

SUBSECRETARÍA DE EDUCACIÓN
SUPERIOR DIRECCIÓN GENERAL DE
EDUCACIÓN SUPERIOR TECNOLÓGICA
INSTITUTO TECNOLÓGICO DE TUXTLA GUTIÉRREZ



INFORME TÉCNICO DE RESIDENCIA PROFESIONAL

INGENIERÍA EN ELECTRÓNICA

**PRESENTA:
JAVIER PIMENTEL NAVARRO**

**NOMBRE DEL PROYECTO:
“DIAGNÓSTICO DE LA SITUACIÓN ACTUAL
DEL SISTEMA DE MEDICIÓN DE GAS
HÚMEDO DULCE POZA RICA”**

**PERIODO DE REALIZACIÓN:
AGOSTO-DICIEMBRE DE 2013**

Índice	Pág.
Capítulo 1 Aspectos Generales.....	4
1.1 Introducción	5
1.2 Justificación	6
1.3 Objetivos.....	6
1.3.1 Objetivo General	6
1.3.2 Objetivos Específicos	6
1.4 Caracterización del Área en la que trabajó	7
1.4.1 Antecedentes	7
1.4.2 Localización	8
1.4.3 La empresa.	9
1.4.4 Organigrama	10
1.5 Problemas a resolver priorizándolos.....	11
1.6 Alcances	11
1.7 Limitaciones.....	12
Capítulo 2 Fundamento Teórico	13
2.1 Las mediciones en la vida diaria.....	14
2.2 Las mediciones en la industria.....	14
2.3 ¿Qué es Metrología?	15
2.4 El Gas Natural	15
2.4.1 Clasificación	15
2.4.2 Procesamiento, Almacenamiento y Transporte de Gas.	17
2.5 Condiciones de Operación.....	19
2.5.1 Temperatura.....	19
2.5.2 Presión	22
2.5.3 Nivel	26
2.5.4 Flujo	28
2.5.5 Composición química.....	31
2.6 Medición de Flujo.....	33
2.6.1 Medidor Ultrasónico	35
2.7 Válvulas	36
2.7.1 Tipos de válvulas.....	37

2.8 Transmisores	39
2.8.1 Comunicación	39
Capítulo 3 Diagnóstico	40
3.1 Identificación del Paquete	41
3.1.1 Descripción de la distribución.....	41
3.1.2 Componentes del paquete de medición del Gas Húmedo Dulce	42
3.2 Criterios del Diagnóstico	44
3.2.1 Elemento primario de medición.....	44
3.2.2 Elemento secundario de medición	47
3.2.3 Sistema de Calidad	50
3.2.4 Elemento terciario	56
3.2.5 Registros de transacciones de cantidad del producto	62
3.2.6 Validación del algoritmo de cálculo	67
3.3 Hallazgos y recomendaciones	73
3.3.1 Hallazgos	73
3.3.2 Recomendaciones.....	75
3.4 Conclusiones.	78
Referencias	79
Anexos	81
Anexo A Glosario de términos de metrología	81
Anexo B Censo e inventario del sistema de medición	88
Anexo C Diagramas.....	89
Anexo D Condiciones de operación.....	93
Anexo E Variables de Control.....	96
Anexo F Propiedades del Fluido.....	101
Anexo G Índice de Figuras	102
Anexo H Normatividad Aplicable.	103

Capítulo 1

Aspectos Generales

1.1 Introducción

El gas natural es una fuente de energía, que se encuentra en la naturaleza en reservas subterráneas en rocas porosas, el cual es usado como combustible.

Los principales países productores de gas natural son Rusia y Estados Unidos. Otros países como Canadá, Irán, Noruega, Argelia, Reino Unido, Indonesia y Arabia Saudita presentaron importantes niveles de producción durante 2006. Cabe señalar que México se ubica en el lugar 19 como productor de gas seco, al considerar la clasificación del BP Statistical Review of World Energy.

La importancia del gas natural en México ha aumentado, en el año 2000 la mayor fuente de energía eran los combustibles fósiles, con el paso del tiempo por lo menos el 47% de las fuentes de energía proviene del gas natural.

