RESOLUCIÓN ADMINISTRATIVA RAN-ANH-UN N° 14/2017
La Paz, 04 de agosto de 2017

VISTOS

El Informe Técnico DRI 0380/2016 de 21 de diciembre de 2016, elaborado en forma conjunta entre la Dirección de Refinación e Industrialización, dependiente de la Dirección Técnica de Transporte y Comercialización; y de la Dirección Técnica de Exploración y Explotación, sobre metodología para el cálculo de volumen de GLP para tanques presurizados.

CONSIDERANDO

Que, el artículo 365 de la Constitución Política del Estado establece que una institución autárquica de derecho público "...será responsable de regular, controlar, supervisar y fiscalizar las actividades de toda la cadena productiva hasta la industrialización, en el marco de la política estatal de hidrocarburos conforme con la ley...".

Que, la Ley N° 1600, de 28 de octubre de 1994, indica en el inciso k) del Artículo 10 que el ente regulador debe *"realizar los actos que sean necesarios para el cumplimiento de sus responsabilidades."*

Que, conforme dispone la Ley de Hidrocarburos N° 3058 de 17 de mayo de 2005, la Superintendencia de Hidrocarburos (ahora Agencia Nacional de Hidrocarburos) es el ente regulador en el sector de hidrocarburos.

Que, el artículo 10 de la Ley de Hidrocarburos, establece como principios que rigen la actividad petrolera, la eficiencia, la transparencia, la calidad, la continuidad, neutralidad, competencia y adaptabilidad.

Que, el Artículo 14 de la mencionada Ley de Hidrocarburos, establece que las actividades de comercialización, la distribución de gas natural por redes, el suministro y distribución de los productos refinados de petróleo y de las plantas de proceso en el mercado interno, entre otras, son *servicios públicos, que deben ser prestados de manera regular y continua para satisfacer las necesidades energéticas de la población y de la industria orientada al desarrollo del país.*

Que, el artículo 25 de la citada Ley de Hidrocarburos, dentro de las atribuciones del Ente Regulador señala *"Las demás facultades y atribuciones que deriven de la presente Ley y de la economía jurídica vigente en el país y que sean necesarias para el adecuado cumplimiento de sus responsabilidades".*

CONSIDERANDO

Que, la disposición final Séptima de la Ley N° 466 de Empresa Pública establece que para el cumplimiento de lo dispuesto en el artículo 365 de la Constitución Política del Estado, la Agencia Nacional de Hidrocarburos – ANH, queda encargada de emitir la normativa técnico jurídico necesaria para el cumplimiento de sus atribuciones de regulación, control, supervisión y fiscalización de todas las actividades del circuito productivo.

Que, el artículo 18 de la Ley N°3058, de 17 de Mayo de 2005, Ley de Hidrocarburos señala que "YPFB, en coordinación con las instancias competentes de hidrocarburos, constituirá, organizará, instalará y operara el Centro Nacional de Medición y Control de producción y transporte de hidrocarburos. Los volúmenes y composición de hidrocarburos tanto para exportación como para consumo interno y su transporte, serán controlados por este Centro que contará con la capacidad técnica, administrativa, de infraestructura y equipamientos necesarios".

La Paz: Av. 20 de Octubre N° 2685 esq. Campos • Telf.: Piloto (591-2) 243 4000 • Fax.: (591-2) 243 4007 • Casilla: 12953 • e-mail: info@anh.gob.bo
Santa Cruz: Av San Martín N° 1700, casi 4to anillo, Edif. Centro Empresarial Equipetrol • Telf: (591-3) 345 9124 - 345 9125 • Fax: (591-3) 345 9131
Cochabamba: Calle Néstor Galindo N° 1455 • Telf.: (591-4) 448 5026 - 441 7100 - 441 7101 - 448 8013 • Fax (591-4) 448 5025
Tarija: Calle Alejandro Del Carpio N° 845 • Telf.: (591-4) 664 9966 - 666 8627 • Fax: (591-4) 664 5830
Sucre: Calle Loa N° 1013 • Telf.: (591-4) 643 1800 • Fax: (591-4) 643 5344
www.anh.gob.bo

Que, el Directorio de YPFB mediante Resolución N° 050/2011, en uso de las facultades conferidas por sus Estatutos aprobados por Decreto Supremo N° 28324 de 1° de Septiembre de 2005, modificado mediante Decreto Supremo N° 0459 de 24 de marzo de 2010 resuelve: Establecer como único ente oficial de Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos para la actividades de medición, verificación, calibración, contrastación, ajuste, análisis, reportes estadísticos, adquisición de datos, monitoreo de volumen y calidad de hidrocarburos líquidos y gaseosos en toda la cadena Hidrocarburífera, al Centro Nacional de Medición y Control Hidrocarburífero (CNMCH), quien deberá desarrollar su actividad en el marco de las disposiciones normativas aplicables y vigentes.

Que, en fecha 16 de junio de 2015 el Ministerio de Hidrocarburos y Energía mediante nota MHE 04545 DESP 0860 señala: "……Esta cartera de Estado considera que dichos procedimientos, al contener temas de carácter técnico – Operativos, pueden ser regulados, supervisados y fiscalizados por su Entidad tomando en cuenta que la norma correspondiente a ser emitida, en el marco de sus competencias y conforme al ordenamiento jurídico vigente, debería establecer procedimientos técnicos y operativos que deben seguir para obtener óptimos resultados en la medición del GLP....."

CONSIDERANDO

El Informe Técnico DRI 0380/2016 de 21 de diciembre de 2016, informe conjunto de la Dirección de Refinación e Industrialización, dependiente de la Dirección Técnica de Transporte y Comercialización; y de la Dirección Técnica de Exploración y Explotación, sobre metodología para el cálculo de volumen de GLP para tanques presurizados, recomienda: *"remitir el presente informe a la Unidad de Normas para que elabore informe legal correspondiente y emita el acto administrativo que corresponda para aprobar el Anexo Procedimiento para el Cálculo de volumen de GLP en tanques presurizados"*

El Informe Técnico UN 038/2017 de 04 de agosto de 2017, recomienda: *Por lo expuesto anteriormente, el procedimiento propuesto es técnicamente aplicable, razón por la cual se recomienda la aprobación del "PROCEDIMIENTO TÉCNICO PARA EL CÁLCULO DE VOLUMEN DE GAS LICUADO DE PETRÓLEO (GLP) EN TANQUES PRESURIZADOS ESTACIONARIOS Y SUS ANEXOS" con el acto administrativo correspondiente.*

Que el Informe Legal UN 039/2017 de 04 de agosto de 2017 concluye: *"Por los antecedentes expuestos y el análisis legal realizado se concluye que habiéndose trabajado el proyecto de normativa técnica con las Direcciones involucradas y tomando en cuenta la recomendación del Ministerio de Hidrocarburos, no existe óbice legal alguno que impida la aprobación del Procedimiento Técnico para el Cálculo de Volumen de Gas Licuado de Petróleo (GLP) en tanques presurizados estacionarios y sus Anexos."*

POR TANTO

El Director Ejecutivo Interino de la Agencia Nacional de Hidrocarburos en uso de sus facultades y atribuciones.

RESUELVE:

PRIMERO.- (OBJETO) Aprobar e instruir la Implantación del "PROCEDIMIENTO TÉCNICO PARA EL CÁLCULO DE VOLUMEN DE GAS LICUADO DE PETRÓLEO (GLP) EN TANQUES PRESURIZADOS ESTACIONARIOS Y SUS ANEXOS" que forma parte integrante e indivisible de la presente Resolución Administrativa.

SEGUNDO.- (ÁMBITO DE APLICACIÓN) La presente Resolución Administrativa es de cumplimiento obligatorio para todas las Plantas de Almacenaje, Refinerías, Plantas de Separación de Líquidos, Plantas de procesamiento de Gas Natural, Estaciones del Sistema de Transporte por Ductos y otras empresas que realicen la medición estática de GLP.

TERCERO.- (PLAZOS) Las Plantas de Almacenaje, Refinerías, Plantas de Separación de Líquidos, Plantas de procesamiento de Gas Natural, Estaciones del Sistema de Transporte por Ductos y otras empresas que actualmente se encuentran en operación,

La Paz: Av. 20 de Octubre N° 2685 esq. Campos • Telf.: Piloto (591-2) 243 4000 • Fax.: (591-2) 243 4007 • Casilla: 12953 • e-mail: info@anh.gob.bo
Santa Cruz: Av San Martín N° 1700, casi 4to anillo, Edif. Centro Empresarial Equipetrol • Telf: (591-3) 345 9124 - 345 9125 • Fax: (591-3) 345 9131
Cochabamba: Calle Néstor Galindo N° 1455 • Telf.: (591-4) 448 5026 - 441 7100 - 441 7101 - 448 8013 • Fax (591-4) 448 5025
Tarija: Calle Alejandro Del Carpio N° 845 • Telf.: (591-4) 664 9966 - 666 8627 • Fax: (591-4) 664 5830
Sucre: Calle Loa N° 1013 • Telf.: (591-4) 643 1800 • Fax: (591-4) 643 5344
www.anh.gob.bo

deberán implantar el Procedimiento Técnico en las actividades de medición estática de GLP, en un plazo de tres (3) meses a partir de la publicación de la presente Resolución Administrativa, así también si corresponde, deberán adecuar o implementar sistemas informáticos para el correcto funcionamiento de las planillas de cálculo.

CUARTO.- (INFORMACION) Las Plantas de Almacenaje, Refinerías, Plantas de Separación de Líquidos, Plantas de procesamiento de Gas Natural, Estaciones del Sistema de Transporte por Ductos y otras empresas, deberán mantener bajo custodia la información resultante de las mediciones realizadas.

QUINTO.- (VIGENCIA) La presente Resolución Administrativa entrará en vigencia a partir de su publicación en un medio de prensa a nivel nacional.

SEXTO.- (CUMPLIMIENTO) Quedan encargadas de vigilar el cumplimiento de la presente Resolución Administrativa, la Dirección Técnica de Transporte y Comercialización y la Dirección Técnica de Exploración y Producción de la Agencia Nacional de Hidrocarburos.

Regístrese, Publíquese y Archívese.

Es conforme.

Ing. Gary Medrano Villamor.MBA.
DIRECTOR EJECUTIVO a.i.
AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS

Abog. Cesar Andres Arando Rubino
ENCARGADO DE LA UNIDAD DE NORMAS a.i.
AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS

REVISADO
N.A. Lamas
A.N.H.

La Paz: Av. 20 de Octubre N° 2685 esq. Campos • Telf.: Piloto (591-2) 243 4000 • Fax.: (591-2) 243 4007 • Casilla: 12953 • e-mail: info@anh.gob.bo
Santa Cruz: Av San Martín N° 1700, casi 4to anillo, Edif. Centro Empresarial Equipetrol • Telf: (591-3) 345 9124 - 345 9125 • Fax: (591-3) 345 9131
Cochabamba: Calle Néstor Galindo N° 1455 • Telf.: (591-4) 448 5026 - 441 7100 - 441 7101 - 448 8013 • Fax (591-4) 448 5025
Tarija: Calle Alejandro Del Carpio N° 845 • Telf.: (591-4) 664 9966 - 666 8627 • Fax: (591-4) 664 5830
Sucre: Calle Loa N° 1013 • Telf.: (591-4) 643 1800 • Fax: (591-4) 643 5344
www.anh.gob.bo

Código: ANH/DS1996-A06, V1



"PROCEDIMIENTO TÉCNICO PARA EL CÁLCULO DE VOLUMEN DE GAS LICUADO DE PETRÓLEO (GLP) EN TANQUES PRESURIZADOS ESTACIONARIOS"

Aprobado con RAN-ANH-UN N° 14/2017,
de 04 de agosto de 2017

PROCEDIMIENTO TÉCNICO PARA EL CÁLCULO DE VOLUMEN DE GAS LICUADO DE PETRÓLEO (GLP) EN TANQUES PRESURIZADOS ESTACIONARIOS

1. Objeto

El presente reglamento tiene por objeto describir los lineamientos técnicos para el cálculo del volumen del Gas Licuado de Petróleo (GLP) almacenado en un tanque presurizado, cuya medición debe ser en condiciones estáticas (el fluido contenido en el tanque debe encontrarse en condiciones de quietud o reposo total).

2. Atribuciones

2.1. Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH)

La ANH a través de sus direcciones competentes será la responsable de:

a) Definir y reglamentar los puntos de transferencia de custodia para el control de volúmenes y especificaciones de calidad de GLP.
b) Verificar y aprobar los procedimientos técnicos – operativos y sistemas de medición utilizados por las operadoras.
c) Controlar y supervisar la vigencia de las certificaciones de calibración de todos los elementos que conforman el sistema de medición.
d) Analizar, procesar y custodiar la información remitida por las empresas operadoras que desarrollan actividades de producción, refinación, transporte, almacenamiento y engarrafado de GLP.

2.2. Centro Nacional de Medición y Control de Hidrocarburos (CNMCH)

El CNMCH a través de la Dirección de Línea competente en materia de fiscalización de hidrocarburos será el responsable de:

a) Actualizar, custodiar, aplicar y difundir de este Procedimiento, contando para este fin con el apoyo del Comité Técnico de Medición de YPFB y tendrá como responsabilidad las siguientes funciones.
b) Velar por el fiel cumplimento del presente reglamento en las facilidades establecidas para la medición fiscal, a objeto de garantizar la exactitud en la determinación de Volúmenes de Gas Licuado de Petróleo.
c) Verificar y validar los procedimientos y sistemas de medición utilizados por las operadoras, así como también de asegurar la vigencia de las certificaciones de calibración de todos los elementos que conforman el sistema de medición.

2.3. Empresas del Sector

YPFB CORPORACION, las empresas subsidiarias y todas aquellas empresas que operan con el GLP, tendrán las siguientes atribuciones:

a) Garantizar el buen funcionamiento de los sistemas de medición para obtener la información confiable y auditable de los volúmenes medidos;
b) Cumplir lo establecido en el presente Reglamento.
c) Garantizar la calidad de las mediciones, a través de las calibraciones y verificaciones realizadas a los instrumentos de medición.

d) Generar y custodiar la documentación que respalden los cálculos.
e) Implementar la metodología de cálculo de volúmenes de GLP, en las operaciones que se realicen con GLP.
f) Capacitar a su personal en materia del presente Procedimiento.

3. Documentos y Normas Relacionadas

3.1. Disposiciones Legales Aplicables

- Constitución Política del Estado de 07 de febrero de 2009.
- Ley Nº 1600, de 28 de octubre de 1994, Sistema de Regulación Sectorial.
- Ley Nº 3058, de 17 de mayo de 2005, Ley de Hidrocarburos.
- Decreto Supremo Nº 1499, de 20 de febrero de 2013, que aprueba los reglamentos de calidad de carburantes y lubricantes.
- Decreto Supremo Nº 2741, de 27 de abril de 2016, que modifica y complementa el Reglamento de Calidad de Carburantes y el Reglamento de Lubricantes, aprobados por Decreto Supremo N° 1499, de 20 de febrero de 2013.
- Decreto Ley N° 15380 de 28 de marzo de 1978, promulga la Ley Nacional de Metrología.
- Resoluciones Administrativas emitidas por la Agencia Nacional de Hidrocarburos, que aprueban los Términos y Condiciones Generales del Servicio para Hidrocarburos Líquidos (TCGS);

3.2. Normas Relacionadas

- API MPMS Chapter 1, Vocabulario
- API MPMS Chapter 11 Physical Properties Data Section 2, Part 4—Temperature Correction for the Volume of NGL and LPG Tables 23E, 24E, 53E, 54E, 59E, and 60E ASTM Technical Publication [Stock No. PETROLTBL-TP27] GPA Technical Publication TP-27.
- API MPMS Chapter 14-Natural Gas Fluids Measurement Section 8-Liquefied Petroleum Gas Measurement. SECOND EDITION, JULY 1997 Reaffirmed Y2002
- GPA Standard 2145-09 Table of Physical Properties for Hydrocarbons and Other Compounds of Interest to the Natural Gas Industry.
- GPA Standard 2165-95 Analysis of Natural Gas Liquid Mixtures by Gas Chromatography
- GPA Standard 8195-95 Tentative Standard for Converting Net Vapor Space Volumes to Equivalent Liquid Volumes.
- ASTM D-1265-97 Standard Practice for Sampling Liquefied Petroleum (LP) Gases (Manual Method)
- ASTM D-3700 Standard Practice for Containing Hydrocarbon Fluid Samples Using a Floating Piston Cylinder.
- OIML, International Vocabulary of Basic and General Terms in Metrology.
- VIM, Vocabulario Internacional de Metrología.

4. Definiciones

Aforo de Calibración del Tanque, tabla específica para cada tanque presurizado, que relaciona el nivel de producto con el Volumen Bruto de la Fase Líquida en diferentes niveles de medición. Es emitida por IBMETRO u otro órgano competente.

ANH, Agencia Nacional de Hidrocarburos. La Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH) nace en sustitución de la Superintendencia de Hidrocarburos, con renovadas responsabilidades y bajo el vigente marco constitucional. Su tarea es regular, controlar, fiscalizar y supervisar, de acuerdo a las políticas nacionales, todas las actividades de la cadena de hidrocarburos desarrolladas.

CNMCH, Centro Nacional de Medición y Control de Hidrocarburos. Única entidad oficial de YPFB para las actividades de medición, verificación, calibración, contrastación, ajuste, análisis, reportes estadísticos, adquisición de datos y monitoreo de volumen y calidad de hidrocarburos líquidos y gaseosos en toda la cadena de hidrocarburos

Cromatografía, Conjunto de técnicas basadas en el principio de retención selectiva, cuyo objetivo es separar los distintos componentes de una mezcla, permitiendo identificar y determinar las cantidades de dichos componentes.

Densidad Relativa Observada (Fase Líquida), Se define como la relación entre la Densidad del Producto a una temperatura determinada respecto a la Densidad del agua a la temperatura de referencia. Esta variable se lee en un termodensímetro a presión.

Densidad Relativa a 60ºF, Se define como la relación entre la Densidad del Producto a la temperatura de 60ºF respecto a la Densidad del agua.

Elevación del Sitio, Altura sobre el nivel del mar, donde se encuentra ubicado el tanque presurizado (En forma general se refiere a la Altura sobre el nivel del mar donde se encuentra la Planta o Instalación que albergan a los tanques de Almacenaje).

Empresas Subsidiarias, Las Empresas subsidiarias son: YPFB Andina S.A., YPFB Chaco S.A., YPFB Petroandina S.A.M., YPFB Logística S.A., YPFB Aviación S.A., YPFB Refinación S.A., YPFB Transporte S.A., GasTransBoliviano S.A.

Empresas Privadas que operan en Bolivia, Las petroleras privadas que operan en el país son Repsol E&P Bolivia, Petrobras Bolivia, PlusPetrol, British Gas (BG) Bolivia, Petrobras Argentina, Vintage Petroleum, Gas To Liquid International (GTLI), Canadian Energy y Matpetrol y otras relaciones con el rubro.

Factor de Compresibilidad, Es la relación entre el volumen molar de un gas respecto al volumen molar de un gas ideal a la misma presión y temperatura. Este factor generalmente se expresa como "Z" y es calculado empleando ecuaciones de estado.

Factor de Corrección de Volumen para Fase Gaseosa (fg), Factor utilizado para calcular el volumen de vapor equivalente a líquido a condiciones estándar. Se calcula a partir de la norma **GPA 8195-95**.

Factor de Corrección de Volumen para Fase Liquida (CTL), Factor utilizado para calcular el volumen del líquido a condiciones estándar. Se calcula a partir de la norma **API MPMS 11.2.4, 2007**

GLP (Gas Licuado de Petróleo), Mezcla de gases licuados presentes en el gas natural o disueltos en el petróleo. Los componentes del GLP, aunque a temperatura y presión ambientales son gases, son fáciles de licuar si se cambian las condiciones de presión y temperatura.

GLP Comercial, Mezcla de propano y butano que debe cumplir las especificaciones de calidad establecidas en el Reglamento de calidad de Carburantes vigente. La Densidad Relativa del GLP Comercial se encuentra en el rango de 0.520 a 0.570

IBMETRO, Instituto Boliviano de Metrología, ente oficial en el territorio nacional que realiza calibraciones y certificaciones.

Presión Absoluta, Es la suma de la presión del fluido (presión manométrica) y la presión atmosférica local.

Presión Critica, Es la presión necesaria para condensar el vapor a una temperatura crítica.

