas?		X	
8	Voy a alterar o a perjudicar en forma antiestética los paisajes naturales?		X	
9	Voy a acumular o a disponer en forma inadecuada los residuos sólidos, desechos y desperdicios?		X	
10	Voy a causar contaminación por ruido?		X	
11	Puedo hacer uso inadecuado de las sustancias peligrosas?		X	
12	Afecto el bienestar y la salud de los vecinos con mi procedimiento?		X	

NOTA:

Si alguna de las respuestas es SI, llenar la casilla de Prevención / Control

Yo, como Autoridad Ejecutante he revisado que los puntos de esta lista de chequeo se cumplen y me comprometo a cumplir con todas las normas y recomendaciones de esta Lista de Chequeo

Nombre Autoridad Ejecutante: _____ Firma: _____ Fecha: _____

Fecha: 18 de Marzo de 2010
 Nombre del Trabajo: TOMA DE MUESTRA DE FLUIDOS EN CABEZA DE POZOS PRODUCTORES

Grupo de Análisis: Heriberto Gutiérrez / Álvaro Sarmiento / Edwin Porras / Donaldo Pérez

No. Tarea	Descripción de las Tareas	Pasos Específicos de la Tarea	Peligros	Acciones de Control
1	INGRESO AL PUNTO DE MONITOREO Y ACCIONES PRELIMINARES	<ul style="list-style-type: none"> - Identificación del punto de muestreo - Chequeo de Presión del punto de muestreo - Verificar cierre de válvulas de corte y aguja en el punto de muestreo - Introducción de recipiente plástico en el punto de muestreo para drenaje 	<ul style="list-style-type: none"> - Vaia identificación de punto de muestreo - Altas Presiones en el punto de muestreo por taponamiento - Mala integridad de las válvulas del punto de muestreo - Derrame de fluidos 	<ul style="list-style-type: none"> - Identificar correctamente el punto de muestreo. - Verificar presiones del punto de muestreo en los Manómetros. - Manipular con cuidado las válvulas del punto de muestreo. - Ubicar correctamente el recipiente
2	APERTURA DEL TOMA MUESTRA	<ul style="list-style-type: none"> - Apertura lentamente la válvula de corte aguas arriba de la válvula de aguja y lentamente válvula de aguja - Drenaje de (3) veces aprox. el volumen de empaquetado en el toma muestras. - Disposición adecuada del fluido drenado 	<ul style="list-style-type: none"> - Salpicadura de fluidos en el cuerpo, altas presiones - Mal estado de las válvulas. - Derrame de fluidos, salpicadura de fluidos en el cuerpo. - Contaminación medio ambiental 	<ul style="list-style-type: none"> - Uso de careta, gafas de seguridad, ropa adecuada. - Verificar integridad de las válvulas. - Uso de careta, gafas de seguridad, ropa adecuada. Ubicar correctamente el recipiente. - Disponer adecuadamente el fluido drenado.

Aprobado por: Ing. QAVCC

Fecha: 18 de Marzo de 2010

Página 6 de 9

Fecha: 18 de Marzo de 2010
 Nombre del Trabajo: TOMA DE MUESTRA DE FLUIDOS EN CABEZA DE POZOS PRODUCTORES

Grupo de Análisis: Heriberto Gutiérrez / Álvaro Sarmiento / Edwin Porras / Donaldo Pérez

3	RECOLECCIÓN DE MUESTRA	<ul style="list-style-type: none"> - Ubicación de recipiente para toma de muestra (use un Naigene dependiendo del caso). - Regulación el flujo con la válvula de aguja y dirija el fluido hacia el recipiente - Recolección del volumen deseado de muestra 	<ul style="list-style-type: none"> - Derrame de fluidos. - Contaminación del medio ambiente 	<ul style="list-style-type: none"> - Ubicar correctamente el recipiente. - Si se usa Naigene, colocar tela oleofónica alrededor de la boca del mismo - Supervisar la salida de fluido hacia el recipiente - Controlar la salida de fluido con la válvula
4	CIERRE DE VÁLVULAS	<ul style="list-style-type: none"> - Cerrar lenta y completamente la válvula de corte aguas arriba de la válvula de aguja. - Cerrar lenta y completamente la válvula de aguja aguas abajo de la válvula de corte 	<ul style="list-style-type: none"> - Salpicadura de fluidos 	<ul style="list-style-type: none"> - Verificar cierre de las válvulas - No retirar recipiente hasta cerrar válvula - Tener a disposición tela oleofónica para contener cualquier goteo o salpicadura
5	RETIRO DE RECIPIENTE Y ROTULADO	<ul style="list-style-type: none"> - Retiro del recipiente del punto del toma muestras - Rotulación de recipiente con HIMS II-B, identificar datos de pozo. - Asegurar nuevamente cierre de válvulas 	<ul style="list-style-type: none"> - Derrame de fluidos - Identificar de forma incorrecta el fluido muestreado - Fuga de fluidos por falla de integridad en válvulas 	<ul style="list-style-type: none"> - Retirar el recipiente lentamente para evitar cualquier derrame accidental - Rotular de forma correcta el recipiente para evitar confusiones en Laboratorio de Análisis. - Verificar cierre de válvulas
6	DISPOSICIÓN DE FLUIDOS	<ul style="list-style-type: none"> - Disponer de fluidos drenados 	<ul style="list-style-type: none"> - Contaminación al medio ambiente 	<ul style="list-style-type: none"> - Disponer de forma adecuada los fluidos drenados