Petróleos Mexicanos (PEMEX) opera por conducto de un corporativo y cuatro organismos subsidiarios: Pemex Exploración y Producción (PEP), Pemex Refinación (PR), Pemex Gas y Petroquímica Básica (PGPB) y Pemex Petroquímica (PPQ). Pemex Exploración y Producción, tiene por objeto la exploración y explotación de petróleo y gas natural; su transporte, almacenamiento y comercialización. Divide sus actividades en cuatro regiones geográficas que abarcan la totalidad del territorio mexicano: Norte, Sur, Marina Noreste y Marina Suroeste. En la Región Norte se operan cuatro activos de exploración y cuatro de producción; la Región Sur comprende la administración de tres activos de exploración y siete activos de producción; la Región Marina Noreste se compone de un activo de exploración y tres de producción; por su parte la Región Marina Suroeste cuenta con dos activos de exploración y tres de producción.

Para realizar sus tareas PEMEX cuenta con 185 plataformas marinas, 4 590 pozos en explotación, 309 campos en producción, capacidad para almacenar 26.8 millones de barriles de petróleo crudo, y cerca de 12 000 kilómetros de oleoductos y gasoductos.

El complejo procesador de gas Poza Rica (C.P.G. Poza Rica) pertenece a la subsidiaria Pemex Gas y Petroquímica Básica. El paquete de medición de gas húmedo dulce Poza Rica está instalado dentro del C.P.G. Poza Rica pertenece a la Gerencia de Transporte y Distribución de Hidrocarburos Región Norte (GTDHRN); que se encuentra ubicado en el municipio de Poza Rica de Hidalgo, Veracruz.

El Complejo Procesador de Gas Poza Rica, cuenta con un paquete de medición conformado por 2 sistemas para la medición del gas húmedo amargo del Activo de Producción Poza Rica - Altamira (APPRA) que se entrega a Pemex Gas y Petroquímica Básica. Y con el paquete de medición conformado por 2 sistemas para la medición de Gas Húmedo Dulce del Activo de Producción Aceite Terciario del Golfo (APATG) que se entrega a Pemex Gas y Petroquímica Básica.

1.2 Justificación

Se realiza el diagnóstico de un sistema de medición de flujo de hidrocarburos para que los Activos de Producción y las Gerencias de Transporte y Distribución de Hidrocarburos establezcan y ejecuten los programas de modernización resultantes de los hallazgos y recomendaciones del diagnóstico, cuando el análisis costo beneficio sea favorable el cual es realizado por personal de PEMEX.

Al tener realizado un diagnóstico, los administradores y encargados de los sistemas de medición aplicarán los principios metrológicos que, con apoyo de herramientas estadísticas, permitan garantizar la confiabilidad y operatividad del sistema y así cumplir con las especificaciones de los Lineamientos Técnicos de Medición de Hidrocarburos de la Comisión Nacional de Hidrocarburos.

1.3 Objetivos

1.3.1 Objetivo General

Realizar el diagnóstico de la situación actual que guarda el paquete de medición de gas húmedo dulce de los medidores FE-101 y FE-102 de tipo ultrasónico, ubicado en el Complejo Procesador de Gas Poza Rica, el cuál cuantifica el flujo de gas de venta a Pemex Gas y Petroquímica Básica que pasan por el gasoducto de 16 pulgadas de diámetro nominal. Lo anterior para detectar áreas de oportunidad, de acuerdo a los lineamientos de la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH).

1.3.2 Objetivos Específicos

- Revisar la información recabada en campo para realizar los diagramas del paquete de medición. (Diagrama de tubería e instrumentación, diagrama de topología, diagrama esquemático y el diagrama isométrico)
- Realizar la revisión documental del paquete de medición.
- Investigar los requisitos metrológicos, de instalación y de dimensionamiento de los componentes del paquete de medición.
- Verificar el cumplimiento de los requisitos metrológicos, de instalación y de dimensionamiento de los componentes del paquete de medición.
- Evaluación de los hallazgos para realizar las recomendaciones necesarias.

1.4 Caracterización del Área en la que trabajó

1.4.1 Antecedentes

El Complejo Procesador de Gas Poza Rica está situado al norte del estado de Veracruz y ocupa una extensión de 84.6 hectáreas en la zona urbana de la ciudad de Poza Rica de Hidalgo. Tuvo sus orígenes antes del Decreto de la Expropiación Petrolera del 18 de marzo de 1938. Las instalaciones originales fueron desmanteladas en su totalidad, dando paso a las plantas existentes y convirtiéndose en el pionero en la industria de la petroquímica en Petróleos Mexicanos, al poner en operación, en el año de 1951, la primera planta para recuperación de azufre, la cual fue sustituida por una moderna planta de azufre con proceso superclaus en agosto de 2003.