Presión de Vapor, Es la presión que ejerce la fase gaseosa 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.
Presión Manométrica, Es la presión del fluido en un tanque presurizado, se mide con un manómetro u otro dispositivo instalado en el tanque.
Temperatura Crítica, Es la temperatura más alta en la que un líquido puede existir en fase líquida. Por encima de esta temperatura, el fluido es un gas y no puede ser licuado, independientemente de la presión aplicada.
Temperatura estándar, Es la temperatura de referencia a la cual se corrige los volúmenes de petróleo y sus derivados, en el Sistema Inglés es 60 ° F.
Temperatura Observada de la Muestra, Es la temperatura de la muestra de producto que se lee con el termodensímetro a presión.
Temperatura Observada en el Tanque, Es la temperatura del fluido en un tanque presurizado, se mide con un termómetro u otro dispositivo instalado en un tanque.
Termodensímetro a Presión, Probeta a presión, provista de un instrumento llamado termodensímetro que se emplea para determinar de forma simultánea la Densidad Relativa Observada y la Temperatura observada de la muestra.
Volumen Bruto de la fase gaseosa (Volumen de Vapor sobre el Líquido), Es la diferencia entre la capacidad máxima del aforo del tanque y el Volumen Bruto del Líquido. Referencia Normativa API 14.8 7.7.
Volumen Bruto de la fase liquida (Volumen de Liquido a Condiciones de Tanque), Es el volumen del líquido contenido en el tanque, se determina por medición directa del nivel de líquido utilizando la tabla de calibración del tanque o dispositivos de medición Referencia Normativa: API 14.8 7.7.
Volumen de Fase Gaseosa Equivalente a Líquido a Condiciones Estándar (VG-EL), Es el volumen de la fase gaseosa en el tanque presurizado corregido a condiciones estándar. Se obtiene al multiplicar el Volumen Bruto de la fase gaseosa por el factor de corrección de Fase Gaseosa. Referencia Normativa: API 14.8 7.7
Volumen de Fase Liquida a Condiciones Estándar (VL@60°F),Es el volumen de la fase líquida en el tanque presurizado corregido a condiciones estándar. Se obtiene al multiplicar el Volumen Bruto de la fase líquida por el factor de corrección de la fase líquida. Referencia Normativa: API 14.8 7.7
Volumen Neto (VT), Es el Volumen Neto de GLP en un tanque presurizado corregido a condiciones estándar. Se obtiene al sumar el Volumen de Fase Liquida a condiciones estándar y el Volumen de Fase Gaseosa Equivalente a Líquido a condiciones estándar. Referencia Normativa: API 14.8 7.7
YPFB CORPORACION, es una empresa autárquica de derecho público, inembargable, con autonomía de gestión administrativa, técnica y económica, en el marco de la política estatal de hidrocarburos. YPFB, bajo tuición del Ministerio del ramo y como brazo operativo del Estado, es la única facultada para realizar las actividades de la cadena productiva de hidrocarburos y su comercialización.

5. Metodología de Cálculo de Volumen de Gas Licuado de Petróleo (GLP)

La memoria de cálculo será empleada para determinar los Volúmenes Netos de Gas Licuado de Petróleo que se almacenan en los tanques presurizados y cuya medición se efectúe por el Método Estático, en esta metodología se emplean las normas descritas en la Sección 3.2.

Está fuera del alcance de este reglamento las técnicas y los procedimientos que se emplean para obtener la información que será necesaria para calcular el volumen neto de GLP.

5.1. Cálculo Volumétrico en Sistemas Estáticos (Tanques Presurizados)

El cálculo volumétrico se realiza a partir del empleo de los aforos de los tanques presurizados calibrados por IBMETRO y los instrumentos colocados en el tanque para determinar la presión y temperatura del fluido contenido en el tanque, adicionalmente se obtienen muestras del tanque para determinar la Densidad Relativa o la cromatografía del producto.

De acuerdo a lo establecido en la Norma API MPMS Capitulo 14 Sección 8, el Volumen Neto de GLP a condiciones estándar, se define como la suma del volumen de la fase líquida a condiciones estándar más el volumen de la fase gaseosa equivalente a líquido a condiciones estándar.

$$V_{NETO}=V_{FL}+V_{FG-EL}$$ **API 14.8 (7.7)**

Dónde:

VNETO = Volumen Neto de GLP a Condiciones Estándar;
VFL = Volumen de Fase Liquida a Condiciones Estándar; y
VFG-EL = Volumen de Fase Gaseosa Equivalente a Liquido a Condiciones Estándar.

El Volumen de la fase líquida a condiciones estándar está definida por la Norma API MPMS Capitulo 14 Sección 8, como:

$$V_{FL}=V_{BRUTO\ LIQ.}\times f_L$$ **API 14.8 (7.7)**

Dónde:

VFL = Volumen de Fase Liquida a Condiciones Estándar;
VBRUTO LIQ. = Volumen Bruto del Líquido; y
fL = Factor de Corrección de Volumen para Fase Liquida. (CTL)

El Volumen de la fase gaseosa equivalente a líquido a condiciones estándar está definida por la Norma API MPMS Capitulo 14 Sección 8, como:

$$V_{FG-EL}=V_{BRUTO\ GAS}\times f_G$$ **API 14.8 (7.7)**

Dónde:

VFG-EL = Volumen de Fase Gaseosa Equivalente a Liquido a Condiciones Estándar;
VBRUTO GAS = Volumen Bruto de Vapor sobre el Líquido; y
fG = Factor de Corrección de Volumen para Fase Gaseosa.

5.2. Cálculo de la Densidad Relativa a condiciones estándar (@60 °F).- API 11.2.4 (5.1.2) TABLA 23E

Para el cálculo de la Densidad Relativa a condiciones estándar se sigue los lineamientos indicados en la norma API MPMS 11.2.4 Ítem 5.1.2., los mismos se encuentran desarrollados en el **Anexo A** de este procedimiento.
Nota: Para la determinación de esta variable es necesario disponer de los datos de entrada: Densidad Relativa observada y Temperatura de muestra observada.

La densidad relativa a condiciones estándar @ 60 °F, se utiliza como dato de entrada para el cálculo del CTL.

5.3. Cálculo del factor de corrección de volumen en fase líquida fL (CTL).- API 11.2.4 (5.1.1) TABLA 24E

Para el cálculo del factor de corrección de volumen líquido (CTL) se sigue los lineamientos indicados en la norma API MPMS 11.2.4 Ítem 5.1 de acuerdo a lo enunciado en el **Anexo B** del presente documento.
Nota: Los fluidos se caracterizan por la especificación de la densidad relativa a la temperatura de la base, 60 °F.

5.4. Cálculo de la presión atmosférica local promedio (Patm)

Los gases tienen la particularidad de ser compresibles, por tanto en los cálculos que se realicen en la fase gaseosa debe considerarse la Presión Absoluta, que está definida como:

$$P_{Absoluta} = P_{manométrica} + P_{atmosférica}$$

La Presión manométrica del fluido se obtiene del manómetro u otro dispositivo instalado en el tanque presurizado.
La Presión atmosférica local promedio se calcula a partir de los lineamientos indicados en la norma AGA 3-A-5, usando las ecuaciones publicadas en las Tablas Metrológicas de Smithsonian:

$$P_{atm} = 14.54 * [55096 - (Elevación, ft - 361) 55096 + (Elevación, ft - 361)] \quad (3\text{- A - }5)$$

Dónde:

Elevación (ft) = Es el dato de elevación de la ubicación del sitio donde se desea realizar el cálculo en unidad de pies (ft)

5.5. Cálculo de factor de corrección de volumen de fase gaseosa o volumen liquido por volumen de vapor fg.

Para el cálculo del factor de corrección de volumen de la fase gaseosa ***(fg)*** se sigue los lineamientos indicados en **la norma GPA 8195-95,** que se encuentran descritos en el **Anexo C** del presente documento. La norma GPA 8195-95 establece 2 métodos para realizar el cálculo del factor de corrección de fase gaseosa:

Método 1. Se emplea este procedimiento cuando se conocen las siguientes variables: Densidad Relativa @ 60 °F, Temperatura y Presión Absoluta. El factor de fase gaseosa se determina utilizando las Correlaciones de Compresibilidad B y F (variables algebraicas para el cálculo del factor de compresibilidad de vapor) proporcionadas en los gráficos 6.1 y 6.2 de la norma GPA Standard 8195 (Anexo C).
El cálculo del factor de corrección de la fase gaseosa se realiza por la siguiente ecuación:

$$fg = P \; x \; F1 - (B \; x \; P)$$

Dónde:
fg = Factor de Corrección de Volumen para Fase Gaseosa;
P = Presión absoluta (psia);

B = Variable algebraica para el cálculo del factor de compresibilidad de vapor. Obtenido de grafico 6.1 de la norma GPA 8195-95; y
F = Variable algebraica para el cálculo del factor de compresibilidad de vapor. Obtenido de grafico 6.2 de la norma GPA 8195-95.

Método 2 Se emplea este procedimiento cuando se conocen las siguientes variables: Composición del GLP (% volumen de líquido), Densidad Relativa @ 60 °F, Temperatura y Presión Absoluta. El factor de compresibilidad del vapor se calcula utilizando la ecuación de Pitzer-Curl. Las correlaciones de esta aplicación se anexan en la tabla 5.1, Anexo C.

Nota: Las constantes utilizadas en la metodología 2 de la norma GPA 8195-95, fueron actualizadas de acuerdo a la información de la última versión de la norma **GPA 2145-09** *"Table of Physical Properties for Hydrocarbons and Other Compounds of Interest to the Natural Gas Industry"*

6. Variables de entrada y salida

Para la aplicación del método se requiere la siguiente información:

6.1. Datos de entrada

- **Capacidad Total del Tanque.-** Informe de calibración del tanque.
- **Nivel de producto en el Tanque.-** Con esta variable se lee el Volumen Bruto del líquido empleando las tablas del Aforo de Calibración del Tanque;
- **Presión Observada en el Tanque.-** Valor obtenido del Manómetro u otro dispositivo instalado en el Tanque;
- **Temperatura Observada en el Tanque.-** Valor obtenido del Termómetro u otro dispositivo instalado en el Tanque;
- **Elevación de la ubicación del sitio donde se desea realizar el cálculo en unidad de pies (ft).-** Información obtenida de Google u otra aplicación, en un proceso de transferencia de custodia este valor debe ser idéntico para ambas empresas.
- **Análisis Cromatografico del GLP.-** Valor obtenido del análisis de laboratorio;
- **Densidad Relativa Observada.-** Valor obtenido del termodensímetro de la Muestra en Campo;
- **Temperatura Observada de la Muestra.-** Valor obtenido del termodensímetro de la Muestra en Campo.

6.2. Datos de Salida

- **Presión Atmosférica Local Promedio.-** Se calcula a partir del AGA 3;
- **Densidad Relativa a Condiciones Estándar.** Puede obtenerse de 2 formas: 1) Del análisis Cromatográfico y 2) Por el cálculo de la norma API MPMS 11.2.4 Sección 5.1.2;
- **Factor de Corrección de Fase Liquida.** Se calcula por la norma API MPMS 11.2.4, Sección 5.1.1;
- **Factor de Corrección de Fase Gaseosa.-** Se calcula por la norma GPA 8195-95, por uno de los dos métodos;
- **Volumen de Fase Liquida a condiciones estándar.-** Se calcula por la norma API MPMS 14.8;
- **Volumen de Fase Gaseosa Equivalente a Líquido a condiciones estándar.-** Se calcula por la norma API MPMS 14.8; y

- **Volumen Neto de GLP a condiciones estándar.-** Se calcula por la norma API MPMS 14.8

7. Desarrollo del software y planilla de cálculo en Excel de la Nueva Metodología

SOLVER desarrolla el software para calcular las variables descritas a continuación, basado en normas técnicas relacionadas:

- Densidad Relativa @ 60°F, a partir de la Densidad Relativa Observada y la Temperatura Observada, de acuerdo a lo establecido en la norma API MPMS 11.2.4 Sección 5.1.2;
- Factor de corrección de fase líquida o CTL, a partir de la Densidad Relativa @ 60°F y la Temperatura del fluido en el tanque, de acuerdo a lo establecido en la norma API MPMS 11.2.4 Sección 5.1.1; y
- Factor de corrección de fase gaseosa, por el Método 1, a partir de: la Densidad Relativa @ 60°F, la Temperatura del fluido en el tanque y la Presión absoluta del fluido en el tanque de acuerdo a lo establecido en la norma GPA 8195-95. Cabe indicar que la empresa SOLVER desarrolló ecuaciones polinómicas de 5° grado a partir de los gráficos 6.1 y 6.2 de la norma GPA 8195-95, para calcular las variables algebraicas B & F.

El Comité Técnico de Medición, por su parte desarrolló el siguiente trabajo:

- Cálculo del Factor de corrección de fase gaseosa, por el Método 2, a partir de: la Cromatografía del gas, (expresada en % Vol. Liq.), propiedades críticas de los elementos, Densidad Relativa @ 60°F, Temperatura del fluido en el tanque y Presión absoluta del fluido en el tanque de acuerdo a lo establecido en la norma GPA 8195-95;
- Elaboración de la Planilla de cálculo en Excel considerando lo siguiente: Software desarrollado por SOLVER, Método 2 para el cálculo de la cromatografía, aplicación de las cifras significativas de las distintas variables, etc. La planilla desarrollada se detalla en el Anexo F Sección 1.
- En varias instalaciones que manejan GLP, se pudo observar que no se cuenta con un punto de muestreo que permita tomar la muestra del tanque, este punto se encuentra aguas arriba, motivo por el cual se desarrolló una planilla alterna para calcular la Cromatografía y la Densidad Relativa @ 60°F en el Estado Final, a partir de los variables conocidas de ingreso al tanque, la misma se encuentra detallada en el Anexo F Sección 2. Cabe indicar que en esta planilla se puede ingresar la composición del Estado Inicial y del Estado de Ingreso en % Vol. Liq. o % Molar, la planilla permite efectuar la conversión empleando la norma GPA 2165-95. De la misma forma en Condiciones Finales se puede obtener la composición del gas en cualquiera de las unidades descritas: % Vol. Liq. o % Molar.

Con las planillas elaboradas en Excel se calcula todos los factores requeridos en el procedimiento hasta obtener el resultado final del Volumen Neto de GLP contenido en el recipiente a presión expresado en litros y barriles, además de la Masa Neta en Kilogramos.

8. Aplicación de la metodología

Las planillas elaboradas para la aplicación de la nueva metodología de cálculo de volúmenes de GLP consideran dos procesos:

- **Bombeo de GLP desde el tanque presurizado,** en este proceso se consideran todas las operaciones que están relacionados con la salida de GLP desde el tanque donde se

realizará el cálculo (TK-A) como ser: Bombeo del TK-A a un Poliducto, Carguío del TK-A a un camión cisterna,
Transferencia de producto del TK-A a otro tanque y otras operaciones que estén relacionadas con la salida de GLP del tanque (TK-A)

- **Recepción en el tanque presurizado,** en este proceso se consideran todas las operaciones que están relacionados con el ingreso de GLP al tanque donde se realizará el cálculo (TK-A) como ser: Recepción en el TK-A desde un Poliducto, Descarguio en el TK-A desde un camión cisterna, Transferencia de producto en el TK-A desde otro tanque y otras operaciones que estén relacionadas con el ingreso de GLP al tanque (TK-A)

8.1. Proceso de Recepción en Tanque Presurizado

8.1.1. Proceso de Recepción en Tanque Presurizado (Cálculo por método B&F)

El Ejemplo de cálculo se detalla en el Anexo G (Sección 1).

8.1.2. Proceso de Recepción en Tanque Presurizado (Cálculo por Cromatografía)

El Ejemplo de cálculo se detalla en el Anexo G (Sección 2).

8.2. Proceso de Bombeo de Tanque Presurizado

8.2.1. Proceso de Bombeo de Tanque Presurizado (Cálculo por método B&F)

El Ejemplo de cálculo se detalla en el Anexo G (Sección 3).

8.2.2. Proceso de Bombeo de Tanque Presurizado (Cálculo por Cromatografía)

El Ejemplo de cálculo se detalla en el Anexo G (Sección 4).

8.3. Punto de muestreo ubicado en la línea de recepción del Tanque Presurizado

En el relevamiento efectuado a las instalaciones de las distintas empresas que manejan GLP a nivel nacional, se pudo evidenciar que algunas de ellas no cuentan con un punto de muestreo en el tanque, lo que dificulta efectuar el cálculo debido a la imposibilidad de obtener la muestra ya sea para calcular la Densidad Relativa o la Cromatografía en Condiciones Finales; el punto de muestreo está ubicado en la línea de ingreso al tanque. Con la finalidad de que la nueva metodología sea aplicable a estos casos, se ha empleado métodos numéricos que permiten calcular la Densidad Relativa o la Cromatografía en el Estado Final, a través de un método indirecto empleando el balance másico descrito en el Anexo H y que se incluye en la planilla electrónica en excel.

8.3.1. Proceso de Recepción en Tanque Presurizado (Cálculo iterativo por método B&F)

El ejemplo de cálculo se detalla en el Anexo G (Sección 5).

8.3.2. Proceso de Recepción en Tanque Presurizado (Cálculo iterativo por Cromatografía)

El ejemplo de cálculo se detalla en el Anexo G (Sección 6).
La Sección 7 del Anexo G, muestra el manual del llenado de la planilla para los casos donde se tiene que emplear el método iterativo para calcular el volumen almacenado en el tanque presurizado.

8.3.3. Proceso de Bombeo de Tanque Presurizado (Cálculo iterativo)

Se considera que la Densidad Relativa y la Cromatografía se mantienen constantes en el Estado Inicial y Final, por tanto para calcular el Volumen bombeado debe aplicarse la Sección 3 del Anexo G si se desea emplear el método B&F y la Sección 4 del Anexo G si se desea emplear el método cromatográfico.

9. Rango de aplicación de la Metodología

El software elaborado establece rangos de aplicación para las distintas variables que se emplean en el cálculo, las cuales se detallan a continuación.

9.1. Cálculo de la Densidad Relativa @ 60 °F, (Rango de aplicación para los datos de entrada: Densidad Relativa Observada y Temperatura observada de la muestra)

Los rangos están descritos en el Anexo I (Sección 1).

9.2. Cálculo del factor de corrección de fase líquida (CTL), (Rango de aplicación para los datos de entrada: Densidad Relativa @ 60 °F y Temperatura observada del tanque).

Los rangos están descritos en el Anexo I (Sección 2).

9.3. Cálculo del factor de fase gaseosa (fG), (Rango de aplicación para los datos de entrada: Densidad Relativa @ 60 °F, Presión Absoluta y Temperatura observada del tanque).

Los rangos son descritos en el Anexo I (Sección 3).

Instalaciones en las que se aplicara la Metodología

Al momento de la publicación, las instalaciones y/o facilidades definidas en las que se aplicara la Metodología son las listadas en la tabla siguiente, tomando en cuenta las siguientes consideraciones:

- Las instalaciones podrán utilizar el método 1 o 2 según la disponibilidad de las facilidades operativas para su aplicación.

Aplicabilidad en YPFB CHACO

AREA	UBICACION	OPERACION	FACILIDADES ACTUALES	FACILIDADES REQUERIDAS	APLICACIÓN
SUR	**Planta Vuelta Grande**	▪ Entrega por Tanque de GLP al (OCY-2)	▪ Se dispone de un sistema de muestreo puntual de línea (Medición Dinámica)	▪ Análisis Cromatográfico	▪ En este punto se determinará el factor de fase gaseosa por el Método 2 (Cromatografía) de la **norma GPA 8195-95**. Para calcular el volumen se empleará la planilla **CVGLP/PL01** del Anexo F

NORTE	**Planta Carrasco**	▪ Entrega por Tanque de GLP a camiones cisternas.	▪ Se dispone de un sistema de muestreo puntual de línea (Medición Dinámica)	▪ Análisis Cromatográfico	▪ En este punto se determinará el factor de fase gaseosa por el Método 2 (Cromatografía) de la **norma GPA 8195-95**. Para calcular el volumen se empleará la planilla **CVGLP/PL01** del Anexo F

Aplicabilidad de YPFB ANDINA

AREA	UBICACION	OPERACION	FACILIDADES ACTUALES	FACILIDADES REQUERIDAS	APLICACIÓN
CENTRO	**Planta Rio Grande**	▪ Entrega de GLP desde Planta Rio Grande a Propanoducto a través de un sistema de medición dinámica. Medición de nivel de tanque como medición de respaldo	▪ Se dispone de un sistema de muestreo puntual de línea (Medición Dinámica)	▪ Análisis Cromatográfico	▪ En este punto se determinará el factor de fase gaseosa por el Método 2 (Cromatografía) de la **norma GPA 8195-95**. Para calcular el volumen se empleará la planilla **CVGLP/PL01** del Anexo F
CENTRO	**Planta Rio Grande**	▪ Entrega de GLP desde Planta Rio Grande a camiones cisterna por peso (Balanza camionera). Medición de nivel de tanque como medición de respaldo	▪ Se dispone de un sistema de muestreo puntual de línea (Medición Dinámica)	▪ Análisis Cromatográfico	▪ En este punto se determinará el factor de fase gaseosa por el Método 2 (Cromatografía) de la **norma GPA 8195-95**. Para calcular el volumen se empleará la planilla **CVGLP/PL01** del Anexo F

DIRECCIÓN TÉCNICA DE EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN REVISADO N.A. Lamas R. A.N.H.
UNIDAD DE NORMAS VºBº C. Ayllón A.N.H.

Aplicabilidad de REPSOL E&P BOLIVIA

AREA	UBICACION	OPERACION	FACILIDADES ACTUALES	FACILIDADES REQUERIDAS	APLICACIÓN
NORTE	**Planta Paloma**	▪ Entrega por Tanque de GLP a camiones cisternas.	▪ Se dispone de un sistema de muestreo puntual de línea (Medición Dinámica)	▪ Análisis Cromatográfico	▪ En este punto se determinará el factor de fase gaseosa por el Método 2 (Cromatografía) de la **norma GPA 8195-95**. Para calcular el volumen se empleará la planilla **CVGLP/PL01** del Anexo F

Aplicabilidad de PETROBRAS ARGENTINA S.A.