Aprobado por: Ing. QAVCC

Fecha: 18 de Marzo de 2010

Pág. 7 de 8

**ANEXO L:
PROCEDIMIENTO INTERNO PARA LA PRUEBA DE DETERMINACIÓN DE LA
PRESIÓN DE VAPOR REID PARA GLP EN PLANTA DE GAS CUSIANA.**

PASO 1: Realizar calentamiento del baño maría hasta alcanzar una temperatura de 100°F.



Figura 16. Baño de PVR



Foto 17. Termostato

PASO 2: Ingresar muestra a cámara de gasolina previamente extraída de la nevera, dejándola rebosar para asegurar aseguramiento de fracciones volátiles.



Figura 18. Adición de la muestra

PASO 3: Ensamblar cámara de aire a cámara de gasolina y agitar 10 veces para homogenización de las fases.



Figura 19. Ensamblaje (cámara de aire + cámara de gasolina)

PASO 4: Introducir ensamblaje en baño maría con la temperatura previamente estabilizada a 100°F y agitada de arriba hacia abajo por lo menos 10 veces con el fin de liberar fracciones volátiles dentro del sistema.



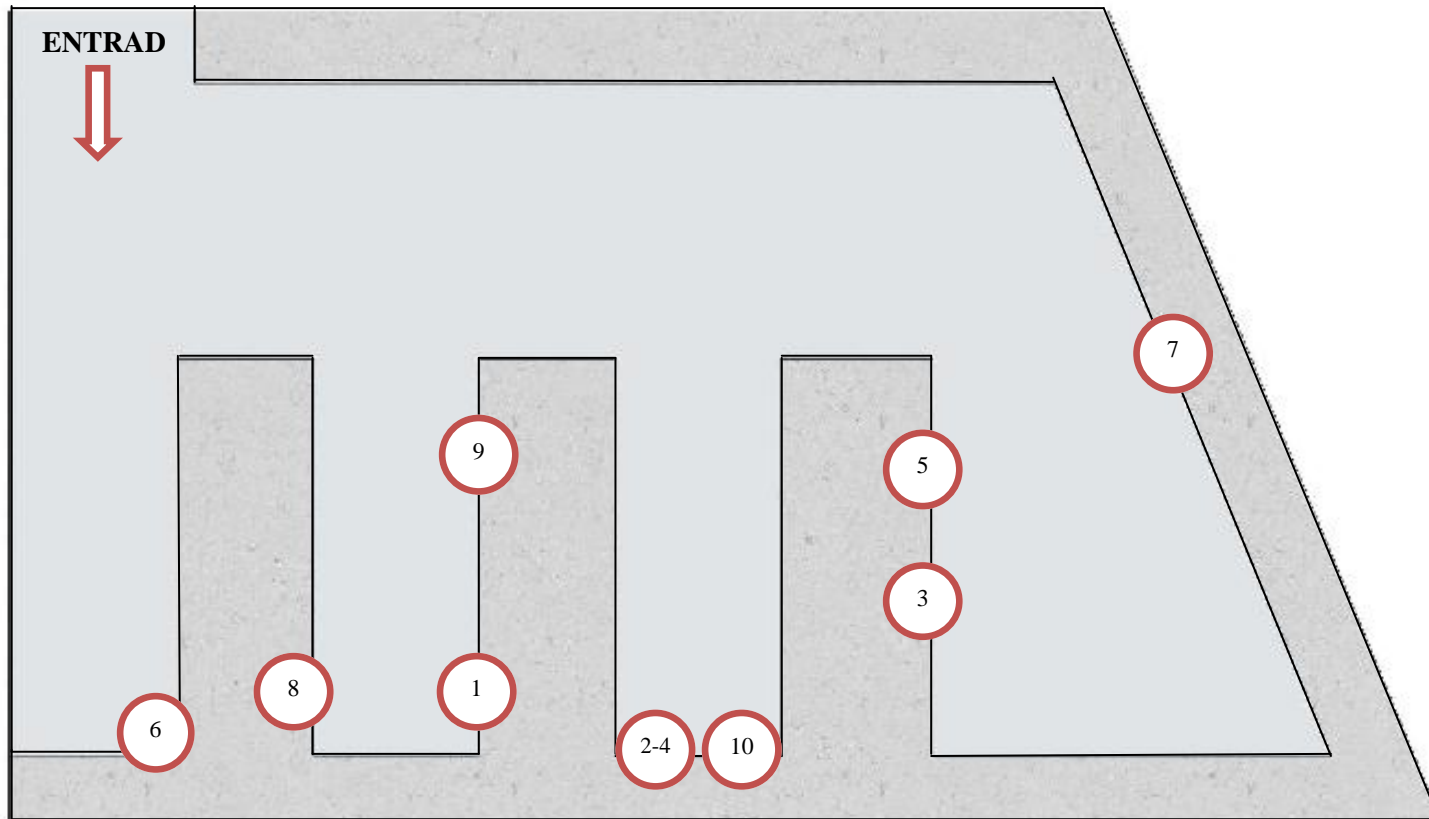
Figura 20. Inmersión del ensamblaje en baño maría