Con lo anterior Pemex Gas cumple con el compromiso con los habitantes, en cuanto a la responsabilidad social y la protección al medio ambiente de la ciudad de Poza Rica de Hidalgo, Veracruz.

El Complejo Procesador de Gas Poza Rica procesa el gas natural para eliminar los contaminantes y separar sus componentes, mediante los procesos industriales de endulzamiento de gas húmedo amargo, recuperación de azufre, recuperación de licuables del gas natural y el fraccionamiento de licuables.

También proporciona los servicios de tratamiento de agua para inyección a yacimientos productores de crudo en la región y el servicio de inyección de gas a bombeo neumático en Pemex Exploración y Producción.

El complejo cuenta con servicios auxiliares necesarios para los procesos señalados, así como también con sistemas de seguridad e infraestructura necesaria.

Como consecuencia del gran crecimiento de la industria petrolera en ésta región se vio la necesidad de crear esta empresa con la finalidad de brindar servicios de asesoría a Pemex Exploración y Producción, para ayudar a realizar evaluaciones constantes de la correcta combinación de equipos, instrumentos y sistemas informáticos, junto con los procedimientos operativos y el adiestramiento y experiencia del personal técnico, de ingeniería y de la gerencia, con el objeto de establecer un proceso de mejora continua, para disminuir los niveles de incertidumbre en la medición de hidrocarburos.

1.4.2 Localización

La empresa Tecnologías de Optimización Energética, se ubica al norte del estado de Veracruz, dentro del municipio de Poza Rica de Hidalgo, en la Calle 14 entre las avenidas Pozo 13 y 2 de enero, colonia Cazones. (Ver Figura 1)



Figura 1 Localización de la empresa.

La empresa cuenta con los siguientes departamentos:

- Administradores de sistemas de Medición en materia de Aceite.
- Administradores de sistemas de Medición en materia de Gas y Condensados.
- Gestión y Gerencia de la Medición en Aceite.
- Gestión y Gerencia de la Medición en Gas y Condensados.
- Administración y Recursos Humanos.

1.4.3 La empresa.

Es un organismo privado con personalidad jurídica, patrimonio propio, que tiene por objeto el préstamo de servicios a Pemex Exploración y Producción para realizar actividades como Diagnósticos de los sistemas de Medición, Balances de Pozos, etc. Se realizan los expedientes de las diferentes instalaciones y se está implementando la Gestión y Gerencia de la Medición, tomando como base los Lineamientos Técnicos para la Medición de Hidrocarburos, además de otras normas y referencias que ayudan para mejorar la operatividad de dichos sistemas y de mejorar la confiabilidad de los mismos.

El compromiso de la empresa es ofrecer servicios de excelencia, garantizando altos índices de calidad en los servicios brindados.

La empresa Tecnologías de Optimización Energética ofrece servicios de asesoría en las Gerencias de Transporte y Distribución de Hidrocarburos en la región norte y sur del país.

1.4.3.1 Misión

El grupo de especialistas en medición tiene como misión realizar consultorías en medición de hidrocarburos ofreciendo un servicio para el mejoramiento de la competitividad de los sistemas productivos de nuestros clientes.

Propagación y uso de la cultura de la medición en los procesos productivos de nuestros clientes.

1.4.3.2 Visión

Ser una empresa con posicionamiento y reconocimiento en el mercado de consultoría en mediciones, reconocida por la calidad de sus servicios y trabajo intelectual.