AREA	UBICACION	OPERACION	FACILIDADES ACTUALES	FACILIDADES REQUERIDAS	APLICACIÓN
CENTRO	**Planta Colpa**	▪ Entrega por Tanque de GLP a camiones cisternas.	▪ Se dispone de un sistema de muestreo puntual de línea (Medición Dinámica)	▪ Análisis Cromatográfico	▪ En este punto se determinará el factor de fase gaseosa por el Método 2 (Cromatografía) de la **norma GPA 8195-95**. Para calcular el volumen se empleará la planilla **CVGLP/PL01** del Anexo F

REVISADO N.A. Lamas R. A.N.H

Aplicabilidad de YPFB Corporación.

AREA	UBICACION	OPERACION	FACILIDADES ACTUALES	FACILIDADES REQUERIDAS	APLICACIÓN
GERENCIA NACIONAL DE COMERCIALIZACION	**DISTRITO COMERCIAL LA PAZ**	▪ Recepción de GLP desde Instalaciones de YPFB Logística por Poliducto OCOLP I. ▪ Despacho a camiones cisternas para exportación GLP.	▪ No se dispone de puntos de muestreo en tanques cilíndricos horizontales, ni en los tanques esféricos ▪ Se tiene un punto de muestreo en la línea de llegada del OCOLP I. ▪ Se dispone de puntos de muestreo en la línea de recepción y salida de los tanques	▪ Densidad Relativa y Temperatura de la muestra (Observadas). ▪ Instalar puntos de muestreo de GLP en los tanques esféricos y cilíndricos.	▪ En los sitios donde exista puntos de muestreo se determinará el factor de fase gaseosa por el Método 1 (B&F) de la **norma GPA 8195-95**. Para calcular el volumen se empleará la planilla **CVGLP/PL01** del Anexo F ▪ En los sitios donde no exista puntos de muestreo se determinará el factor de fase gaseosa por el Método 1 (B&F) de la **norma GPA 8195-95**. Para calcular el volumen se empleará la planilla **CVGLP/PL02** del Anexo F
	DISTRITO COMERCIAL ORURO	▪ Recepción de GLP desde Instalaciones de YPFB Logística por Poliducto OCOLP I. ▪ Recepción y despacho por camión cisterna.	▪ No Se dispone de puntos de muestreo en los tanques cilíndricos horizontales.	▪ Densidad Relativa y Temperatura de la muestra (Observadas) ▪ Instalar puntos de muestreo de GLP en los tanques de YPFB L y Comercial.	▪ En este punto se determinará el factor de fase gaseosa por el Método 1 (B&F) de la **norma GPA 8195-95**. Para calcular el volumen se empleará la planilla **CVGLP/PL02** del Anexo F

	DISTRITO COMERCIAL CENTRO	▪ Recepción de GLP desde tanques de YPFB Refinación, (RGV), Logística, camiones cisterna	▪ Se dispone de un elemento de muestreo en la línea de entrega de GLP.	▪ Densidad Relativa y Temperatura de la muestra (Observadas)	▪ En este punto se determinará el factor de fase gaseosa por el Método 1 (B&F) de la **norma GPA 8195-95**. Para calcular el volumen se empleará la planilla **CVGLP/PL01** del Anexo F
GERENCIA NACIONAL DE COMERCIALIZACION	**DISTRITO COMERCIAL SANTA CRUZ**	▪ Recepción de GLP desde tanques de YPFB Logística, YPFB Refinación (RGEB), camiones cisterna	▪ Se dispone de un elemento de muestreo para los tanques cilíndricos horizontales	▪ Densidad Relativa y Temperatura de la muestra (Observadas)	▪ En este punto se determinará el factor de fase gaseosa por el Método 1 (B&F) de la **norma GPA 8195-95**. Para calcular el volumen se empleará la planilla **CVGLP/PL01** del Anexo F
	DISTRITO COMERCIAL TARIJA	▪ Recepción de GLP desde Instalaciones de YPFB Logística por el Poliducto PVT.	▪ Se dispone de un elemento de muestreo (Purgas) para los tanques cilíndricos horizontales	▪ Densidad Relativa y Temperatura de la muestra (Observadas)	▪ En este punto se determinará el factor de fase gaseosa por el Método 1 (B&F) de la **norma GPA 8195-95**. Para calcular el volumen se empleará la planilla **CVGLP/PL01** del Anexo F

DIRECCIÓN TÉCNICA DE EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN
REVISADO
N.A. Lamas R.
A.N.H.

UNIDAD DE NORMAS
V°B°
C. Aguilera
A.N.H.

DISTRITO COMERCIAL POTOSI	▪ Recepción de GLP desde Instalaciones de YPFB Logística por el poliducto(PSP)	▪ Se dispone de un elemento de muestreo para los tanques cilíndricos horizontales	▪ Densidad Relativa y Temperatura de la muestra (Observadas)	▪ En este punto se determinará el factor de fase gaseosa por el Método 1 (B&F) de la **norma GPA 8195-95**. Para calcular el volumen se empleará la planilla **CVGLP/PL01** del Anexo F
DISTRITO COMERCIAL CHUQUISACA	▪ Recepción de GLP desde Instalaciones de YPFB Logística por el poliducto PCS.	▪ Se dispone de un elemento de muestreo para los tanques cilíndricos horizontales.	▪ Densidad Relativa y Temperatura de la muestra (Observadas)	▪ En este punto se determinará el factor de fase gaseosa por el Método 1 (B&F) de la **norma GPA 8195-95**. Para calcular el volumen se empleará la planilla **CVGLP/PL01** del Anexo F
DISTRITO COMERCIAL AMAZONICO	▪ Recepción de GLP vía cisternas desde Santa Cruz	▪ Se dispone de un elemento de muestreo para los tanques cilíndricos horizontales	▪ Densidad Relativa y Temperatura de la muestra (Observadas)	▪ En este punto se determinará el factor de fase gaseosa por el Método 1 (B&F) de la **norma GPA 8195-95**. Para calcular el volumen se empleará la planilla **CVGLP/PL01** del Anexo F

Aplicación en YPFB Transporte

UBICACION	OPERACIÓN	FACILIDADES ACTUALES	FACILIDADES REQUERIDAS	APLICACIÓN
Planta VUELTA GRANDE	Recepción de GLP en Tks de Vuelta Grande para bombeo por el OCY2	* Se dispone de Análisis cromatográfico de cada tanque	* Análisis cromatográfico	* En este punto se determinará el factor de fase gaseosa por el método propuesto en la **norma GPA 8195-95**: Método 2

UBICACION	OPERACIÓN	FACILIDADES ACTUALES	FACILIDADES REQUERIDAS	APLICACIÓN
				(Cromatografía).
Estación CAMIRI	* Recepción de GLP desde Vuelta Grande, por el Ducto OCY2.	* Se dispone de un punto de muestreo tanto para el tanque esférico y salchicha.	* Densidad Relativa y Temperatura de la muestra (Observadas)	* En este punto se determinará el factor de fase gaseosa por el Método 1 (B&F) de la **norma GPA 8195-95**.
	* Recepción de GLP desde PSL Carlos Villegas por cisterna	* Se dispone de un punto de muestreo tanto para el tanque esférico y salchicha.	* Densidad Relativa y Temperatura de la muestra (Observadas)	* En este punto se determinará el factor de fase gaseosa por el Método 1 (B&F) de la **norma GPA 8195-95**.
	* Bombeo de GLP desde el tanque esférico al Poliducto Camiri Sucre - PCS, desde TK-11 y TK-12	* Se dispone de un punto de muestreo tanto para el tanque esférico y salchicha	* Densidad Relativa y Temperatura de la muestra (Observadas)	* En este punto se determinará el factor de fase gaseosa por el Método 1 (B&F) de la **norma GPA 8195-95**.
Estación MONTEAGUDO	* Recepción de GLP en Tanque Salchicha desde el Poliducto Camiri Sucre – PCS.	* Se dispone de un elemento de muestreo para el tanque salchicha	* Densidad Relativa y Temperatura de la muestra (Observadas)	* En este punto se determinará el factor de fase gaseosa por el Método 1 (B&F) de la **norma GPA 8195-95**.
Estación TARABUQUILLO	* Recepción de GLP en Tanque Salchicha desde el Poliducto Camiri Sucre – PCS.	* Se dispone de un elemento de muestreo para el tanque salchicha	* Densidad Relativa y Temperatura de la muestra (Observadas)	* En este punto se determinará el factor de fase gaseosa por el Método 1 (B&F) de la **norma GPA 8195-95**.
Estación QHORA QHORA	* Recepción de GLP desde el Poliducto Camiri Sucre – PCS en Tanque Esférico (YPFBL) y Tanques Salchichas (YPFB)	* Se dispone de un elemento de muestreo en Tanques * Gravitómetro en Linea	* Densidad Relativa y Temperatura de la muestra (Observadas)	* En este punto se determinará el factor de fase gaseosa por el Método 1 (B&F) de la **norma GPA 8195-95**.
	* Bombeo (Transferencia) de GLP desde el Tanque 129E a los tanques de YPFB	* Se dispone de un elemento de muestreo en Tanques	* Densidad Relativa y Temperatura de la muestra (Observadas)	* En este punto se determinará el factor de fase gaseosa por el Método 1 (B&F) de la **norma GPA 8195-95**.
	* Bombeo de GLP desde el Tanque129E y Tanque 126 al Poliducto Sucre Potosí - PSP	* Se dispone de un elemento de muestreo para el tanque salchicha	* Densidad Relativa y Temperatura de la muestra (Observadas)	* En este punto se determinará el factor de fase gaseosa por el Método 1 (B&F) de la **norma GPA 8195-95**.

REVISADO N.A. Lamas R. A.N.H

UBICACION	OPERACIÓN	FACILIDADES ACTUALES	FACILIDADES REQUERIDAS	APLICACIÓN
Estación POTOSI	* Recepción de GLP desde el Poliducto Sucre Potosí - PSP	* Se dispone de un elemento de muestreo para el tanque salchicha * Gravitómetro en Linea	* Densidad Relativa y Temperatura de la muestra (Observadas)	* En este punto se determinará el factor de fase gaseosa por el Método 1 (B&F) de la **norma GPA 8195-95**.
Estación VILLAMONTES	* Recepción de GLP desde Vuelta Grande y PSLCV, a través de camiones cisternas.	* Se dispone de un elemento de muestreo para el tanque salchicha	* Densidad Relativa y Temperatura de la muestra (Observadas)	* En este punto se determinará el factor de fase gaseosa por el Método 1 (B&F) de la **norma GPA 8195-95**.
	* Bombeo de GLP al Poliducto PVT	* Se dispone de un elemento de muestreo para el tanque salchicha (Medición Estática)	* Densidad Relativa y Temperatura de la muestra (Observadas)	* En este punto se determinará el factor de fase gaseosa por el Método 1 (B&F) de la **norma GPA 8195-95**.
Estación TARIJA	* Recepción de GLP desde el Poliducto Villamontes Tarija – PVT.	* Se dispone de un elemento de muestreo para el tanque salchicha (Medición Estática) * Gravitómetro en Línea	* Densidad Relativa y Temperatura de la muestra (Observadas)	* En este punto se determinará el factor de fase gaseosa por el Método 1 (B&F) de la **norma GPA 8195-95**.
Estación Palmasola Terminal Santa Cruz	* Recepción de GLP desde Planta de Separación de Líquidos Rio Grande (PSLRG) (Andina) por propanoducto a Tanque.	* No se dispone de un sistema de muestreo en tanques esféricos: TK-2935,TK-2936, TK-2937 y TK-2946 * Se disponde Densidad relativa @ 60°F promedio en línea, obtenida de PM coriolis llegada del PSLRG	* Densidad Relativa y Temperatura de la muestra (Observadas) * Puntos de Muestreo en TK-2935,TK-2936, TK-2937 y TK-2946	* En este punto se determinará el factor de fase gaseosa por el método propuesto en la norma GPA 8195-95: Método 1 (B&F).
	* Recepción de GLP y Butano desde la refinería Guillermo Elder Bell de TK a TK.	* No se dispone de un sistema de muestreo en tanques esféricos: TK-2935,TK-2936, TK-2937 y TK-2946	* Análisis cromatográfico (Certificado de calidad de Refinería) * Puntos de Muestreo en TK-2935	* En este punto se determinará el factor de fase gaseosa por el método propuesto en la **norma GPA 8195-95**: Método 2 (Cromatografía).

REVISADO N.A. Lamas R.
UNIDAD DE NORMAS V°B° C. Aguilar A.N.H.

UBICACION	OPERACIÓN	FACILIDADES ACTUALES	FACILIDADES REQUERIDAS	APLICACIÓN
	* Bombeo de GLP y Butano al OSSA por YPFB TR Liquidos	* No se dispone de un sistema de muestreo en tanques esféricos: TK-2935,TK-2936, TK-2937 y TK-2946	* Densidad Relativa y Temperatura de la muestra (Observadas) * Puntos de Muestreo en TK-2935,TK-2936, TK-2937 y TK-2946	* En este punto se determinará el factor de fase gaseosa por el método propuesto en la norma GPA 8195-95: Método 1 (B&F).
	* Bombeo de GLP a Engarrafadora de YPFB	* No se dispone de un sistema de muestreo en tanques esféricos: TK-2935,TK-2936, TK-2937 y TK-2946	* Densidad Relativa y Temperatura de la muestra (Observadas) * Puntos de Muestreo en TK-2935,TK-2936, TK-2937 y TK-2946	* En este punto se determinará el factor de fase gaseosa por el método propuesto en la norma GPA 8195-95: Método 1 (B&F).
Estación / Terminal COCHABAMBA	* Recepción de GLP desde Campo Paloma por cisternas. * Recepción de GLP desde Planta Carrasco por cisternas de YPFB CHACO	* No se dispone de un sistema de muestreo para los tanques esféricos	* Densidad Relativa @ 60°F * Puntos de Muestreo en Tanques de Almacenaje	* En este punto se determinará el factor de fase gaseosa por el método propuesto en la norma GPA 8195-95: Método 1 (B&F).
	* Recepción en tanques de GLP por el OSSA	* No se dispone de un sistema de muestreo para los tanques esféricos. * Gravedad Específica en Línea de YPFB TR Líquidos * Se dispone de Cromatografía a mitad del lote de GLP	* Densidad Relativa @ 60°F. * Puntos de Muestreo en tanques de Almacenaje	* En este punto se determinará el factor de fase gaseosa por el Método 1 (B&F) de la **norma GPA 8195-95**.
	* Recepción de GLP de Refinería Gualberto Villarroel	* No se dispone de un sistema de muestreo para los tanques esféricos	* Densidad Relativa @ 60°F. * Puntos de Muestreo en tanques de Almacenaje	* En este punto se determinará el factor de fase gaseosa por el Método 1 (B&F) de la **norma GPA 8195-95**.

UBICACION	OPERACIÓN	FACILIDADES ACTUALES	FACILIDADES REQUERIDAS	APLICACIÓN
	* Bombeo de GLP hacia esferas de YPFB y/o YPFB Tr: Transferencias de GLP y Butano a engarrafadora.	* No se dispone de un sistema de muestreo para los tanques esféricos	* Densidad Relativa @ 60°F. * Puntos de Muestreo en tanques de Almacenaje	* En este punto se determinará el factor de fase gaseosa por el Método 1 (B&F) de la **norma GPA 8195-95**.
	* Bombeo de GLP y Butano a engarrafadora (Transferencia a Crysplant)	* No se dispone de un sistema de muestreo para los tanques esféricos	* Densidad Relativa @ 60°F. * Puntos de Muestreo en tanques de Almacenaje	* En este punto se determinará el factor de fase gaseosa por el Método 1 (B&F) de la **norma GPA 8195-95**.
	* Bombeo de GLP al PCOLP I y PCOLP II	* No se dispone de un sistema de muestreo para los tanques esféricos * Se dispone de un punto de muestreo en línea para el bombeo al PCOLP I y PCOLP II	* Densidad Relativa @ 60°F. * Puntos de Muestreo en tanques de Almacenaje	* En este punto se determinará el factor de fase gaseosa por el Método 1 (B&F) de la **norma GPA 8195-95**.
Estación ORURO	* Recepción de GLP por ducto PCOLP II en Tanques de Almacenaje	* No se dispone de un sistema de muestreo en los tanques salchichas * Se dispone de Densitómetro en línea.	* Densidad Relativa @ 60°F. * Puntos de Muestreo en tanques de Almacenaje	* En este punto se determinará el factor de fase gaseosa por el Método 1 (B&F) de la **norma GPA 8195-95**.
	Recepción de GLP por Cisterna de Planta Separadora: Carrasco, Rio Grande y PSLCV	* No se dispone de un sistema de muestreo en los tanques salchichas * Gravedad Específica de Origen	* Densidad Relativa @ 60°F. * Puntos de Muestreo en tanques de Almacenaje	* En este punto se determinará el factor de fase gaseosa por el Método 1 (B&F) de la **norma GPA 8195-95**.
Estación SENKATA	* Recepción de GLP del PCOLP I	* Se dispone de un punto de muestreo en línea para la Recepción por el PCOLP I. * Se dispone de Densitómetro en línea.	* Densidad Relativa @ 60°F. * Puntos de Muestreo en tanques de Almacenaje	* En este punto se determinará el factor de fase gaseosa por el Método 1 (B&F) de la **norma GPA 8195-95**.

REVISADO N.A. Lanas R.

ANEXO A
CALCULO DE LA DENSIDAD RELATIVA A CONDICIONES BASE (γ60 °F) TABLA 23E.-
API 11.2.4 (5.1.2)

En esta sección se presenta la implementación del procedimiento de la Tabla T23 para el cálculo de las densidades relativas de líquidos de Gas Natural y GLP en las condiciones base de 60 °F de temperaturas y densidades conocidas.

En el pasado, la opción de corrección del hidrómetro estaba permitida a fin de ser capaces de corregir la expansión del vidrio de un hidrómetro original.

La corrección del hidrómetro previamente se tomó de la siguiente forma:

La densidad observada obtenida mediante un hidrómetro de vidrio requiere corrección por el efecto de la temperatura en el instrumento. Las lecturas de los medidores de densidad no realizan esta corrección. Si la densidad se determinó con un hidrómetro de vidrio, se debe realizar la corrección para la expansión o contracción del vidrio.

El cálculo de la densidad relativa corregida, γx, es:

$$\gamma_x = [1 - 0,00001278(T_F - 60) - 0,0000000062(T_F - 60)^2]\gamma_X^*$$

El valor de γX no fue redondeado antes de su uso [10].
Las lecturas de densidad deben ser corregidas por el efecto de la temperatura en el instrumento antes de ingresar la densidad en la aplicación del procedimiento.

Entradas y salidas

Entradas: Densidad relativa a la temperatura observada, γ_X
Temperatura observada, T_F (°F)

Salida: Densidad relativa a 60 °F, γ_{60}

Esquemas de cálculos.-
Los cálculos se realizan utilizando una ecuación de estado extendida de dos fluidos. Dos fluidos de referencia se encuentran un poco más denso y ligeramente menos denso que el fluido observado comparando sus densidades a la temperatura observada. Se debe realizar la iteración para determinar el valor de la densidad relativa del fluido a 60 °F similar a cuando se aplica el factor de corrección de temperatura. La "estimación" del valor de la densidad relativa a 60 °F del fluido está restringida entre las densidades relativas a 60 °F de estos dos fluidos de referencia (como límites superior e inferior). A medida que avanzan las iteraciones, estos límites superior e inferior son empleados en los cálculos intermedios.