PASO 5: Esperar hasta que la presión se estabilice por cerca de 15 minutos y reportar data, este procedimiento se realiza con repetitividad igual a 3, es decir, 3 veces después de realizado todo el procedimiento desde el paso 1 hasta tener estable y constante la lectura de PVR para posteriormente ser reportada.



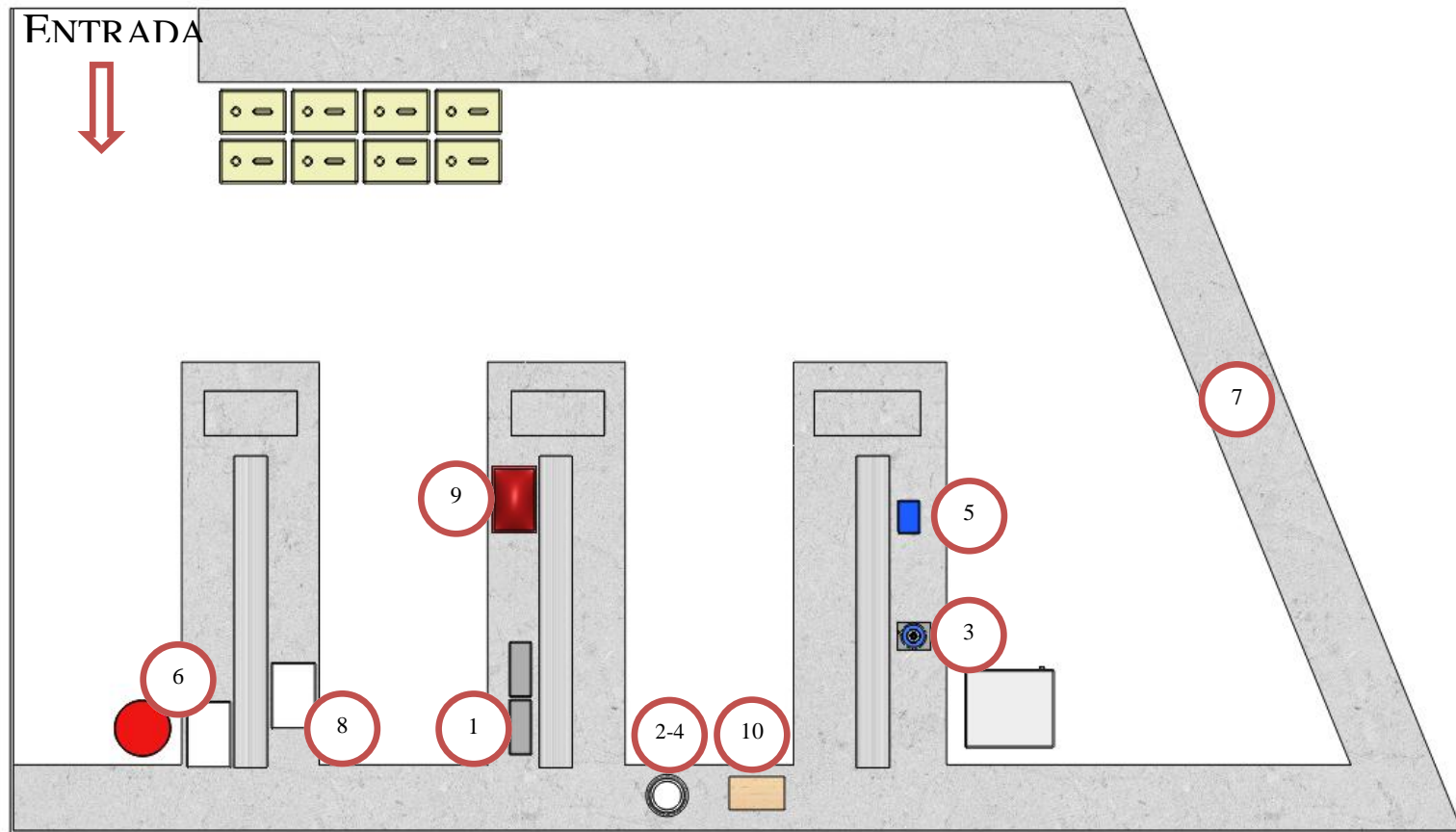
Figura 21. Registro de lectura

**ANEXO M:
PLANO DEL LABORATORIO DE “CRUDOS Y DERIVADOS” EN PLANTA**



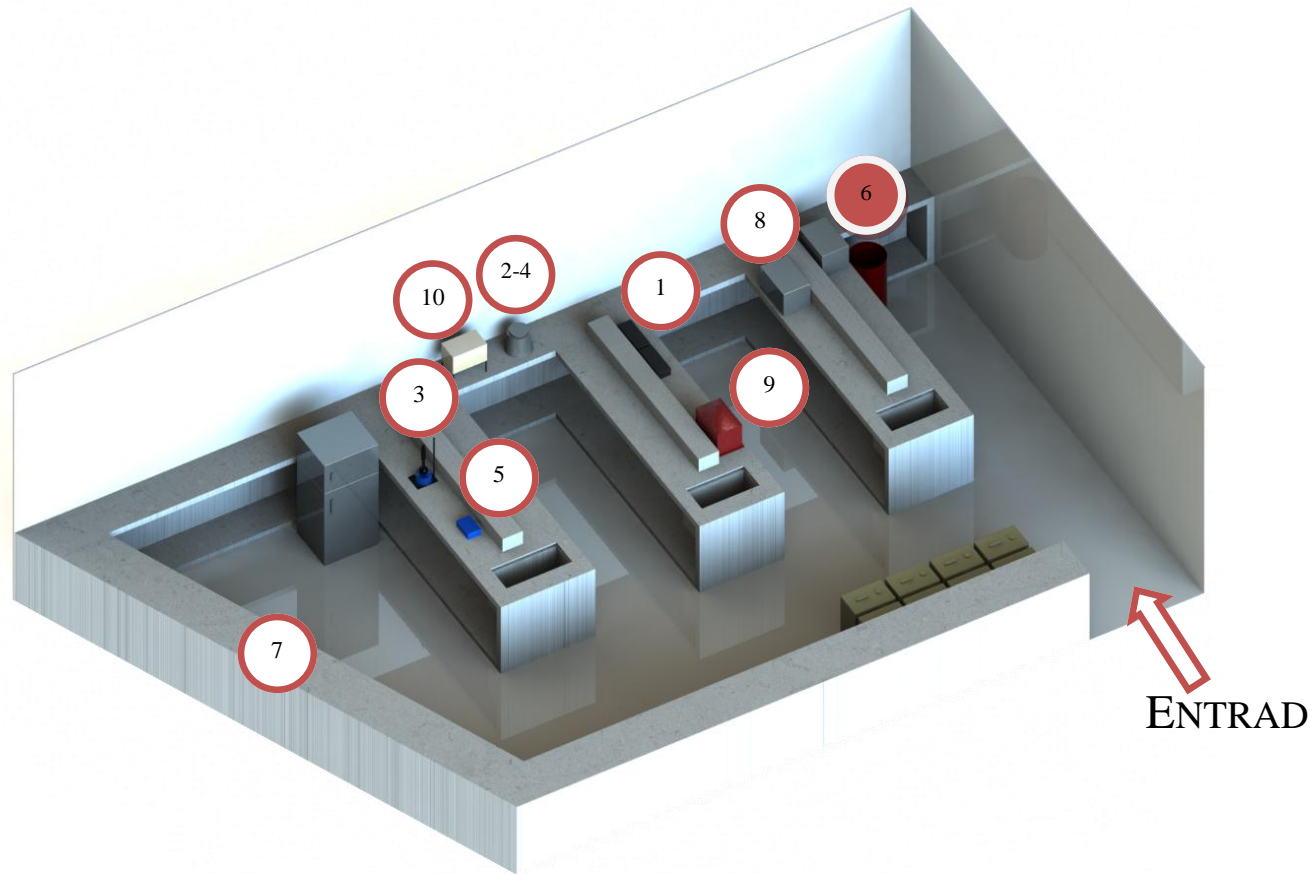
UBICACIÓN DE PRUEBAS Y EQUIPOS LABORATORIO DE CRUDOS UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA

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 Claveland
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.



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 Claveland
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.



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 Claveland
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.