1.4.4 Organigrama

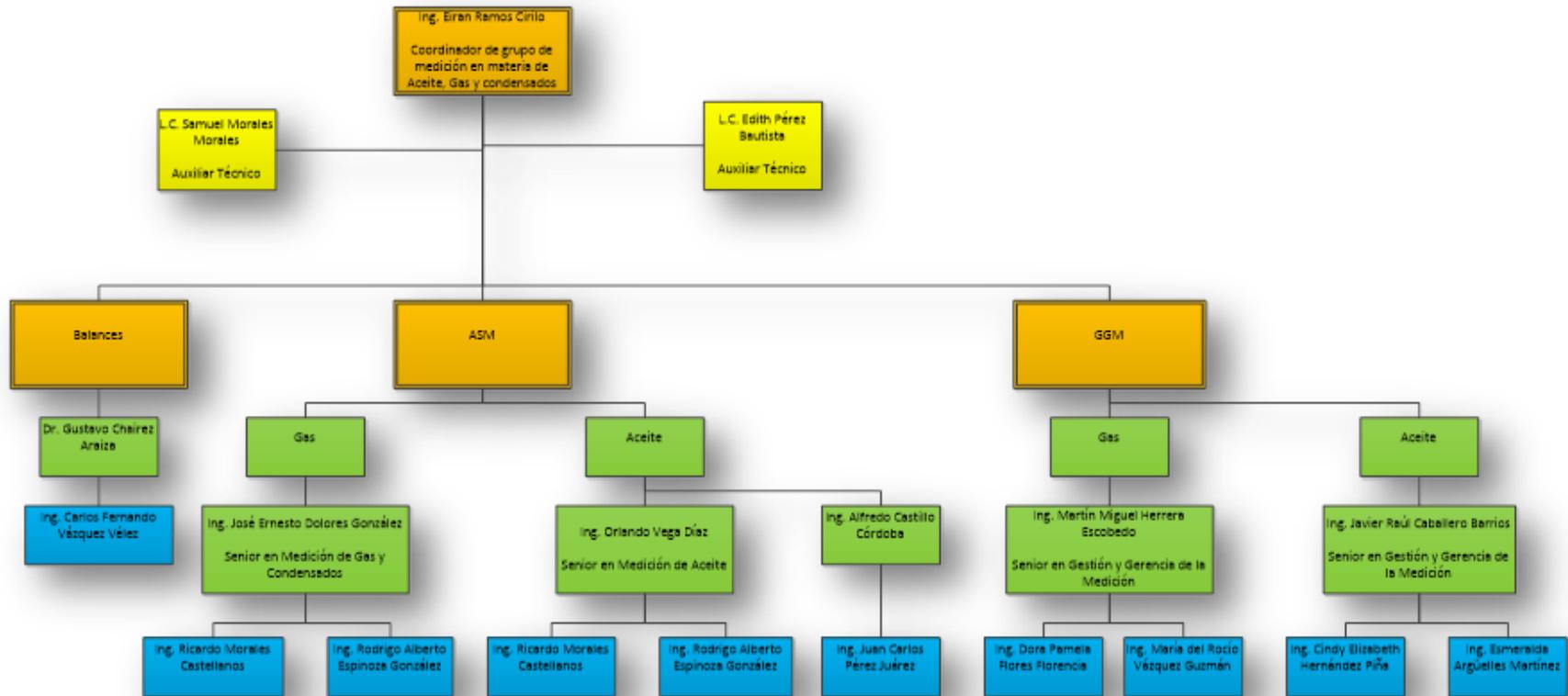


Figura 2 Organigrama

1.5 Problemas a resolver priorizándolos

El artículo 4° de los Lineamientos Técnicos para la Medición de Hidrocarburos establece que Petróleos Mexicanos debe realizar un proceso de revisión y diagnóstico inicial del estado que guardan los instrumentos, instalaciones y sistemas de medición actuales, dentro de la cadena de producción, con el fin de contar con sistemas de medición confiables. Dicha obligación se traduce en un esfuerzo constante para garantizar que la medición de hidrocarburos esté conforme a los estándares y a las mejores prácticas de la industria internacional.

Por lo que la empresa Tecnologías de Optimización Energéticas ofrece el servicio de diagnósticos a los sistemas de medición de hidrocarburos a la GTDH RN como soporte técnico del área de medición.

En donde se tuvo que ordenar la información proporcionada por los administradores de dichos sistemas y la información recabada para comprobar con normas que la instalación de los sistemas de medición se encuentra operando bajo estándares bien definidos y en las mejores condiciones.

1.6 Alcances

El Paquete de medición comprende desde la válvula de bloqueo de entrada (considerando accesorios y elementos que conforman cada sistema de medición) hasta la válvula de bloqueo de salida.

El presente documento consiste en la revisión documental del paquete de medición para verificar el cumplimiento de la Administración del Paquete de Medición de acuerdo a la Guía Técnica para la Administración de los sistemas de Medición de flujo de Hidrocarburos en PEP, la conformidad con estándares y normas aplicables, así como la detección de áreas de oportunidad que intervengan en la medición de gas húmedo dulce Poza Rica con medidor tipo ultrasónico, conformado por 2 sistemas, 101 y 102 respectivamente, además de la verificación de cada uno de los elementos que conforman el paquete de medición.