Diagrama de flujo general del procedimiento de cálculo

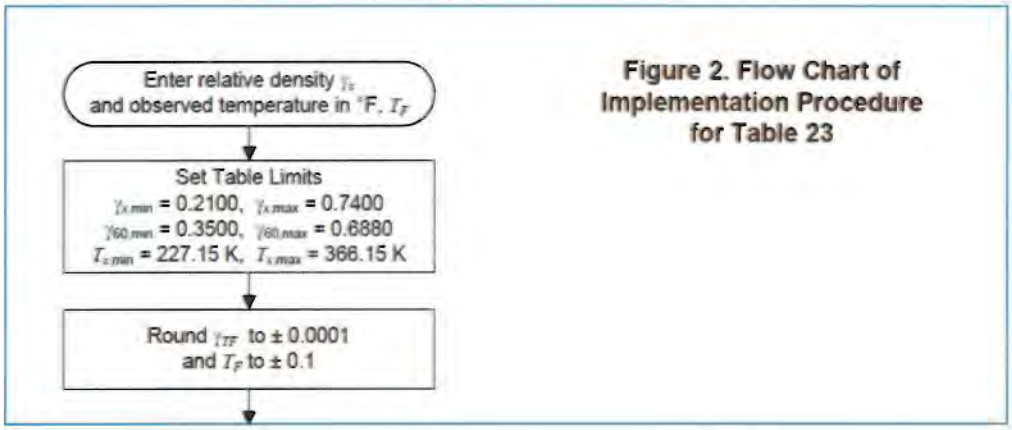
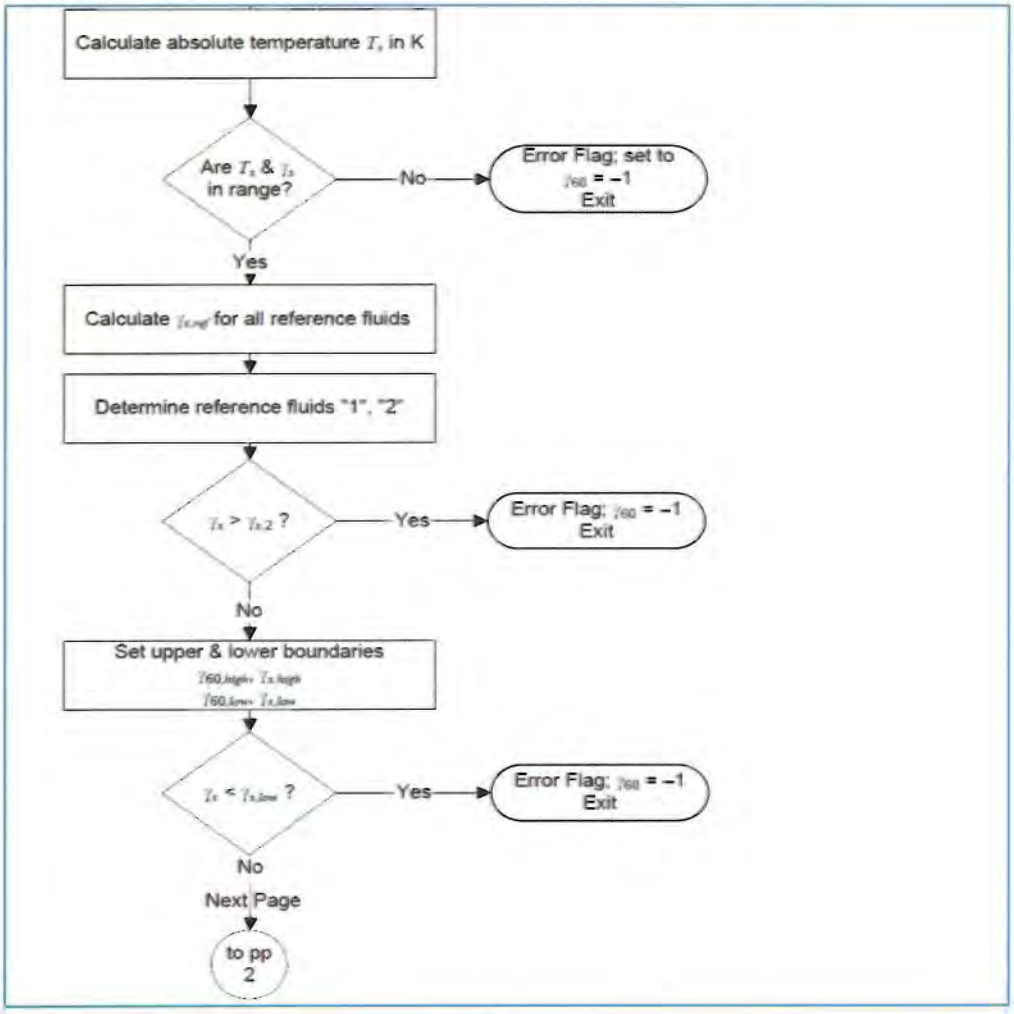


Figure 2. Flow Chart of Implementation Procedure for Table 23



REVISADO N.A. Lamas R. A.N.H.

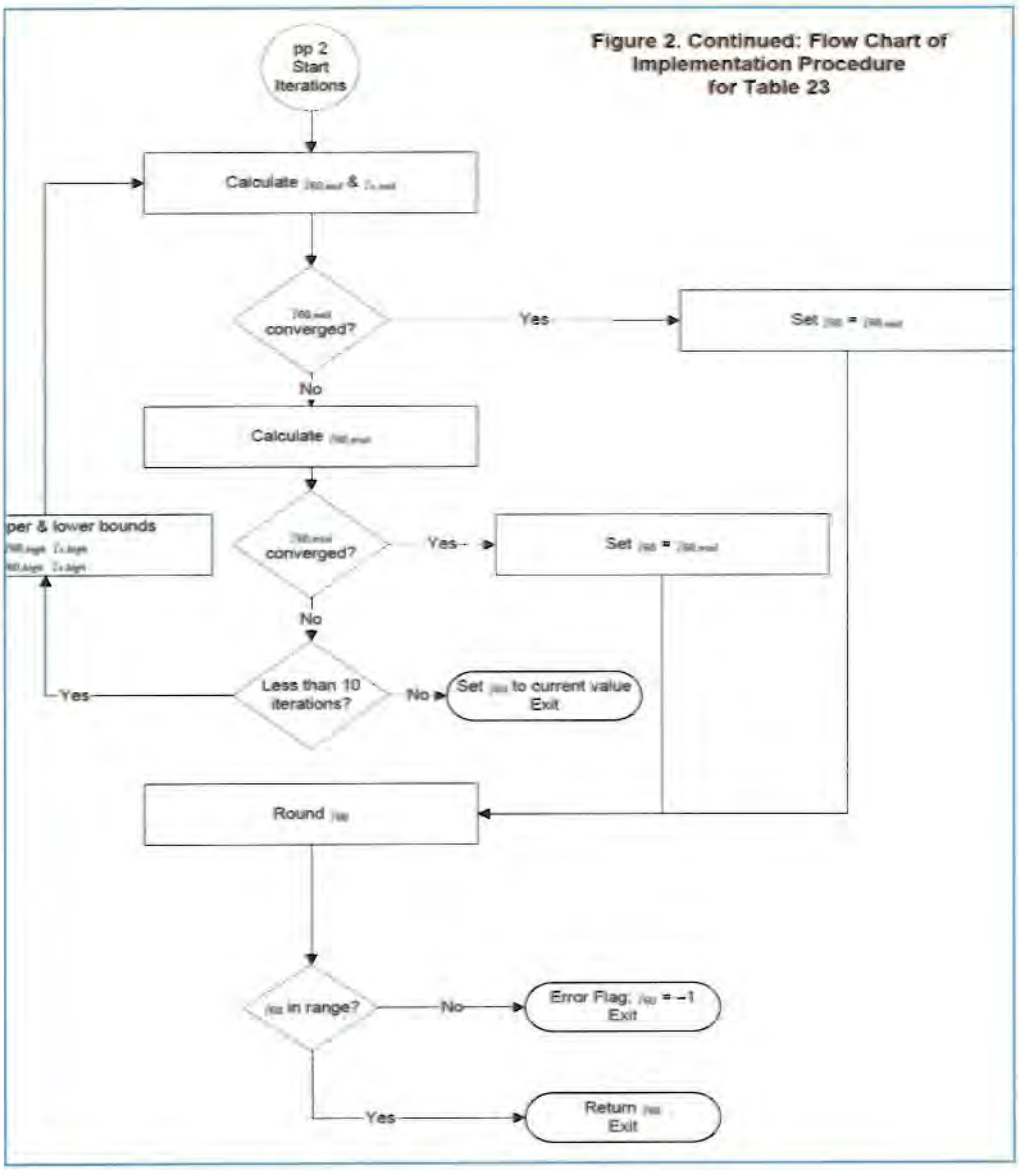


Figure 2. Continued: Flow Chart of Implementation Procedure for Table 23

IMPLEMENTACION DEL PROCEDIMIENTO.-

Paso T23/1.- Redondear la densidad relativa γ_x cercana a 0,0001 y la temperatura observada T_F próxima a 0,1 °F.

Ejemplos de redondeo de temperatura: -0,05 redondear a -0,1; -0,049 redondear a 0,0; -0,051 redondear a -0,1.

Ejemplo de redondeo de densidad: 0,35555 redondear a 0,3556; 0,40289 redondear a 0,4029.

Paso T23/2.- Convertir la temperatura observada redondeada a las unidades de Kelvin, T_X:

$$T_X = \frac{T_F + 459.67}{1.8}$$

Paso T23/3.- Verificar los valores de temperatura y densidad relativa para que estos se encuentren dentro del rango establecido. La temperatura resultante T_X y la densidad relativa γ_x deben estar dentro de los siguientes límites:

Temperatura entre 227.15 y 366.15 K, ambos inclusive (equivalentes de -46 a 93 °C, o de -50.8 a 199,4 °F)

Densidad relativa entre 0.2100 y 0.7400, ambos inclusive.

Si estos valores no entran en los rangos descritos, la norma no es aplicable.

Marcar este resultado (posiblemente volviendo a -1 para CTL) y salir de este procedimiento.

Paso T23/4.- Los fluidos de referencia deben ser elegidos para realizar los cálculos de densidad, este se realiza en dos pasos separados: T23/4 para calcular la densidad de cada fluido de referencia de la temperatura observada y T23/5 para determinar cuál de los dos fluidos de referencia se van a utilizar.

Sin embargo, los pasos 4 y 5 se podrían combinar en un solo paso (por ejemplo, utilizando una técnica de búsqueda binaria).

La densidad de los fluidos de referencia se calcula a la temperatura observada, T_x.

Utilice los parámetros del fluido de referencia para los valores de la Tabla 1. En primer lugar, use la temperatura crítica referida al fluido, $T_{c,ref}$, para calcular la temperatura reducida observada, $T_{r,x}$:

$$T_{r,x} = \frac{T_x}{T_{c,ref}}$$

Si $T_{r,x} \leq 1$, calcular la densidad de saturación de este fluido de referencia a una temperatura reducida $T_{r,x}$. Utilice el procedimiento descrito en la sección 5.1.1.3 Paso T24/10. Hacer referencia a esta densidad calculada para el fluido de referencia como $\rho_{x,ref}^{sat}$. Repita esto para 60 °F usando la temperatura reducida $T_{r,60}$:

$$T_{r,60} = \frac{519.67}{1.8 T_{c,ref}}$$

Hacer referencia la densidad calculada como $\rho_{x,ref}^{sat.}$. Finalmente, calcular la densidad relativa a la temperatura observada, $\gamma_{x,ref}$, como:

$$\gamma_{x,ref} = \gamma_{60,ref}\left(\frac{\rho_{x,ref}^{sat}}{\rho_{60,ref}^{sat}}\right)$$

Donde $\gamma_{60,ref}$ está referida a la densidad relativa a 60 °F del fluido de referencia.

Si $T_{r,x} > 1$, este fluido de referencia no será un líquido a esta temperatura observada y el valor de $\gamma_{x,ref}$ no puede ser calculada. Se sugiere que este tipo de caso "sin valor" se marcará devolviendo un valor de -1 para $\gamma_{x,ref}$.

Paso T23/5.- Determinar los dos fluidos de referencia adyacentes que se utilizará para los cálculos. Elegir el fluido de menor densidad de referencia que tenga un valor de densidad mayor que γ_x y denominar a este líquido con el subíndice "2". También utilizar la densidad de referencia

próxima a la más baja densidad y referirla a este fluido en el subíndice "1" (a pesar de que en este fluido de referencia no puede existir como líquido a la temperatura observada).

Si γ_x es inferior que para "EE 68/32" (la menor densidad referida al fluido), luego se coloca, "EE68/32 EE" como fluido "1" y "etano" como fluido "2". Si γ_X está por encima de "n-heptano" (más densa que el fluido de referencia), se coloca, "n hexano" como fluido "1" y "n-heptano" como fluido "2".

Paso T23/6.- Inicializar los límites de la iteración para la densidad relativa a 60 °F del fluido observado. Para la mayoría de los casos, la densidad relativa a 60 °F del fluido observado debe estar entre los dos fluidos de referencia "1" y "2", $\gamma_{60,1}$, y $\gamma_{60,2}$.

Inicializar el límite superior para la densidad relativa a 60 °F del fluido observado, $\gamma_{60,high}$, como:

$$\gamma_{60,high} = \gamma_{60,2}$$

Y la correspondiente densidad relativa a la temperatura observada, $\gamma_{x,high}$ como:

$$\gamma_{x,high} = \gamma_{x,2}$$

Sin embargo, si la densidad relativa γ_x es mayor que la densidad relativa a la temperatura observada del fluido de referencia "2" $\gamma_{x,2}$, entonces no existe respuesta. Si este es el caso, entonces $\gamma_{x,60}$ debe ser marcado (reiniciar colocando -1) y salir de este procedimiento.

Inicializar el límite inferior para la densidad relativa del fluido observado a 60 °F, $\gamma_{60,low}$, como:

$$\gamma_{60,low} = \gamma_{60,1}$$

Y la correspondiente densidad relativa a la temperatura observada, $\gamma_{x,low}$ como:

$$\gamma_{x,low} = \gamma_{x,1}$$

Sin embargo, si el fluido de referencia "1" no es un líquido a la temperatura observada (es decir, $T_{r,x}$, > 1 para el fluido de referencia), a continuación, establecer la convergencia del límite inferior de la densidad relativa a 60 °F por la siguiente ecuación:

$$\gamma_{60,low} = \left[\frac{T_x - T_{c,1}}{T_{c,2} - T_{c,1}}\right]\left(\gamma_{60,2} - \gamma_{60,1}\right) + \gamma_{60,1}$$

Hacer notar que esta ecuación fue derivada de la ecuación en la sección 5.1 a temperatura reducida de 1,0.

Si $\gamma_{60,low}$ es menor que 0,3500, entonces colocar el valor igual a 0,3500.

Si $\gamma_{60,low}$ fue restablecido usando la anterior técnica entonces se debe recalcular el correspondiente valor de $\gamma_{x,low}$. Usar el procedimiento de la sección 5.1.1.3 paso T24/4 a T24/13 para calcular este factor de corrección de temperatura, CTL. Omitir el paso T24/14 para evitar el redondeo del valor de salida del CTL. La densidad relativa a la temperatura observada podría ser:

$$\gamma_{x,low} = C_{TL} \times \gamma_{60,low}$$

En este punto, los límites de convergencia superior e inferior ya están establecidos. Después de un mayor control, el proceso iterativo para determinar la densidad relativa a 60 °F γ_{60} puede comenzar. Si la densidad relativa observada γ_x es menor que el límite inferior $\gamma_{x,low}$, entonces no

existe respuesta. Si este es el caso, entonces γ_{60} debe ser marcado (reiniciar colocando -1) y salir de este procedimiento.

Paso T23/7.- Calcular un valor medio de la densidad relativa a 60 °F, $\gamma_{60,mid}$. Si existe un valor para $\gamma_{60,low}$, entonces calcular $\gamma_{60,mid}$ mediante:

$$\delta = \frac{\gamma_x - \gamma_{x,low}}{\gamma_{x,high} - \gamma_{x,low}}$$

Si δ es menor que 0.001 entonces colocar el valor de 0.001, si δ es mayor que 0.999 entonces colocar el valor de 0.999. Calcular el valor medio de la densidad relativa a 60 °F:

$$\gamma_{60,mid} = \gamma_{60,low} + \delta\left(\gamma_{60,high} - \gamma_{60,low}\right)$$

Sin embargo, si el valor para $\gamma_{x,low}$ no existe, entonces calcular $\gamma_{60,mid}$ mediante:

$$\gamma_{60,mid} = \frac{\gamma_{60,low} - \gamma_{60,low}}{2}$$

Calcular el factor de corrección de temperatura, CTL, utilizando este valor de $\gamma_{60,mid}$ y T_x, sin redondear, y el procedimiento de la Sección 5.1.1.3 Pasos T24/5 a T24/13. (No redondear este valor de CTL) La densidad relativa, $\gamma_{x,mid}$ a la temperatura observada, T_X, podría ser:

$$\gamma_{x,mid} = C_{TL} \times \gamma_{60,mid}$$

Paso T23/8.- Verificar la convergencia de la densidad relativa a 60 °F. Los cálculos se considerarán convergentes en cualquiera de los siguientes casos:

• Si γ_x se encuentra entre $\gamma_{x,low}$ y $\gamma_{x,mid}$ y la diferencia entre $\gamma_{60,low}$ y $\gamma_{60,mid}$ sean menores que 0,00000001 (10^{-8}).

• Si γ_x está entre $\gamma_{x,hihg}$ y $\gamma_{x,mid}$ y la diferencia entre $\gamma_{60,high}$ y $\gamma_{60,mid}$ sean menores de 0.00000001 (10-8).

Si se ha logrado la convergencia, se debe definir γ_{60} como:

$$\gamma_{60} = \gamma_{60,mid}$$

Y pasar al paso T23/12.

Paso T23/9.- Existen tres pares de valores de densidad relativa: ($\gamma_{x,\ low}$, $\gamma_{60,\ low}$), ($\gamma_{x,\ mid}$, $\gamma_{60,\ mid}$) y ($\gamma_{x,\ high}$, $\gamma_{60,\ high}$). Estos tres puntos pueden ser representados por una ecuación cuadrática. Esta ecuación cuadrática debe tener una buena aproximación a la relación real entre γ_x y γ_{60}.
Usando el valor de la densidad relativa observada γ_x en la ecuación cuadrática, la estimación de γ_{60} tendrá una buena aproximación.
El cálculo de los parámetros para la ecuación cuadrática está dada por:

$$\alpha = \left(\gamma_{60,high} - \gamma_{60,low}\right)$$

$$\beta = \gamma^2_{x,high} - \gamma^2_{x,low}$$

$$\phi = \frac{\gamma_{x,high} - \gamma_{x,low}}{\gamma_{x,mid} - \gamma_{x,low}}$$

$$A = \frac{\alpha - \phi\left(\gamma_{60,mid} - \gamma_{60,low}\right)}{\beta - \phi\left(\gamma^2_{x,mid} - \gamma^2_{x,low}\right)}$$

$$B = \frac{\alpha - A\beta}{\gamma_{x,high} - \gamma_{x,low}}$$

$$C = \gamma_{60,low} - B\gamma_{x,low} - A\gamma^2_{x,low}$$

Usando los valores de A, B y C, se calcula el valor asociado de $\gamma_{60,\ trial}$ empleando la siguiente ecuación:

$$\gamma_{60,trial} = A\gamma_x^2 + B\gamma_x + C$$

Este valor de $\gamma_{60,\ trial}$ puede tener que ser ajustado si sale del rango de $\gamma_{60,\ low}$ o $\gamma_{60,\ high}$. Si $\gamma_{60,\ trial} < \gamma_{60,\ low}$, luego, restablecer el valor como:

$$\gamma_{60,trial} = \gamma_{60,low} + \frac{\left(\gamma_{60,mid} - \gamma_{60,low}\right)\left(\gamma_x - \gamma_{x,low}\right)}{\left(\gamma_{x,mid} - \gamma_{x,low}\right)}$$

Si $\gamma_{60,\ trial} > \gamma_{60,\ high}$, restablecer el valor como:

$$\gamma_{60,trial} = \gamma_{60,mid} + \frac{\left(\gamma_{60,high} - \gamma_{60,mid}\right)\left(\gamma_x - \gamma_{x,mid}\right)}{\left(\gamma_{x,high} - \gamma_{x,mid}\right)}$$

Finalmente, se calcula el Factor de corrección de temperatura, C_{TL}, utilizando el valor de $\gamma_{60,\ trial}$, y el procedimiento de la Sección 5.1.1.3 Pasos T24/4 a T24/13. Omitir el paso T24/14 para evitar el redondeo de salida del C_{TL}. La densidad relativa a la temperatura observada, $\gamma_{60,\ trial}$, será:

$$\gamma_{x,trial} = C_{TL} \times \gamma_{60,trial}$$

Paso T23/10.- Verificar la convergencia de la densidad relativa a 60 °F. Los cálculos se considerarán convergentes si la diferencia absoluta entre $\gamma_{x,\ trial}$ y γ_x es menor que 0.00000001 (10^{-8}). Si converge, establecer:

$$\gamma_{60} = \gamma_{60,trial}$$

y luego vaya al paso T23/12.

T23/11.- Si el cálculo aún no ha convergido, se deben actualizar los límites de iteración. Si $\gamma_{x,\,trial} > \gamma_x$, restablezca los límites superiores a:

$$\gamma_{x,high} = \gamma_{x,trial}$$
$$\gamma_{60,high} = \gamma_{60,trial}$$

Además, si $\gamma_{x,\,mid} < \gamma_x$, entonces, restablezca los límites inferiores a:

$$\gamma_{x,low} = \gamma_{x,mid}$$
$$\gamma_{60,low} = \gamma_{60,mid}$$

O, si $\gamma_{x,\,trial} < \gamma_x$, entonces, restablezca los límites inferiores a:

$$\gamma_{x,low} = \gamma_{x,trial}$$
$$\gamma_{60,low} = \gamma_{60,trial}$$

Además, si $\gamma_{x,\,mid} > \gamma_x$, entonces, restablezca los límites superiores a:

$$\gamma_{x,high} = \gamma_{x,mid}$$
$$\gamma_{60,high} = \gamma_{60,mid}$$

Retorne al paso T23/7 y continúe con las iteraciones. No más de 10 iteraciones. Si se alcanzan 10 iteraciones, entonces no hay solución que pueda ser encontrada. Marcar este resultado (posiblemente mediante el retorno a -1 para γ_{60}) y salir de este procedimiento.

Nota: Hasta ahora en todos los casos estudiados se ha observado que se requiere menos de 10 iteraciones

Paso T23/12.- Redondear el valor de la densidad relativa a 60 °F γ_{60} al valor más cercano a 0,0001. Si el valor es menor que 0,3500 o mayor que 0,6880, entonces el resultado está fuera del alcance de esta norma. Marcar este resultado (posiblemente mediante el retorno de -1 para γ_{60}). Luego salir de este procedimiento

REVISADO N.A. Lamus R.

Table 1: Reference Fluid Parameters

No.	Fluid Name	γ_{60}	T_c	Z_c	ρ_c	k_1	k_2	k_3	k_4
1	EE (68/32)[1]	0.325022	298.11	0.27998	6.250	2.54616855327	–0.058244177754	0.803398090807	–0.745720314137
2	Ethane	0.355994	305.33	0.28220	6.870	1.89113042610	–0.370305782347	–0.544867288720	0.337876634952
3	EP (65/35)[2]	0.429277	333.67	0.28060	5.615	2.20970078464	–0.294253708172	–0.405754420098	0.319443433421
4	EP (35/65)[3]	0.470381	352.46	0.27930	5.110	2.25341981320	–0.266542138024	–0.372756711655	0.384734185665
5	Propane	0.507025	369.78	0.27626	5.000	1.96568366933	–0.327662435541	–0.417979702538	0.303271602831
6	i-Butane	0.562827	407.85	0.28326	3.860	2.04748034410	–0.289734363425	–0.330345036434	0.291757103132
7	n-Butane	0.584127	425.16	0.27536	3.920	2.03734743118	–0.299059145695	–0.418883095671	0.380367738748
8	i-Pentane	0.624285	460.44	0.27026	3.247	2.06541640707	–0.238366208840	–0.161440492247	0.258681568613
9	n-Pentane	0.631054	469.65	0.27235	3.200	2.11263474494	–0.261269413560	–0.291923445075	0.308344290017
10	i-Hexane	0.657167	498.05	0.26706	2.727	2.02382197871	–0.423550090067	–1.152810982570	0.950139001678
11	n-Hexane	0.664064	507.35	0.26762	2.704	2.17134547773	–0.232997313405	–0.267019794036	0.378629524102
12	n-Heptane	0.688039	540.15	0.26312	2.315	2.19773533433	–0.275056764147	–0.447144095029	0.493770995799

Table Notes:

γ_{60} is the fluid relative density at 60°F and saturation pressure

T_c is the fluid critical temperature in Kelvin

Z_c is the fluid critical compressibility factor

ρ_c is the fluid critical density in gram-moles per liter

k_1, k_2, k_3, and k_4 are saturation density fitting parameters

(1) EE (68/32) denotes a 68 mole % ethane + 32 % ethylene mixture

(2) EP (65/35) denotes a 65 mole % ethane + 35 % propane mixture

(3) EP (35/65) denotes a 35 mole % ethane + 65 % propane mixture

ANEXO B
CALCULO DEL FACTOR DE LA FASE LIQUIDA CTL, TABLA 24E
API 11.2.4 (5.1.1)

El C_{TL} se utiliza para corregir los volúmenes de líquido a la temperatura base de volúmenes en ciertas temperaturas conocidas. Los fluidos se caracterizan por la especificación de la densidad relativa a la temperatura base de 60 °F.

Datos de Entradas y Salidas.-

Entrada: Densidad Relativa a 60 °F, γ_{60}

Temperatura Observada, T_F (°F)

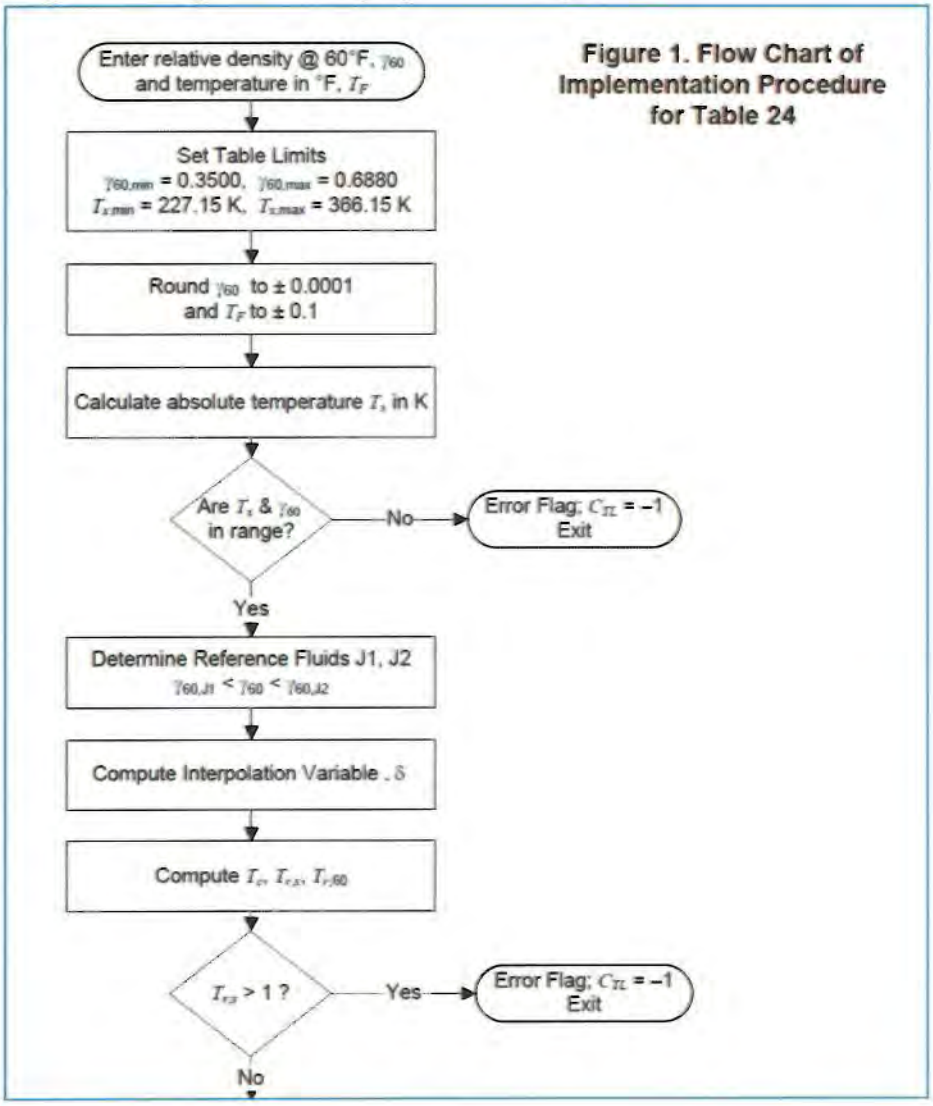
Salida: Factor de Corrección de Temperatura, C_{TL} (de T_F a T_B)

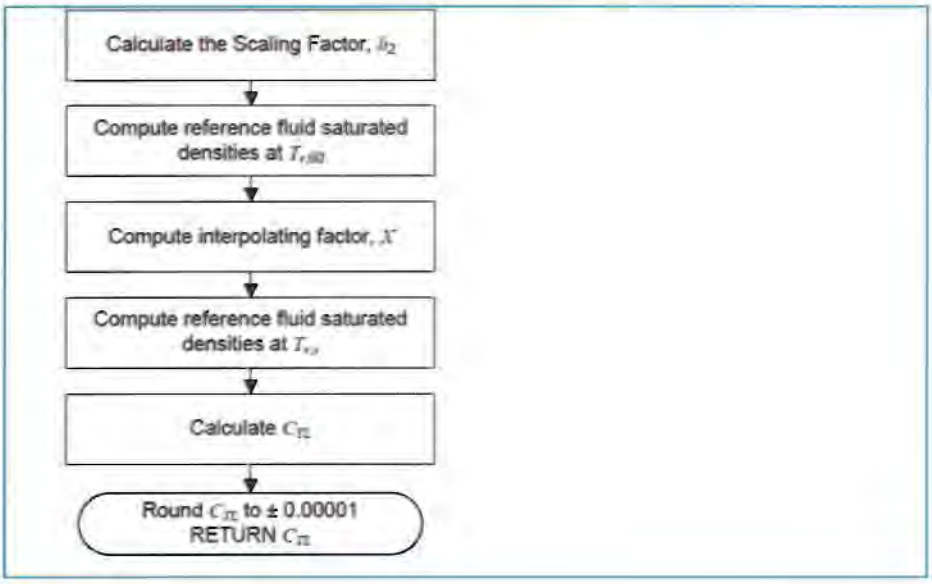
Cálculos de Salida.-

Los cálculos se realizan utilizando una ecuación de estados correspondientes extendida de dos fluidos. Para la comparación de densidades a 60 °F, se seleccionan dos fluidos de referencia de modo que uno es un poco más denso que el otro en comparación con el fluido observado. Las densidades de estos fluidos de referencia son luego escaladas para encontrar la temperatura observada reducida.

El factor de corrección de temperatura se calcula a partir de las densidades de los fluidos de referencia. Ver **Figura 1**.

Figura 1 Diagrama de flujo general del procedimiento de cálculo





IMPLEMENTACION DEL PROCEDIMIENTO.-

Paso T24/1.- Redondear la densidad relativa γ_{60} cercana a 0,0001 y la temperatura observada T_F próxima a 0,1 °F.

Ejemplos de redondeo de temperatura: -0,05 redondear a -0,1; -0,049 redondear a 0,0; -0,051 redondear a -0,1.

Ejemplo de redondeo de densidad: 0,35555 redondear a 0,3556; 0,40289 redondear a 0,4029.

Paso T24/2.- Convertir la temperatura observada redondeada a las unidades de Kelvin, T_X:

$$T_X = \frac{T_F + 459.67}{1.8}$$

Paso T24/3.- La temperatura resultante T_X y la densidad relativa γ_{60} deben estar dentro de los siguientes límites:

Temperatura entre 227.15 y 366.15 K, ambos inclusive (equivalentes de -46 a 93 °C, o de -50.8 a 199,4 °F)
Densidad relativa entre 0.3500 y 0.6880, ambos inclusive.
Si estos valores no entran en los rangos descritos, la norma no es aplicable.
Marcar este resultado (posiblemente volviendo a -1 para C_{TL}) y salir de este procedimiento.

Paso T24/4.- Determinar los dos fluidos de referencia adyacentes que se utilizará para los cálculos. El redondeo de la densidad relativa a 60 °F, γ60 estará entre los dos fluidos de referencia, las densidades relativas a 60 °F se detallan en la Tabla 1. Elija el fluido de menor densidad de referencia que tenga un valor de densidad mayor o igual a γ60 y denominar este fluido con el subíndice "2". También utilizar la densidad de referencia próxima a la más baja densidad y denominar a este fluido con el subíndice "1".

Paso T24/5.- Usando tabla 1, densidad relativa a 60 °F, calcular la variable de interpolación, δ:

$$\delta = \frac{\gamma_{60} - \gamma_{60,1}}{\gamma_{60,2} - \gamma_{60,1}}$$

Paso T24/6.- Empleando las temperaturas críticas de Tabla 1, calcular la temperatura critica del fluido, T_C:

$$T_C = T_{C,1} + \delta(T_{C,2} - T_{C,2})$$

Paso T24/7.- Calcular la temperatura reducida observada del fluido, $T_{r,x}$:

$$T_{r,x} = \frac{T_X}{T_C}$$

Si la temperatura reducida $T_{r,x}$ es mayor que 1.0, entonces el líquido está en condiciones supercríticas y no puede existir como líquido. Marcar este resultado (posiblemente volviendo a -1 para C_{TL}) y salir de este procedimiento.

Paso T24/8.- Calcular la Temperatura reducida a 60 °F, $T_{r,60}$:

$$T_{r,60} = \frac{519.67}{1.8T_C}$$

Paso T24/9.- Empleando los Factores de compresibilidad crítica, Z_C y las densidades críticas, ρ_c de la Tabla 1, calcular el factor de escala, h_2:

$$h_2 = \frac{Z_{C,1} x\, \rho_{C,1}}{Z_{C,2} x\, \rho_{C,2}}$$

Paso T24/10.- Calcular la densidad de saturación para los fluidos de referencia a 60 °F usando la temperatura reducida a 60 °F, $T_{r,60}$. Para cada fluido, las ecuaciones para calcular la densidad de saturación a cualquier temperatura reducida T_r son:

$$\tau = 1 - T_r$$

$$\rho^{sat} = \rho_c \left(1 + \frac{(k_1 x\, \tau^{0.35}) + (k_3 x\, \tau^2) + (k_4 x\, \tau^3)}{1 + (k_2 x\, \tau^{0.65})}\right)$$

donde los parámetros k_1, k_2, k_3 y k_4 son diferentes para cada fluido de referencia y están listados en la Tabla 1. Denominar el cálculo de la densidad para el primer fluido de referencia como $\rho_{60,1}^{sat}$, y para el segundo fluido de referencia como $\rho_{60,2}^{sat}$.

Paso T24/11.- Calcular el factor de interpolación X:

$$X = \frac{\rho_{60,1}^{sat}}{1 + \delta\left[\left(\frac{\rho_{60,1}^{sat}}{h_2 x\, \rho_{60,2}^{sat}}\right) - 1\right]}$$

Paso T24/12.- Obtener la densidad de saturación para ambos fluidos de referencia de la temperatura reducida observada $T_{r,x}$, utilizando el procedimiento establecido en el paso T24/10. Denominar la densidad para el primer fluido de referencia como $\rho_{60,1}^{sat}$ y para el segundo fluido de referencia como $\rho_{60,2}^{sat}$.

Paso T24/13.- Calcular el factor de corrección de temperatura de la temperatura observada, C_{TL}:

$$C_{TL} = \frac{\rho_{X,1}^{sat}}{X\left[1 + \delta\left[\left(\frac{\rho_{X,1}^{sat}}{h_2 x\, \rho_{X,2}^{sat}}\right) - 1\right]\right]}$$

Paso T24/14.- Redondear el factor de corrección de temperatura C_{TL} al valor más próximo a 0,00001. Luego salir de este procedimiento.

DIRECCIÓN TÉCNICA DE EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN
REVISADO
N.A. Lamas R.
A.N.H.

UNIDAD DE NORMAS
V°B°
C. Ayllón
A.N.H.

Table 1: Reference Fluid Parameters

No.	Fluid Name	γ_{60}	T_c	Z_c	ρ_c	k_1	k_2	k_3	k_4
1	EE (68/32)[1]	0.325022	298.11	0.27998	6.250	2.54616855327	–0.058244177754	0.803398090807	–0.745720314137
2	Ethane	0.355994	305.33	0.28220	6.870	1.89113042610	–0.370305782347	–0.544867288720	0.337876634952
3	EP (65/35)[2]	0.429277	333.67	0.28060	5.615	2.20970078464	–0.294253708172	–0.405754420098	0.319443433421
4	EP (35/65)[3]	0.470381	352.46	0.27930	5.110	2.25341981320	–0.266542138024	–0.372756711655	0.384734185665
5	Propane	0.507025	369.78	0.27626	5.000	1.96568366933	–0.327662435541	–0.417979702538	0.303271602831
6	i-Butane	0.562827	407.85	0.28326	3.860	2.04748034410	–0.289734363425	–0.330345036434	0.291757103132
7	n-Butane	0.584127	425.16	0.27536	3.920	2.03734743118	–0.299059145695	–0.418883095671	0.380367738748
8	i-Pentane	0.624285	460.44	0.27026	3.247	2.06541640707	–0.238366208840	–0.161440492247	0.258681568613
9	n-Pentane	0.631054	469.65	0.27235	3.200	2.11263474494	–0.261269413560	–0.291923445075	0.308344290017
10	i-Hexane	0.657167	498.05	0.26706	2.727	2.02382197871	–0.423550090067	–1.152810982570	0.950139001678
11	n-Hexane	0.664064	507.35	0.26762	2.704	2.17134547773	–0.232997313405	–0.267019794036	0.378629524102
12	n-Heptane	0.688039	540.15	0.26312	2.315	2.19773533433	–0.275056764147	–0.447144095029	0.493770995799

Table Notes:

γ_{60} is the fluid relative density at 60°F and saturation pressure

T_c is the fluid critical temperature in Kelvin

Z_c is the fluid critical compressibility factor

ρ_c is the fluid critical density in gram-moles per liter

k_1, k_2, k_3, and k_4 are saturation density fitting parameters

(1) EE (68/32) denotes a 68 mole % ethane + 32 % ethylene mixture

(2) EP (65/35) denotes a 65 mole % ethane + 35 % propane mixture

(3) EP (35/65) denotes a 35 mole % ethane + 65 % propane mixture

ANEXO C

CALCULO DEL FACTOR DE CORRECCION DE FASE GASEOSA fg (CPL).-
Norma GPA 8195-95

1.0 Ámbito de Aplicación.

1.1 El propósito de esta norma es dar a conocer los métodos empleados para el cálculo de las entregas netas de GLP, raw make (líquidos sin procesar) y LGN dentro o fuera de recipientes a presión cerrados, tales como vagones de ferrocarril, barcazas y camiones de transporte, mediante la corrección del volumen de vapor neto equivalente a volumen líquido.

1.2 Los productos a los cuales se puede aplicar este método incluyen el GLP y NGL´s comercialmente disponibles, raw make (líquidos sin procesar), mezclas E/P, propanos, Mezclas P/B, butanos, gasolinas naturales, etc. El rango de aplicación de esta metodología tomando en cuenta la densidad relativa está entre 0,40 a 0,65.

2.0 Resumen.

2.1 Para determinar el Volumen Neto de entrega se tienen dos opciones. **El Método 1** se emplea cuando se conocen los siguientes datos: Densidad relativa, temperatura, presión y volumen bruto de líquido.

Las correcciones de la compresibilidad del gas se determinan mediante las lecturas de gráficos.

2.2 El Método 2 puede ser usado cuando se conoce la composición del producto (% volumen de líquido). El factor de compresibilidad del vapor es calculada utilizando la ecuación de Pitzer-Curl, u otra correlación generalmente reconocida.

2.3 En cualquiera de los dos métodos se pueden utilizar cálculos manuales o el usuario puede desarrollar aplicaciones de hoja de cálculo en la PC discutido en la Sección 5.2.

3.0 Precauciones.

3.1 Este método es aplicable para productos cuya densidad relativa esté en el rango de 0.40 a 0.65.

3.2 Si el producto es un raw make (líquidos sin procesar) y no está disponible su composición, las correcciones de compresibilidad pueden tener una mayor incertidumbre que para una mezcla de fraccionamiento tal como E/P con la misma densidad relativa. Se estima una incertidumbre adicional para los raw make (líquidos sin procesar) del orden de +/- 1% del caudal neto de entrega para productos con alta presión de vapor.

3.3 Se estima que los resultados derivados de la corrección de las curvas de compresibilidad en lugar del cálculo de las correcciones por un programa de ordenador puede añadir una incertidumbre adicional de +/- 0,5% del caudal/entrega neto para presiones de hasta 280 psia. Para presiones superiores a 280 psia, la incertidumbre puede aumentar.

3.4 Este método está limitado para productos con temperaturas de -40 °F a 140 °F.

3.5 Los Métodos para determinar los volúmenes brutos, densidad relativa, presión, temperatura y composición no están cubiertos por esta norma.

4.0 Definiciones.

4.1 El Factor de compresibilidad.- Este factor generalmente se expresa como "Z", el cual brinda la relación entre el volumen actual (real) de gas a una temperatura y presión determinada y el volumen de gas cuando se calcula por la ley del gas ideal a la misma presión y temperatura.

4.2 Presión Critica.- Es la presión necesaria para condensar el vapor a una temperatura critica.

4.3 Temperatura Crítica.- Es la temperatura más alta a la que un fluido puede existir como un líquido. Por encima de esta temperatura el fluido es un gas y no puede ser licuado, independientemente de la presión aplicada.

4.4.- GLP (Gas Licuado de Petróleo).- Son predominantemente propano o butano por separado o en mezclas que se mantienen en estado líquido bajo la presión dentro del recipiente de confinamiento.

4.5.- LGN (líquidos de gas natural).- Son los hidrocarburos líquidos en las plantas de procesamiento de gas. El líquido de gas natural incluye el etano, propano, butanos y gasolina natural.

4.6.- Mezcla de Líquidos sin Procesar.- Es una mezcla de líquidos de gas natural antes de su fraccionamiento. También se llama "raw make".

4.7.- Factor de corrección de la temperatura.- Es un factor de corrección de volúmenes que utiliza una temperatura específica de referencia. La temperatura de referencia más comúnmente utilizada en la industria de petróleo de U.S es de 60 ° F.

5.0 Calculo de Factor de Corrección de Vapor Neto (f) a partir de la composición (Método 2).

5.1 Dados los datos de composición en la tabla 5.1 se calculan las columnas y los valores totales según sea necesario.

5.2 Las propiedades para el n-heptano se pueden utilizar para C6+ cuando no estén disponibles otras propiedades. Todos los datos necesarios se encuentran en los Datos de Ingeniería **GPSA o GPA 2145**, con la excepción del factor de volatilidad del vapor. Este factor se puede obtener del Libro de Datos de Ingeniería de GPSA a partir de la convergencia de los valores de presión K. Sin embargo, el mismo Factor de volatilidad puede ser utilizado en todas las aplicaciones sin diferencias significativas en los resultados. La aplicación recomendada del método de composición será utilizar los factores de la Tabla 5.1 con las ecuaciones correspondientes, el usuario puede desarrollar un programa de PC a partir de la utilización de hoja de cálculo disponible en el mercado software para calcular datos similares a los registrados en la Tabla 5.1. La Tabla 5.1 se utiliza para verificar este tipo de programas.

5.3 Teniendo en cuenta la composición en % de volumen de líquido, se multiplican:

(a) x (b) x (c) = (d)

(e) = (d) / suma de (d)

(g) = (e) x (f)

Peso Molecular del Vapor, MWV = Suma (g)

Temperatura Crítica del Vapor, Tc = Suma ((e) x (h))

Presión crítica del Vapor, Pc = Suma ((e) x (i))

Factor Acéntrico del Vapor, ω = Suma ((e) x (j))

5.4 Calcular la Temperatura Reducida a las condiciones:

$$T_r = \frac{t + 459.67}{T_c + 459.67}$$

5.5 Calcular la Presión Reducida a las condiciones:

$$P_r = \frac{P}{P_c}$$

5.6 Calcular el factor de compresibilidad del vapor utilizando la ecuación de Tsonpoulous virial[1]:

$$B_0 = 0.1445 - \frac{0.330}{T_r} - \frac{0.1385}{T_r^2} - \frac{0.0121}{T_r^3}$$

$$B_1 = 0.073 - \frac{0.46}{T_r} - \frac{0.50}{T_r^2} - \frac{0.097}{T_r^3} - \frac{0.0073}{T_r^8}$$

$$Z = 1 + (B_0 + \omega B_1)\frac{P_r}{T_r}$$

5.7.- La densidad del Vapor es calculada por la siguiente ecuación:

$$\rho_v = \frac{P * MW_v}{R * (t + 459.67) * Z}$$

R = 80.27 para densidad en lb/gal, t en °F y P en psia.

5.8.- El factor de corrección de vapor neto es calculado como:

$$f = \frac{\rho_v}{DR * 8.3372}$$

DR = Densidad Relativa @60°F.

Tabla 5.1
Calculo de Factor de Corrección de Vapor Neto (f) a partir de la composición

	(a)	(b)	(c)	(d)	(e)	(f)	(g)
Componente	% Volumen del liquido	Ft^3 gas/Gal Liq	Factor de Volatilidad	(axbxc)	(d/sum de d) Fracción de vapor	Masa molar	(e x f) Fracción de MW
Nitrogeno (N_2)							
Dioxido de Carbono (CO_2)							
Sulfuro de Hidrogeno (H_2S)							
Metano (CH_4)							
Etano (C_2H_6)							
Propano (C_3H_8)							
I-butano (i-C_4)							
n-Butano (n-C_4)							
Isopentano (i-C_5)							
n-Pentano							
Hexano +							
Total	0.000			0.000			0.0000
	(e)	(h)	(i)	(j)	(e) x (h)	(e) x (i)	(e) x (j)
Componente	Fracción de vapor	Temp critica (Tc)	Presión critica (Pc)	Factor acéntrico (w)	Fracción de temperatura critica	Fracción de presión critica	Fracción de factor Acéntrico
Nitrogeno (N_2)							
Dioxido de Carbono (CO_2)							
Sulfuro de Hidrogeno (H_2S)							
Metano (CH_4)							
Etano (C_2H_6)							
Propano (C_3H_8)							
I-butano (i-C_4)							
n-Butano (n-C_4)							
Isopentano (i-C_5)							
n-Pentano							
Hexano +							
Total	0.000				0.000	0.0000	0.0000

Nota: Las constantes utilizadas en la metodología 2 de la norma GPA 8195-95, fueron actualizadas de acuerdo a la información de la última versión de la norma **GPA 2145-09** *"Table of Physical Properties for Hydrocarbons and Other Compounds of Interest to the Natural Gas Industry"*

5.0 Calculo de Factor de Corrección de Vapor Neto a partir de las variables B y F (Método 1).

6.1 El Método 1 puede ser utilizado cuando se conocen los siguientes datos: densidad relativa, temperatura, presión y el nivel de volumen bruto líquido. El Factor fg se determina utilizando las Correlaciones de Compresibilidad B y F (variables algebraicas para el cálculo del factor de compresibilidad de vapor) proporcionadas por los gráficos 6.1 y 6.2 de la norma GPA Standard 8195-95 que se adjuntan en el presente documento

Una vez obtenidas estas variables se aplica la siguiente ecuación:

$$f_g = \frac{P * F}{1 - (B * P)}$$

Dónde:

fg = Factor de Corrección de Volumen para la Fase Gaseosa.

P = Presión absoluta (psia) = (presión observada + presión atmosférica local)

B = Variable algebraica para el cálculo del factor de compresibilidad de vapor. Obtenido de grafico 6.1 de la norma GPA 8195-95

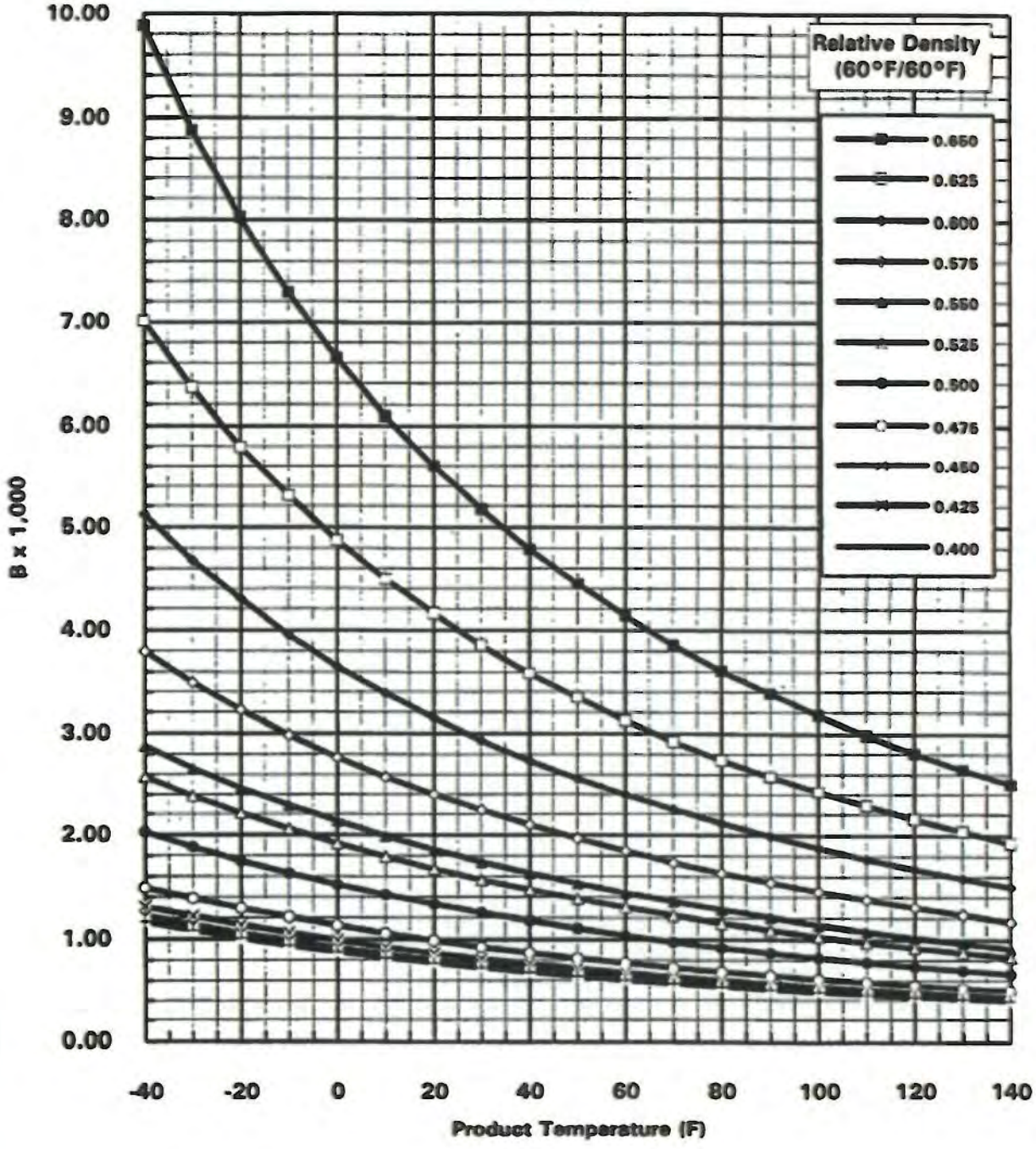
F = Variable algebraica para el cálculo del factor de compresibilidad de vapor. Obtenido de grafico 6.2 de la norma GPA 8195-95

Nota: Para el presente trabajo las gráficas 6.1 y 6.2 fueron digitalizadas con la ayuda de un software y posteriormente convertidas a ecuaciones polinómicas de quinto grado.

DIRECCIÓN TÉCNICA DE EXPLORACIÓN
REVISADO
M.A. Lamas R.
A.N.H

UNIDAD DE NORMAS
V°B°
C. Ayllón
A.N.H.

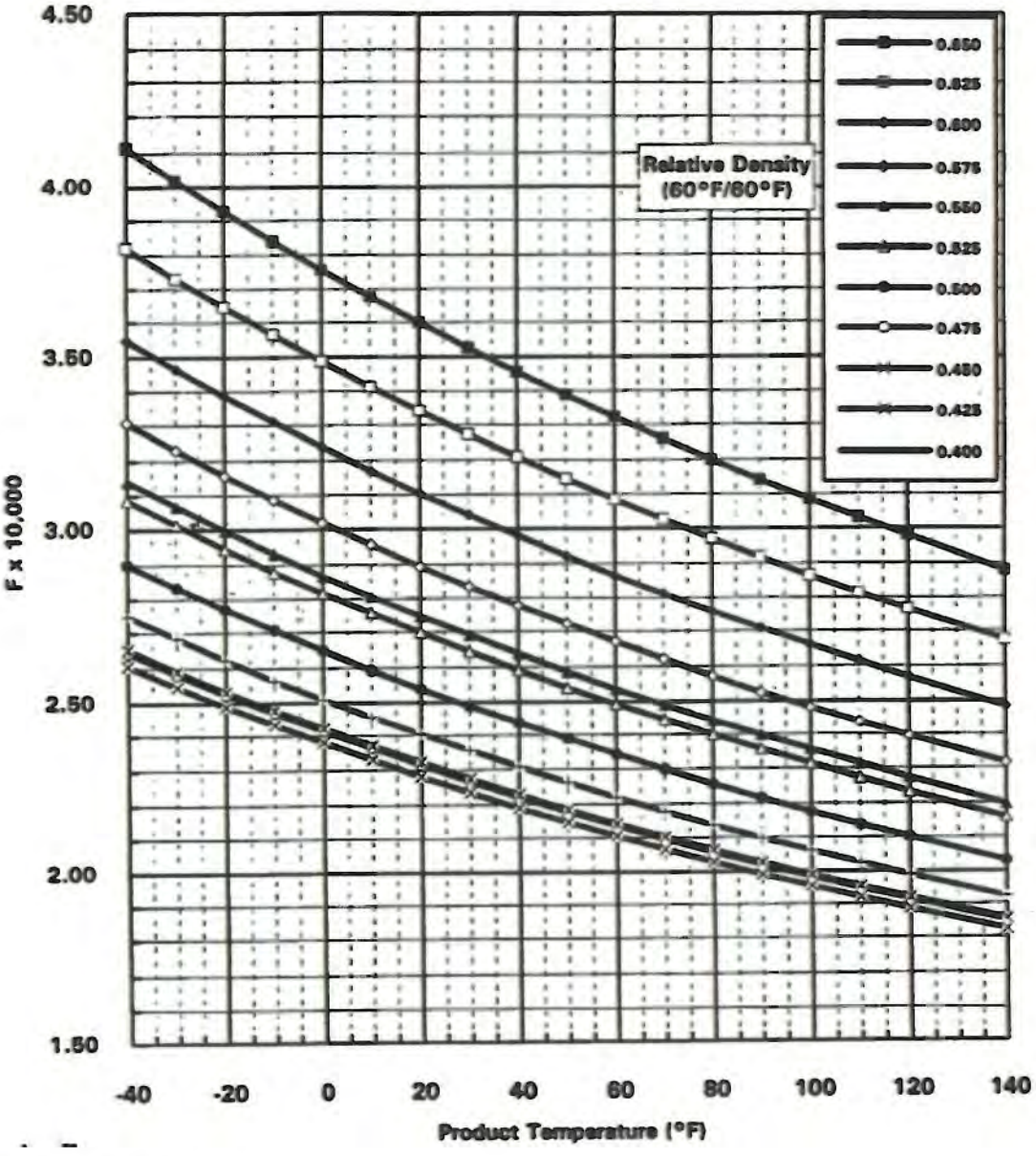
Figura 6.1
Determinación de Factor B
(B x 1000)



REVISADO
N.A. Lamas R.
DIRECCIÓN TÉCNICA DE EXPLORACIÓN
A.N.H.

UNIDAD DE NORMAS
V°B°
C. Avilón
A.N.H.

Figura 6.2
Determinación de Factor F
(F x 1000)



Nota a la figura anterior:

- La línea inferior de la gráfica representa 0.45 Densidad relativa.
- La segunda línea desde la parte inferior representa la densidad relativa entre 0.425 y 0.475.
- La tercera línea desde la parte inferior representa 0.400 Densidad relativa.

ANEXO D
CIFRAS SIGNIFICATIVAS

Para los datos de entrada y salida del método de cálculo, resumidas en la hoja principal de cálculo en formato Excel, se consideran las cifras significativas establecidas en la tabla 1 de la norma API MPMS 12.1.1.

Unidad	No. de Decimales	Unidad	No. de Decimales
Temperatura	XXX.x	Volumen Líquido [M3]	XXX.xxx
Presión	XXX.x	Volumen Líquido [l]	XXX.0
Densidad Relativa observada	XXX.xxx	Volumen Líquido [Bbls]	XXX.xx
Densidad Relativa, γ60	XXX.xxxx	Kilogramos	XXX.0
Factor de Corrección de temperatura fase Liquida, CTL	XXX.xxxxx	Factor de corrección Fase Vapor, CPL	X.xxxxx

Nota.- El número de dígitos mostrados como (X), delante del punto decimal, solamente tiene propósitos ilustrativos, y debe considerarse con un valor mayor o menor que los números de (X)´s que se muestran de acuerdo al valor real que se maneja.

El Número de dígitos mostrados como (x) después del punto decimal son muy específicos, ya que se contempla el nivel de discriminación para cada valor descrito.

REVISADO N.A. Lamas R. A.N.H

UNIDAD DE NORMAS C. Aylón A.N.H.

ANEXO E
TERMINOLOGÍA

A, B, C Parámetros de ecuación cuadrática

CTL Factor de corrección de temperatura

h2 Factor de escala

k1, k2, k3, k4 Parámetros en la ecuación de densidad de saturación

TB Temperatura base (60°F, 15°C, o 20°C)

TBK Temperatura base (288,25 K, o 293,15 K)

TC Temperatura critica del fluido (K)

TC,1 Temperatura crítica del fluido (K) inmediatamente superior a la temperatura critica correspondiente al fluido observado con densidad a la temperatura base de 60°F (kg/m3) según la tabla 1 de API 11.2.4

TC,2 Temperatura crítica del fluido (K) inmediatamente inferior a la temperatura critica correspondiente al fluido observado con densidad a la temperatura base de 60°F (kg/m3) según la tabla 1 de API 11.2.4

TC,ref Temperatura critica del fluido de referencia (K)

TF Temperatura observada de medición (°F o °C)

Tr Temperatura reducida

Tr,x Temperatura reducida observada

Tx Temperatura observada (K)

V60/VTx Relación del volumen a 60°F con el volumen a la temperatura Tx. Es la definición básica de CTL

X Factor de interpolación.

Zc Factor de compresibilidad critica

Zc,1 Factor de compresibilidad critica inmediatamente superior al factor compresibilidad critica correspondiente al fluido observado con densidad a la temperatura base de 60°F (kg/m3) según la tabla 1 de API 11.2.4.

Zc,2 Factor de compresibilidad critica inmediatamente superior al factor compresibilidad critica correspondiente al fluido observado con densidad a la temperatura base de 60°F (kg/m3) según la tabla 1 de API 11.2.4.

α, β, φ Parámetros de ecuación cuadrática.

δ Variable de interpolación.

τ Parámetro en la ecuación de densidad de saturación.

γx Densidad relativa a la temperatura observada.

γx,high Densidad relativa a la temperatura observada correspondiente al límite superior para la densidad relativa a 60°.

γx,low Densidad relativa a la temperatura observada correspondiente al límite inferior para la densidad relativa a 60°.

γx,mid Densidad relativa a la temperatura observada correspondiente al intermedio para la densidad relativa a 60° usada en el procedimiento de iteración.

γx,trial Ensayo de la densidad relativa a la temperatura observada usada en el procedimiento de iteración.

γTB Densidad relativa a la temperatura base, TB.

γ60 Densidad relativa a la temperatura base de 60°F y presión de saturación.

γ 60,1 Densidad relativa inmediatamente superior a la temperatura base de 60°F (kg/m3) y presión de saturación según la tabla 1 de API 11.2.4

γ 60,2 Densidad relativa inmediatamente inferior a la temperatura base de 60°F (kg/m3) y presión de saturación según la tabla 1 de API 11.2.4

γTx Densidad relativa a la temperatura observada, Tx.

γ60,high Límite superior de la densidad relativa del fluido observado a 60°.

γ60,low Límite inferior de la densidad relativa del fluido observado a 60°.

γ60,mid Valor intermedio de la densidad relativa del fluido observado a 60° usado en el procedimiento de iteración.

γ60,trial Valor de ensayo de la densidad relativa del fluido observado a 60° usado en el procedimiento de iteración.

ρc Densidad molar critica (gram-mol/L).

ρ60 Densidad a la temperatura base de 60°F (kg/m3).

ρ 60,1 Densidad inmediatamente superior a la temperatura base de 60°F (kg/m3) según la tabla 1 de API 11.2.4

ρ 60,2 Densidad inmediatamente inferior a la temperatura base de 60°F (kg/m3) según la tabla 1 de API 11.2.4

ρ15 Densidad a la temperatura base de 15°C (kg/m3).

ρ20 Densidad a la temperatura base de 20°C (kg/m3).

ρsat Densidad de saturación molar (gram-mol/L).

ρsat60 Densidad de saturación molar a 60°F (gram –mol/L).

ρsatT Densidad de saturación molar a la temperatura observada (gram –mol/L).

VT Volumen total a condiciones estándar (Bbls). Capacidad total del tanque.

VL Volumen de líquido a condiciones estándar (Bbls)

VG-EL Volumen de vapor sobre el líquido en unidades equivalentes de líquido a condiciones estándar (Bbls).

VL-TK Volumen de líquido a condiciones estándar (Bbls)

fL Factor de corrección de volumen de la fase liquida por temperatura y gravedad (CTL)

VG-EL Volumen de Vapor sobre el Líquido en Unidades Equivalente de Liquido a Condiciones Estándar (Bbls)

VV-SL Volumen de Vapor sobre el Líquido (Bbls)

PO Presión Observada, en Unidades Absolutas.

PA Presión Estándar, en Unidades Absolutas.

TO Temperatura Observada, en Kelvin (K) o Grados Rankine (°R)

TA Temperatura Estándar, en Kelvin (K) o Grados Rankine (°R)

fG Factor para Volumen Liquido por Volumen de Vapor.

MWV Peso molecular del vapor

Pc Presión critica del vapor

Tc Temperatura critica del vapor

ω Factor acéntrico del vapor

B0 Factor de cálculo de la ecuación de Tsonopoulous virial

B1 Factor de cálculo de la ecuación de Tsonopoulous virial

ANEXO F
SECCIÓN 1

MODELO DE PLANILLA DE CALCULO EN EXCEL NORMAL (CVGLP/PL01)

YPFB	REPORTE DE CALCULO DE VOLUMEN DE GAS LICUADO DE PETROLEO	Fecha	01/02/16
		Revision:	0
		Codigo	CVGLP/PL01
		Pagina	1 de 1

Fecha	16/02/2016	
ORIGEN	YPFB LOG (Poliducto PCS)	
DESTINO	YPFB LOG (Estación Qhora Qhora)	
Proceso	BOMBEO GLP	
Número de Tanque GLP	129E	
Capacidad Total del Tanque	985100	lt
Elevacion de la Ubicación (Sitio)	9564	ft
Presión Atmosférica Local Promedio (AGA 3-A-5)	10,38	psia

Calculo de Fase Gaseosa Equivalente a Liquido	Cromatografía

	Cromatografía del GLP (% Liq. Vol.)											
	N2	CO2	H2S	C1	C2	C3	i-C4	n-C4	i-C5	n-C5	C6+	Total
INICIAL	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	1,1970	68,7222	12,1163	16,5045	1,2429	0,2171	0,0000	100,00
FINAL	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	2,5470	65,6910	8,9100	22,1110	0,7090	0,0310	0,0000	100,00

	DATOS DE LA OPERACIÓN	INICIAL	FINAL
1	Medidas del Tanque [m-cm-mm o ft-plg-oct]	523	350
2	Volumen Bruto Liquido [lts] (Aforo de Tanque)	402100	207400
3	Temperatura Observada de Tanque [°F]	65,0	62,0
4	Presión Observada de Tanque [psig]	82,5	72,5
5	Densidad Relativa Observada de Muestra	0,5350	0,5350
6	Temperatura Observada de Muestra [°F]	55,0	55,0
7	Densidad Relativa 60/60 °F (API MPMS 11.2.4) 2007 (GPA TP-27)	0,5313	0,5313
8	Factor de Corrección de Volumen Fase Liquida (API MPMS 11.2.4) 2007 (GPA TP-27)	0,99295	0,99719
9	Volumen Liquido @ 60°F [lt] (API MPMS 14.8) 1997	399265	206817
10	Volumen Bruto Gas [lt] (Aforo del tanque)	583000	777700
11	Factor de Corrección Fase Gaseosa a Equiv. Liquido (Metodo 2 GPA 8195-95)	0,02520	0,02185
	Calculo de B (GPA 8195-95)	-	-
	Calculo de F (GPA 8195-95)	-	-
	Factor de Corrección Fase Gaseosa a Equiv. Liquido (Metodo 1 GPA 8195-95)	-	-
12	Volumen de Vapor Equivalente Liquido @ 60°F [lt] (GPA 8195-95)	14692	16993
13	**Volúmen Neto de GLP [lt] (API MPMS 14.8) 1997**	**413957**	**223810**
14	**Volúmen Neto de GLP [Bbl]**	**2603,72**	**1407,73**
15	**Peso Neto de GLP [Kg]**	**219935**	**118910**

16	**Volumen Neto Recibido/Bombeado [Lt]**	**190147**
17	**Volumen Neto Recibido/Bombeado [Bbl]**	**1195,99**
18	**Peso Neto Recibido/Bombeado [Kg]**	**101025**

Observaciones:	
VOLUMEN NETO DE GLP POR ACTAS (lt)	189396
DIFERENCIA DE VOLUMENES (lt)	751,00

CONVERSION DE TEMPERATURA

°C	°F
20,0	68,0

CONVERSION DE PRESION

Kg/cm2	psig
5,1	72,5

CONVERSION DE LONGITUD

lt	m
9564,0	2915,0

ENTREGADO

RECIBIDO

REVISADO N.A. Lamas R. A.N.H.

UNIDAD DE NORMAS V°B° C. Ayllón A.N.H.

ANEXO F
SECCIÓN 2

MODELO DE PLANILLA DE CALCULO EN EXCEL ITERATIVA (CVGLP/PL02)

	REPORTE DE CALCULO DE VOLUMEN DE GAS LICUADO DE PETROLEO	Fecha	01/02/16
		Revision	0
		Codigo	CVGLP/PL02
		Pagina	1 de 1

Fecha	06/01/2016	
ORIGEN	YPFB (PSLRG)	
DESTINO	YPFB LOG (Estación Palmasola)	
Proceso	RECEPCION GLP	
Número de Tanque GLP	2935	
Capacidad Total del Tanque	637381	lt
Elevacion de la Ubicación (Sitio)	1365	ft
Presión Atmosférica Local Promedio (AGA 3-A-5)	14,32	psia

Calculo de Fase Gaseosa Equivalente a Liquido — Cromatografia

Cromatografia del GLP (GPA 2165-95)

	N2	CO2	H2S	C1	C2	C3	i-C4	n-C4	i-C5	n-C5	C6+	Total
INICIAL	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,2870	0,8550	50,0000	47,3560	1,5030	0,0000	0,0000	100,00
INGRESO	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	1,4300	69,4100	11,8300	16,2600	0,9300	0,1400	0,0000	100,00
FINAL	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	1,3519	64,9061	14,3913	18,2388	0,9811	0,1308	0,0000	100,00

UNIDADES DE CROMATOGRAFIA [% Molar ó %Liq Vol]

	DATOS DE LA OPERACIÓN	INICIAL	FINAL
1	Medidas del Tanque [m-cm-mm o ft-pig-oct]	586	5345
2	Volumen Bruto Liquido [lts] (Abro de Tanque)	5635	319316
3	Temperatura Observada de Tanque [°F]	82,0	75,0
4	Presión Observada de Tanque [psig]	42,7	103,8
5	Densidad Relativa Observada de Muestra	0,5760	0,5276
6	Temperatura Observada de Muestra [°F]	60,0	60,0
7	Densidad Relativa 60/60 °F (API MPMS 11.2.4) 2007 (GPA TP-27)	0,5760	0,5276
8	Factor de Corrección de Volumen Fase Liquida (API MPMS 11.2.4) 2007 (GPA TP-27)	0,97499	0,97810
9	Volumen Liquido @ 60°F [lt] (API MPMS 14.8) 1997	5494	312323
10	Volumen Bruto Gas [lt] (Abro del tanque)	631746	318065
11	Factor de Corrección Fase Gaseosa a Equiv. Liquido (Metodo 2 GPA 8195-95)	0,01724	0,03252
	Calculo de B (GPA 8195-95)	-	-
	Calculo de F (GPA 8195-95)	-	-
	Factor de Corrección Fase Gaseosa a Equiv. Liquido (Metodo 1 GPA 8195-95)	-	-
12	Volumen de Vapor Equivalente Liquido @ 60°F [lt] (GPA 8195-95)	10691	10343
13	**Volúmen Neto de GLP [lt] (API MPMS 14.8) 1997**	16385	322986
14	**Volúmen Neto de GLP [Bbl]**	103,06	2029,51
15	**Peso Neto de GLP [Kg]**	9438	170239

16	**Volumen Neto Recibido/Bombeado [Lt]**	306281
17	**Volumen Neto Recibido/Bombeado [Bbl]**	1926,45
18	**Peso Neto Recibido/Bombeado [Kg]**	160801

Observaciones:		
	VOLUMEN NETO DE GLP POR ACTAS (lt)	306968
	DIFERENCIA DE VOLUMENES (lt)	-687,00

DETERMINACION DE LA DR 60/60°F EN LA MEZCLA

INTRODUCIR DR de ingreso a T.R.@ 60°F	INTRODUCIR DR PARA ITERACION x10000	DR Final @60°F	AJUSTE PROXIMO A CERO
0,5250	5276	0,5276	-3,3

CONVERSION DE TEMPERATURA

°C	°F
28,0	82,4

CONVERSION DE PRESION

Kg/cm2	psig
7,3	103,8

CONVERSION DE LONGITUD

ft	m
1365,0	416,0

REVISADO N.A. Lamas R. A.N.H.

5544255

ENTREGADO

RECIBIDO

V°B° C. Ayllón A.N.H.

ANEXO G
SECCIÓN 1

MODELO DE CALCULO DE RECEPCION DE GLP POR METODO B&F

REPORTE DE CALCULO DE VOLUMEN DE GAS LICUADO DE PETROLEO		
	Fecha	01/02/16
	Revision	0
	Codigo	CVGLP/PLO1
	Pagina	1 de 1

Fecha	16/02/2016
ORIGEN	YPFB LOG (Poliducto PCS)
DESTINO	YPFB LOG (Estación Qhora Qhora)
Proceso	RECEPCION GLP
Número de Tanque GLP	129E
Capacidad Total del Tanque	985100 lt
Elevacion de la Ubicación (Sitio)	9564 ft
Presión Atmosférica Local Promedio (AGA 3-A-5)	10,38 psia

Calculo de Fase Gaseosa Equivalente a Liquido — Factores B y F

Cromatografia del GLP (% Liq. Vol.)											
	N2	CO2	H2S	C1	C2	C3	i-C4	n-C4	i-C5	n-C5	C6+	Total
INICIAL	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,00
FINAL	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,00

	DATOS DE LA OPERACIÓN	INICIAL	FINAL
1	Medidas del Tanque [m-cm-mm o ft-pig-oct]	523	700
2	Volumen Bruto Liquido [lts] (Aforo de Tanque)	402100	615600
3	Temperatura Observada de Tanque [°F]	65,0	63,0
4	Presión Observada de Tanque [psig]	82,5	106,7
5	Densidad Relativa Observada de Muestra	0,5350	0,5400
6	Temperatura Observada de Muestra [°F]	55,0	56,0
7	Densidad Relativa 60/60 °F (API MPMS 11.2.4) 2007 (GPA TP-27)	0,5313	0,5371
8	Factor de Corrección de Volumen Fase Liquida (API MPMS 11.2.4) 2007 (GPA TP-27)	0,99295	0,99592
9	Volumen Liquido @ 60°F [lt] (API MPMS 14.6) 1997	399265	613088
10	Volumen Bruto Gas [lt] (Aforo del tanque)	583000	369500
11	Factor de Corrección Fase Gaseosa a Equiv. Liquido (Metodo 2 GPA 8195-95)	-	-
	Calculo de B (GPA 8195-95)	0,00130	0,00134
	Calculo de F (GPA 8195-95)	0,000247	0,000249
	Factor de Corrección Fase Gaseosa a Equiv. Liquido (Metodo 1 GPA 8195-95)	0,02609	0,03468
12	Volumen de Vapor Equivalente Liquido @ 60°F [lt] (GPA 8195-95)	15210	12777
13	**Volúmen Neto de GLP [lt] (API MPMS 14.6) 1997**	**414476**	**625886**
14	**Volúmen Neto de GLP [Bbl]**	**2606,98**	**3936,59**
15	**Peso Neto de GLP [Kg]**	**220211**	**336153**

16	**Volumen Neto Recibido/Bombeado [Lt]**	**211390**
17	**Volumen Neto Recibido/Bombeado [Bbl]**	**1329,61**
18	**Peso Neto Recibido/Bombeado [Kg]**	**115942**

Observaciones:		
	VOLUMEN NETO DE GLP POR ACTAS (lt)	189396
	DIFERENCIA DE VOLUMENES (lt)	21994,00

CONVERSION DE TEMPERATURA

°C	°F
20,0	68,0

CONVERSION DE PRESION

Kg/cm2	psig
5,1	72,5

CONVERSION DE LONGITUD

ft	m
9564,0	2915,0

ENTREGADO RECIBIDO

DIRECCIÓN TÉCNICA DE EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN REVISADO N.A. Lamas R. A.N.H.

UNIDAD DE NORMAS V°B° C. Avilón A.N.H.

ANEXO G
SECCIÓN 2

MODELO DE CALCULO DE RECEPCION DE GLP POR CROMATOGRAFIA

	REPORTE DE CALCULO DE VOLUMEN DE GAS LICUADO DE PETROLEO	Fecha	01/02/16
		Revison:	0
		Codigo	OVGLR/PL01
		Pagina	1 de 1

Fecha	16/02/2016	
ORIGEN	YPFB LOG (Poliducto PCS)	
DESTINO	YPFB LOG (Estación Qhora Qhrora)	
Proceso	RECEPCION GLP	
Número de Tanque GLP	129E	
Capacidad Total del Tanque	985100	lt
Elevacion de la Ubicación (Sifo)	9564	ft
Presión Atmosférica Local Promedio (AGA 3-A-5)	10,38	psia

Calculo de Fase Gaseosa Equivalente a Liquido — Cromatografia

Cromatografia del GLP (% Liq. Vol.)												
	N2	CO2	H2S	C1	C2	C3	i-C4	n-C4	i-C5	n-C5	C6+	Total
INICIAL	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	1,1970	68,7222	12,1163	16,5045	1,2429	0,2171	0,0000	100,00
FINAL	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	2,5470	65,6910	8,9100	22,1110	0,7090	0,0310	0,0000	100,00

	DATOS DE LA OPERACIÓN	INICIAL	FINAL
1	Medidas del Tanque [m-cm-mm o ft-plg-oct]	523	700
2	Volumen Bruto Liquido [lts] (Aforo de Tanque)	402100	615600
3	Temperatura Observada de Tanque [°F]	65,0	63,0
4	Presión Observada de Tanque [psig]	82,5	106,7
5	Densidad Relativa Observada de Muestra	0,5350	0,5400
6	Temperatura Observada de Muestra [°F]	55,0	56,0
7	Densidad Relativa 60/60 °F (API MPMS 11.2.4) 2007 (GPA TP-27)	0,5313	0,5371
8	Factor de Corrección de Volumen Fase Liquida (API MPMS 11.2.4) 2007 (GPA TP-27)	0,99295	0,99592
9	Volumen Liquido @ 60°F [lt] (API MPMS 14.8) 1997	399265	613088
10	Volumen Bruto Gas [lt] (Aforo del tanque)	583000	389500
11	Factor de Corrección Fase Gaseosa a Equiv. Liquido (Metodo 2 GPA 8195-95)	0,02520	0,00189
	Calculo de B (GPA 8195-95)	-	-
	Calculo de F (GPA 8195-95)	-	-
	Factor de Corrección Fase Gaseosa a Equiv. Liquido (Metodo 1 GPA 8195-95)	-	-
12	Volumen de Vapor Equivalente Liquido @ 60°F [lt] (GPA 8195-95)	14692	11783
13	**Volúmen Neto de GLP [lt] (API MPMS 14.8) 1997**	**413957**	**624872**
14	**Volúmen Neto de GLP [Bbl]**	**2603,72**	**3930,33**
15	**Peso Neto de GLP [Kg]**	**219935**	**335619**

16	**Volumen Neto Recibido/Bombeado [Lt]**	**210915**
17	**Volumen Neto Recibido/Bombeado [Bbl]**	**1326,61**
18	**Peso Neto Recibido/Bombeado [Kg]**	**115684**

Observaciones:		
	VOLUMEN NETO DE GLP POR ACTAS (lt)	189396
	DIFERENCIA DE VOLUMENES (lt)	21519,00

CONVERSION DE TEMPERATURA

°C	°F
20,0	68,0

CONVERSION DE PRESION

Kg/cm2	psig
5,1	72,5

CONVERSION DE LONGITUD

ft	m
9564,0	2915,0

ENTREGADO

RECIBIDO

REVISADO N.A. Lamas R. A.N.H.

VºBº C. Ayllón A.N.H.

ANEXO G
SECCIÓN 3

MODELO DE CALCULO DE BOMBEO DE GLP POR METODO B&F

YPFB	REPORTE DE CALCULO DE VOLUMEN DE GAS LICUADO DE PETROLEO	Fecha:	01/02/16
		Revision:	0
		Codigo:	CVGLP/PL01
		Pagina:	1 de 1

Fecha	16/02/2016	
ORIGEN	YPFB LOG (Poliducto PCS)	
DESTINO	YPFB LOG (Estación Qhora Qhora)	
Proceso	BOMBEO GLP	
Número de Tanque GLP	129E	
Capacidad Total del Tanque	985100	lt
Elevacion de la Ubicación (Sitio)	9564	lt
Presión Atmosférica Local Promedio (AGA 3-A-5)	10,38	psia

Calculo de Fase Gaseosa Equivalente a Liquido	Factores B y F

	Cromatografía del GLP (% Liq. Vol.)											
	N2	CO2	H2S	C1	C2	C3	i-C4	n-C4	i-C5	n-C5	C6+	Total
INICIAL	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,00
FINAL	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,00

	DATOS DE LA OPERACIÓN	INICIAL	FINAL
1	Medidas del Tanque [m-cm-mm o ft-plg-oct]	523	350
2	Volumen Bruto Liquido [lts] (Aforo de Tanque)	402100	207400
3	Temperatura Observada de Tanque [°F]	65,0	62,0
4	Presión Observada de Tanque [psig]	82,5	72,5
5	Densidad Relativa Observada de Muestra	0,5350	0,5350
6	Temperatura Observada de Muestra [°F]	55,0	55,0
7	Densidad Relativa 60/60 °F (API MPMS 11.2.4) 2007 (GPA TP-27)	0,5313	0,5313
8	Factor de Corrección de Volumen Fase Liquida (API MPMS 11.2.4) 2007 (GPA TP-27)	0,99295	0,99719
9	Volumen Liquido @ 60°F [lt] (API MPMS 14.8) 1997	399265	206817
10	Volumen Bruto Gas [lt] (Aforo del tanque)	583000	777700
11	Factor de Corrección Fase Gaseosa a Equiv. Liquido (Metodo 2 GPA 8195-95)	-	-
	Calculo de B (GPA 8195-95)	0,00130	0,00132
	Calculo de F (GPA 8195-95)	0,000247	0,000248
	Factor de Corrección Fase Gaseosa a Equiv. Liquido (Metodo 1 GPA 8195-95)	0,02609	0,02398
12	Volumen de Vapor Equivalente Liquido @ 60°F [lt] (GPA 8195-95)	15210	17949
13	**Volúmen Neto de GLP [lt] (API MPMS 14.8) 1997**	**414476**	**224767**
14	**Volúmen Neto de GLP [Bbl]**	**2606,98**	**1413,74**
15	**Peso Neto de GLP [Kg]**	**220211**	**119419**

16	**Volumen Neto Recibido/Bombeado [Lt]**	**189709**
17	**Volumen Neto Recibido/Bombeado [Bbl]**	**1193,24**
18	**Peso Neto Recibido/Bombeado [Kg]**	**100792**

Observaciones:	
VOLUMEN NETO DE GLP POR ACTAS (lt)	189396
DIFERENCIA DE VOLUMENES (lt)	313,00

CONVERSION DE TEMPERATURA

°C	°F
20,0	68,0

CONVERSION DE PRESION

Kg/cm2	psig
5,1	72,5

CONVERSION DE LONGITUD

lt	m
9564,0	2915,0

ENTREGADO

RECIBIDO

DIRECCIÓN TÉCNICA DE EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN REVISADO M.A. Lamas R. A.N.H.

UNIDAD DE NORMAS M°B° C. Ayllón A.N.H.

ANEXO G
SECCIÓN 4

MODELO DE CALCULO DE BOMBEO DE GLP POR CROMATOGRAFIA

	REPORTE DE CALCULO DE VOLUMEN DE GAS LICUADO DE PETROLEO	Fecha	01/02/16
		Revision	0
		Codigo	CMGLPRLD1
		Pagina	1 de 1

Fecha	16/02/2016
ORIGEN	YPFB LOG (Polducto PCS)
DESTINO	YPFB LOG (Estación Qhora Qhora)
Proceso	BOMBEO GLP
Número de Tanque GLP	129E
Capacidad Total del Tanque	985100 lt
Elevacion de la Ubicación (Sitio)	9564 ft
Presión Atmosférica Local Promedio (AGA 3-A-5)	10,38 psia

Calculo de Fase Gaseosa Equivalente a Liquido

Cromatografia del GLP (% Liq. Vol.)

	N2	CO2	H2S	C1	C2	C3	i-C4	n-C4	i-C5	n-C5	C6+	Total
INICIAL	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	1,1970	68,7222	12,1163	16,5045	1,2429	0,2171	0,0000	100,00
FINAL	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	2,5470	65,6910	8,9100	22,1110	0,7090	0,0310	0,0000	100,00

	DATOS DE LA OPERACIÓN	INICIAL	FINAL
1	Medidas del Tanque [m-cm-mm o ft-plg-oct]	523	350
2	Volumen Bruto Liquido [lts] (Aforo de Tanque)	402100	207400
3	Temperatura Observada de Tanque [°F]	85,0	62,0
4	Presión Observada de Tanque [psig]	82,5	72,5
5	Densidad Relativa Observada de Muestra	0,5350	0,5350
6	Temperatura Observada de Muestra [°F]	55,0	55,0
7	Densidad Relativa 60/60 °F (API MPMS 11.2.4) 2007 (GPA TP-27)	0,5313	0,5313
8	Factor de Corrección de Volumen Fase Liquida (API MPMS 11.2.4) 2007 (GPA TP-27)	0,99295	0,99719
9	Volumen Liquido @ 60°F [lt] (API MPMS 14.8) 1997	399265	206817
10	Volumen Bruto Gas [lt] (Aforo del tanque)	583000	777700
11	Factor de Corrección Fase Gaseosa a Equiv. Liquido (Metodo 2 GPA 8195-95)	0,02528	0,02185
	Calculo de B (GPA 8195-95)	-	-
	Calculo de F (GPA 8195-95)	-	-
	Factor de Corrección Fase Gaseosa a Equiv. Liquido (Metodo 1 GPA 8195-95)	-	-
12	Volumen de Vapor Equivalente Liquido @ 60°F [lt] (GPA 8195-95)	14692	16993
13	**Volumen Neto de GLP [lt] (API MPMS 14.8) 1997**	**413957**	**223810**
14	**Volumen Neto de GLP [Bbl]**	**2603,72**	**1407,73**
15	**Peso Neto de GLP [Kg]**	**219935**	**118910**

16	**Volumen Neto Recibido/Bombeado [Lt]**	**190147**
17	**Volumen Neto Recibido/Bombeado [Bbl]**	**1195,99**
18	**Peso Neto Recibido/Bombeado [Kg]**	**101025**

Observaciones:		
	VOLUMEN NETO DE GLP POR ACTAS (lt)	189396
	DIFERENCIA DE VOLUMENES (lt)	751,00

CONVERSION DE TEMPERATURA

°C	°F
20,0	68,0

CONVERSION DE PRESION

Kg/cm2	psig
5,1	72,5

CONVERSION DE LONGITUD

ft	m
9564,0	2915,0

ENTREGADO

RECIBIDO

DIRECCIÓN TÉCNICA DE EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN REVISADO M.A. Lanza R. ANH

UNIDAD DE NORMAS VºBº C. Aylón ANH

ANEXO G
SECCIÓN 5

MODELO DE CALCULO DE RECEPCION DE GLP POR METODO B&F (ITERATIVO)

	REPORTE DE CALCULO DE VOLUMEN DE GAS LICUADO DE PETROLEO	Fecha	01/02/16
		Revision	0
		Codigo	CVGLPRL02
		Pagina	1 de 1

Fecha	06/01/2016	
ORIGEN	YPFB (PSLRG)	
DESTINO	YPFB LOG (Estación Palmasola)	
Proceso	RECEPCION GLP	
Número de Tanque GLP	2935	
Capacidad Total del Tanque	637381	lt
Elevacion de la Ubicación (Sitio)	1365	ft
Presión Atmosférica Local Promedio (AGA 3-A-5)	14,02	psia

Calculo de Fase Gaseosa Equivalente a Liquido — Factores B y F

Cromatografía del GLP (GPA 2165-95)												
	N2	CO2	H2S	C1	C2	C3	i-C4	n-C4	i-C5	n-C5	C6+	Total
INICIAL	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,00
INGRESO	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,00
FINAL	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,00

UNIDADES DE CROMATOGRAFIA [% Molar ó %Lig Vo

	DATOS DE LA OPERACIÓN	INICIAL	FINAL
1	Medidas del Tanque [m-cm-mm o ft-plg-oct]	586	5345
2	Volumen Bruto Liquido [lts] (Abro de Tanque)	5635	319316
3	Temperatura Observada de Tanque [°F]	82,0	75,0
4	Presión Observada de Tanque [psig]	42,7	103,8
5	Densidad Relativa Observada de Muestra	0,5760	0,5275
6	Temperatura Observada de Muestra [°F]	80,0	80,0
7	Densidad Relativa 60/60 °F (API MPMS 11.2.4) 2007 (GPA TP-27)	0,5760	0,5275
8	Factor de Corrección de Volumen Fase Líquida (API MPMS 11.2.4) 2007 (GPA TP-27)	0,97499	0,97806
9	Volumen Liquido @ 60°F [lt] (API MPMS 14.8) 1997	5494	312317
10	Volumen Bruto Gas [lt] (Abro del tanque)	631746	318065
11	Factor de Corrección Fase Gaseosa a Equiv. Liquido (Metodo 2 GPA 8195-95)	-	-
	Calculo de B (GPA 8195-95)	0,00164	0,00120
	Calculo de F (GPA 8195-95)	0,000256	0,000242
	Factor de Corrección Fase Gaseosa a Equiv. Liquido (Metodo 1 GPA 8195-95)	0,01601	0,03321
12	Volumen de Vapor Equivalente Liquido @ 60°F [lt] (GPA 8195-95)	10114	10583
13	**Volúmen Neto de GLP [lt] (API MPMS 14.8) 1997**	15608	322880
14	**Volúmen Neto de GLP [Bbl]**	98,17	2030,86
15	**Peso Neto de GLP [Kg]**	8995	170319

16	**Volumen Neto Recibido/Bombeado [Lt]**	307272
17	**Volumen Neto Recibido/Bombeado [Bbl]**	1932,89
18	**Peso Neto Recibido/Bombeado [Kg]**	161329

Observaciones:		
	VOLUMEN NETO DE GLP POR ACTAS (lt)	306968
	DIFERENCIA DE VOLUMENES (lt)	304,00

DETERMINACION DE LA DR 60/60°F EN LA MEZCLA

INTRODUCIR DR de ingreso a TR @ 60°F	INTRODUCIR DR PARA ITERACION x10000	DR Final @ 60°F	AJUSTE PROXIMO A CERO
0,5250	5275	0,5275	-11,2

CONVERSION DE TEMPERATURA

°C	°F
28,0	82,4

CONVERSION DE PRESION

Kg/cm2	psig
7,3	103,8

CONVERSION DE LONGITUD

ft	m
1365,0	416,0

ENTREGADO

RECIBIDO

REVISADO N.A. Lamas R. A.N.H.

UNIDAD DE NORMAS V°B° C. Ayllón A.N.H.

ANEXO G
SECCIÓN 6

MODELO DE CALCULO DE RECEPCION DE GLP POR CROMATOGRAFIA (ITERATIVO)

	REPORTE DE CALCULO DE VOLUMEN DE GAS LICUADO DE PETROLEO	Fecha:	31/03/16
		Revision	0
		Codigo	CVGLRPL02
		Pagina	1 de 1

Fecha	06/01/2016	
ORIGEN	YPFB (PSLRG)	
DESTINO	YPFB LOG (Estación Palmasola)	
Proceso		
Número de Tanque GLP	2935	
Capacidad Total del Tanque	637381	lt
Elevacion de la Ubicación (Sitio)	1365	ft
Presión Atmosférica Local Promedio (AGA 3-A-5)	14,02	psia

Calculo de Fase Gaseosa Equivalente a Liquido

Cromatografia del GLP (GPA 2165-95)

	N2	CO2	H2S	C1	C2	C3	I-C4	n-C4	I-C5	n-C5	C6+	Total
INICIAL	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	0,2870	0,8550	50,0000	47,3560	1,5030	0,0000	0,0000	100,00
INGRESO	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	1,4300	69,4100	11,8300	16,2600	0,9300	0,1400	0,0000	100,00
FINAL	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	1,3519	64,9061	14,3913	16,2388	0,9811	0,1308	0,0000	100,00

UNIDADES DE CROMATOGRAFIA (% Molar ó %Liq Vo

	DATOS DE LA OPERACIÓN	INICIAL	FINAL
1	Medidas del Tanque (m-cm-mm o ft-plg-oct)	586	5345
2	Volumen Bruto Liquido [lts] (Aforo de Tanque)	5635	319316
3	Temperatura Observada de Tanque [°F]	82,0	75,0
4	Presión Observada de Tanque [psig]	42,7	103,8
5	Densidad Relativa Observada de Muestra	0,5760	0,5276
6	Temperatura Observada de Muestra [°F]	60,0	60,0
7	Densidad Relativa 60/60 °F (API MPMS 11.2.4) 2007 (GPA TP-27)	0,5760	0,5276
8	Factor de Corrección de Volumen Fase Líquida (API MPMS 11.2.4) 2007 (GPA TP-27)	0,97499	0,97810
9	Volumen Líquido @ 60°F [lt] (API MPMS 14.8) 1997	5494	312323
10	Volumen Bruto Gas [lt] (Aforo del tanque)	631746	318065
11	Factor de Corrección Fase Gaseosa a Equiv. Liquido (Metodo 2 GPA 8195-95)	0,01724	0,02252
	Calculo de B (GPA 8195-95)	-	-
	Calculo de F (GPA 8195-95)	-	-
	Factor de Corrección Fase Gaseosa a Equiv. Liquido (Metodo 1 GPA 8195-95)	-	-
12	Volumen de Vapor Equivalente Liquido @ 60°F [lt] (GPA 8195-95)	10691	10343
13	**Volúmen Neto de GLP [lt] (API MPMS 14.8) 1997**	16385	322666
14	**Volúmen Neto de GLP [Bbl]**	103,06	2029,51
15	**Peso Neto de GLP [Kg]**	9438	170239

16	**Volumen Neto Recibido/Bombeado [Lt]**	306281
17	**Volumen Neto Recibido/Bombeado [Bbl]**	1926,45
18	**Peso Neto Recibido/Bombeado [Kg]**	160801

Observaciones:		
	VOLUMEN NETO DE GLP POR ACTAS (lt)	306968
	DIFERENCIA DE VOLUMENES (lt)	-687,00

DETERMINACION DE LA DR 60/60°F EN LA MEZCLA

INTRODUCIR DR de ingreso a T.K @ 60°F	INTRODUCIR DR PARA ITERACION x 10000	DR Final @ 60°F	AJUSTE PROXIMO A CERO
0,5259	5276	0,5276	3,3

CONVERSION DE TEMPERATURA

°C	°F
28,0	82,4

CONVERSION DE PRESION

Kg/cm2	psig
7,3	103,8

CONVERSION DE LONGITUD

ft	m
1365,0	416,0

ENTREGADO

RECIBIDO

REVISADO N.A. Lamas R. A.N.H.

UNIDAD DE NORMAS V°B° C. Ayllon A.N.H.

ANEXO G

SECCION 7.1

MANUAL DE LLENADO DE LA PLANILLA PROCESO DE RECEPCION

METODO DE CÁLCULO (FACTOR DE FASE GASEOSA): CROMATOGRAFIA DEL GLP

Se empleará este método para los procesos en los cuales no es posible sacar una muestra del tanque de GLP para determinar la cromatografía del producto en el Estado Final. A partir de una Cromatografía Inicial, se calcula la Cromatografía Final y la Densidad Relativa Final, siguiendo los pasos que se detallan a continuación:

1. En el primer cajetín introducir los datos correspondientes: FECHA, ORIGEN (**Empresa.** Refinería, Planta o Ducto de donde proviene el GLP), DESTINO (**Empresa.** Refinería, Planta o Ducto donde se descarga o recibe el GLP), PROCESO (De las 2 opciones: Recepción de GLP y Bombeo de GLP, se debe elegir Recepción de GLP, NUMERO DE TANQUE DE GLP, CAPACIDAD TOTAL DEL TANQUE (Tabla de Aforo del Tanque), ELEVACION DE LA UBICACION (Altura en pies de la Planta o Estación, se puede utilizar la barra "CONVERSION DE LONGITUD" para convertir de pies a metros)
2. La Presión atmosférica local es calculada por el programa en psia a partir de la elevación
3. En la Fila "Cálculo de fase gaseosa Equivalente a Líquido" elegir CROMATOGRAFIA
4. Seleccionar en la Barra UNIDADES DE CROMATOGRAFIA las unidades en la que está especificada la cromatografía del GLP en Estado Inicial y de Ingreso: %Vol liquido ó % molar
5. Introducir la Cromatografía del GLP en el Estado INICIAL
6. Introducir la Cromatografía del GLP en el Estado INGRESO
7. En Cromatografía del Estado Final, se podrá elegir las unidades a las cuales se desea obtener la cromatografía del GLP: %Vol liquido ó % molar
8. Introducir datos iniciales del tanque: Medida, Volumen, Temperatura, Presión, DR muestra, Temp muestra (En caso de que el certicado de calidad del GLP proporcione el dato de la DR@ 60°F, introducir este valor en la casilla I29 y colocar en la Temp muestra 60 °F. Se puede emplear los conversores de Temperatura y de Presión, si las unidades de los instrumentos del tanque no encuentran en °F o psi
9. Introducir los datos finales del tanque: Medida, Volumen, Temperatura, Presión
10. En la casilla K29 (DR del Estado Final), se debe introducir un valor de DR, que debe estar entre la DR inicial y la DR de Entrada del GLP, para el inicio del cálculo
11. Introducir la DR de entrada GLP en la celda N29 "DETERMINACION DE DR EN LA MEZCLA", obtenido del certificado de calidad del GLP
12. Introducir en la celda 029 un valor de DR multiplicado por 10000, con este valor se inicia el proceso de iteración (el valor debe estar entre DR inicial y DR entrada)
13. En la celda P29, desplazar los cursores arriba o abajo hasta que la celda Q29 del "AJUSTE PROXIMO A CERO" sea lo más cercano al valor cero (ya sea + ó -)

DIRECCIÓN TÉCNICA DE EXPLORACIÓN REVISADO N.A. Limas R. ANH
UNIDAD DE NORMAS VºBº C. Ayllón A.M.H.

14. Introducir el valor obtenido de DR final en la celda K29 (DR final) para calcular el volumen final real del GLP en ese estado
15. Verificar que el volumen final real calculado sea el correcto, para ello en la barra "AJUSTE PROXIMO A CERO" subir o bajar el cursor hasta que el valor sea lo mas cercano al valor cero (ya sea + ó -)
16. La Cromatografía calculada en el Estado Final será la Cromatografía en el Estado Inicial para el nuevo proceso.

REVISADO N.A. Lamas R.
UNIDAD DE NORMAS V°B° C. Avilán A.N.H.

ANEXO G
SECCION 7.2
MANUAL DE LLENADO DE LA PLANILLA
PROCESO DE RECEPCION

METODO DE CÁLCULO (FACTOR DE FASE GASEOSA): FACTORES B&F

Se empleará este método para los procesos en los cuales no es posible sacar una muestra del tanque de GLP para determinar la Densidad Relativa del producto en el Estado Final. A partir de una Densidad Relativa Inicial, se calcula la Densidad Relativa Final, siguiendo los pasos que se detallan a continuación:

1. En el primer cajetín introducir los datos correspondientes: FECHA, ORIGEN (**Empresa.** Refinería, Planta o Ducto de donde proviene el GLP), DESTINO (**Empresa.** Refinería, Planta o Ducto donde se descarga o recibe el GLP), PROCESO (De las 2 opciones: Recepción de GLP y Bombeo de GLP, se debe elegir Recepción de GLP, NUMERO DE TANQUE DE GLP, CAPACIDAD TOTAL DEL TANQUE (Tabla de Aforo del Tanque), ELEVACION DE LA UBICACION (Altura en pies de la Planta o Estación, se puede utilizar la barra "CONVERSION DE LONGITUD" para convertir de pies a metros)
2. La Presión atmosférica local es calculada por el programa en psia a partir de la elevación
3. En la Fila "Cálculo de fase gaseosa Equivalente a Líquido" elegir FACTORES B&F
4. Introducir datos iniciales del tanque: Medida, Volumen, Temperatura, Presión, DR muestra, Temperatura muestra (En caso de que el certificado de calidad del GLP proporcione el dato de la DR@ 60°F, introducir este valor en la casilla I29 y colocar en la Temperatura muestra 60 °F. Se puede emplear los conversores de Temperatura y de Presión, si las unidades de los instrumentos del tanque no encuentran en °F o psi
5. Introducir los datos finales del tanque: Medida, Volumen, Temperatura, Presión
6. En la casilla K29 (DR del Estado Final), se debe introducir un valor de DR, que debe estar entre la DR inicial y la DR de Entrada del GLP, para el inicio del cálculo
7. Introducir la DR de entrada del GLP en la celda N29 "DETERMINACION DE DR EN LA MEZCLA", obtenido del certificado de calidad del GLP
8. Introducir en la celda 029 un valor de DR multiplicado por 10000, con este valor se inicia el proceso de iteración (el valor debe estar entre DR inicial y DR entrada)
9. En la celda P29, desplazar los cursores arriba o abajo hasta que la celda Q29 del "AJUSTE PROXIMO A CERO" sea lo mas cercano al valor cero (ya sea + ó -)
10. Introducir el valor obtenido de DR final @60ºF en la celda K29 (DR final) para calcular el volumen final real del GLP en ese estado
11. Verificar que el volumen final real calculado sea el correcto, para ello en la barra "AJUSTE PROXIMO A CERO" subir o bajar el cursor hasta que el valor sea lo mas cercano al valor cero (ya sea + ó -)
12. La Densidad Relativa calculada en el Estado Final será la Densidad Relativa en el Estado Inicial para el nuevo proceso

NOTA: Como este cálculo no depende de la cromatografía, al borrar los datos del Estado Inicial o Estado de Ingreso, el cálculo no será afectado

ANEXO H
CALCULO DE LA DENSIDAD RELATIVA DE LA MEZCLA

Este anexo debe aplicarse para calcular la densidad relativa de la mezcla contenida en un tanque de GLP cuando no es posible determinar esta propiedad a través del muestreo, la mezcla resultante es el resultado del GLP contenido inicialmente en el tanque y el GLP que ingresa desde un ducto, cisterna u otro tanque. El balance de materia de los componentes involucrados es el siguiente

$$m_f = m_1 + m_2 \quad \text{Ecuación (1)}$$

Donde:

m_f : Masa final de la mezcla (GLP inicial y GLP entrada)

m_1 : Masa inicial de GLP en el tanque

m_2 : Masa de GLP que ingresa al tanque desde un ducto, cisterna u otro tanque

La densidad está definida como:

$$\rho = \frac{m}{V} \text{ Ecuación (2)}$$

De (2):

$$m = \rho * V \text{ Ecuación (3)}$$

Reemplazando (3) en (1) y aplicando a los componentes individuales, se tiene:

$$\rho_f * V_f = \rho_1 * V_1 + \rho_2 * V_2 \text{ Ecuación (3)}$$

Donde:

ρ_f : Densidad final de la mezcla

V_f : Volumen final de la mezcla

ρ_1 : Densidad inicial del GLP

V_1 : Volumen inicial del GLP

ρ_2 : Densidad de GLP que ingresa al tanque desde un ducto, cisterna u otro tanque

V_2 : Volumen de GLP que ingresa al tanque desde un ducto, cisterna u otro tanque.

Dividiendo la Ecuación (3) por la Densidad del agua, se obtiene:

$$\frac{\rho_f}{\rho_{agua}} * V_f = \frac{\rho_1}{\rho_{agua}} * V_1 + \frac{\rho_2}{\rho_{agua}} * V_2 \text{ Ecuación (4)}$$

Por otra parte la Densidad Relativa de un producto, se define como

$$DR = \frac{\rho}{\rho_{agua}} \text{ Ecuación (5)}$$

Reemplazando la ecuación (5) en la ecuación (4) se tiene:

$$DR_f * V_f = DR_1 * V_1 + DR_2 * V_2 \text{ Ecuación (6)}$$

El volumen final se define como:

$$V_f = V_1 + V_2$$

El volumen (2), puede expresarse como:

$$V_2 = V_f - V_1 \text{ Ecuación (7)}$$

Reemplazando (7) en (6), se tiene.

$$DR_f * V_f = DR_1 * V_1 + DR_2 * (V_f - V_1) \text{ Ecuación (8)}$$

En la ecuación (8), los datos conocidos son: DR_1, V_1 y DR_2, el cálculo de DR_f y V_f debe efectuarse de forma iterativa suponiendo un valor de DR_f y calculando V_f (a través del cálculo de los factores B, F, factor de la fase gaseosa, factor de la fase líquida, volumen de la fase gaseosa, volumen de la fase líquida, etc) hasta que se cumpla la igualdad en la ecuación (8).

ANEXO I
SECCION 1

Cálculo de la Densidad Relativa @ 60 °F, (Rango de aplicación para los datos de entrada: Densidad Relativa Observada y Temperatura Observada de la muestra)

El Cálculo converge para todo el rango comprendido en la siguiente tabla, fuera del rango de temperatura el cálculo diverge. Para la fila 29 (Fila sombreada) la Densidad Relativa@Obs converge para todo el rango de temperatura del algoritmo

Nº	DR@Obs	Temperatura Mínima, (ºF)	Temperatura Máxima, (ºF)
1	0,21	87,5	190
2	0,22	87,4	199,4
3	0,23	87,2	199,4
4	0,24	86,8	199,4
5	0,25	86,2	199,4
6	0,26	85,4	199,4
7	0,27	84,2	199,4
8	0,28	82,7	199,4
9	0,29	80,8	199,4
10	0,30	78,5	199,4
11	0,31	75,7	199,4
12	0,32	72,5	199,4
13	0,33	68,9	199,4
14	0,34	64,7	199,4
15	0,35	60,0	199,4
16	0,36	54,9	199,4
17	0,37	49,2	199,4
18	0,38	43,1	199,4
19	0,39	36,4	199,4
20	0,40	29,2	199,4
21	0,41	21,4	199,4
22	0,42	13,2	199,4
23	0,43	4,5	199,4
24	0,44	-4,8	199,4
25	0,45	-14,5	199,4
26	0,46	-24,8	199,4
27	0,47	-35,5	199,4
28	0,48	-46,7	199,4
29	0.49-0.61	-50,8	199,4
30	0,62	-50,8	198,5
31	0,63	-50,8	179,3
32	0,64	-50,8	159,6
33	0,65	-50,8	139,5
34	0,66	-50,8	119,0
35	0,67	-50,8	98,2

Nº	DR@Obs	Temperatura Mínima, (ºF)	Temperatura Máxima, (ºF)
36	0,68	-50,8	77,1
37	0,69	-50,8	55,7
38	0,70	-50,8	34,2
39	0,71	-50,8	12,5
40	0,72	-50,8	-9,3
41	0,73	-50,8	-31,1

ANEXO I
SECCION 2

Cálculo del factor de corrección de fase líquida (C_{TL}), (Rango de aplicación para los datos de entrada: Densidad Relativa @ 60 °F y Temperatura observada del tanque)

El Cálculo converge para todo el rango comprendido en la siguiente tabla, fuera del rango de temperatura el cálculo diverge. Para la fila 16 (Fila sombreada) la Densidad Relativa @60F converge para todo el rango de temperatura del algoritmo

Nº	DR@60F	Temperatura Mínima, (ºF)	Temperatura Máxima, (ºF)
1	0,35	-50,8	87,4
2	0,36	-50,8	92,7
3	0,37	-50,8	99,6
4	0,38	-50,8	106,6
5	0,39	-50,8	113,5
6	0,4	-50,8	120,5
7	0,41	-50,8	127,5
8	0,42	-50,8	134,4
9	0,43	-50,8	141,5
10	0,44	-50,8	149,7
11	0,45	-50,8	157,9
12	0,46	-50,8	166,2
13	0,47	-50,8	174,4
14	0,48	-50,8	182,9
15	0,49	-50,8	191,4
16	0.50-0.688	-50,8	199,4

REVISADO N.A. Lamas R.

ANEXO I
SECCION 3

Cálculo del factor de fase gaseosa (f_G), (Rango de aplicación para los datos de entrada: Densidad Relativa @ 60 °F, Presión Absoluta y Temperatura observada del tanque)

De acuerdo a lo establecido en la norma GPA 8195-95, los rangos de aplicación para el cálculo de la fase gaseosa son los siguientes:

Densidad Relativa @60F: 0,40 a 0,60

Presión absoluta (psia): Valor máximo 280 psia

Temperatura en el tanque: -40°F a 140 °F