1.7 Limitaciones

- Sólo se considera la revisión de la información recolectada en campo con la finalidad de realizar los diagramas (DTI, Isométrico, topología y esquemático) del paquete de medición.
- Se verifica el cumplimiento de los requisitos metrológicos, de instalación y de dimensionamiento de los componentes del paquete de medición en base a la normatividad aplicable.
- No se considera la estimación de incertidumbre para este diagnóstico, debido a que el modelo matemático para la medición con medidor de tipo ultrasónico está en proceso de revisión.
- El diagnóstico incluye los apartados de Evaluación del mantenimiento al paquete de medición, la Estimación de la incertidumbre de la medida asociada, la Confiabilidad del paquete de medición, el Registro de las competencias del personal y el Control documental del expediente del diagnóstico, los cuales serán evaluados por el personal calificado en éstas áreas, por lo que el presente documento no incluye dichos apartados.

Capítulo 2

Fundamento Teórico

2.1 Las mediciones en la vida diaria

Haz una pausa y piensa en un día típico, ayer por ejemplo. ¿Cuántas veces pensaste en que necesitabas mediciones? Normalmente no nos hacemos esta pregunta, pero reflexionemos un momento. ¿Miraste la hora en tu reloj (mediste tiempo), compraste alimentos o algún otro tipo de productos (mediste masa), cargaste tu auto con combustible (mediste volumen), o te has tomado la presión arterial (mediste presión)? Éstas junto con un sin número de actividades de nuestra vida cotidiana que involucran algún tipo de medición, estamos tan acostumbrados a tener estas mediciones que no nos damos cuenta cuan necesarias son.

Existen muchos aspectos relacionados con las mediciones. Tomamos decisiones basados en sus resultados, como por ejemplo pisar el freno del auto si la velocidad supera el límite permitido o reducir la ingesta de alimentos con azúcar si los niveles de azúcar en la sangre son muy altos. El precio de gran parte de lo que compramos se calcula a partir de mediciones, el consumo eléctrico y de agua en nuestras casas, la comida, el combustible, por nombrar sólo algunos.

Probablemente estas sorprendido de cuán importante son las mediciones exactas en la vida diaria. A veces, conscientemente pensamos acerca de esto, pero la mayoría de las formas de medición forman parte integrante de nuestras vidas y nos apoyamos en ellas, sin darnos cuenta. Sin embargo, con el rol que juega la tecnología en nuestras vidas, la exactitud y confianza de estas mediciones requiere de mejora continua. Pero, posiblemente sólo algunos de los que están involucrados en las mediciones son conscientes de cómo el mundo moderno se basa en el Sistema Internacional (SI) y, éste, a su vez, asegura la confiabilidad de las mediciones que necesitamos.

Nosotros empezamos a conocer un concepto cuando lo cuantificamos, la naturaleza nos impide conocer con certeza absoluta el valor verdadero de una magnitud, siempre nos quedamos con incertidumbre. El azar está presente en la mayoría de las actividades del ser humano; se toman decisiones en condiciones de incertidumbre, el conocimiento de los fenómenos físicos, biológicos y sociales se da a partir de información parcial que se tiene de ellos.

2.2 Las mediciones en la industria

La aplicación de la medición va desde el control de calidad en una empresa hasta los desarrollos científicos y tecnológicos más avanzados y una correcta medición implica aumentar las posibilidades de éxito.

Las aplicaciones industriales afectan no sólo la calidad del producto o servicio, además están inmersos en requerimientos ambientales, legales, etcétera, que afectan la toma de mediciones. La adecuada medición implica contar con una importante herramienta de decisión.

El avance de tecnología implica también un avance en la metrología, contar con la capacidad de medición para soportar el desarrollo tecnológico es el reto del Centro Nacional de Metrología (CENAM).

2.3 ¿Qué es Metrología?

Es la ciencia de la medición. La cual incluye, aspectos técnicos y aspectos teóricos relacionados con las mediciones cualquiera que sea su incertidumbre en cualquiera que sea el campo de la ciencia y de la tecnología; y también incluye los aspectos legales.

2.4 El Gas Natural

El gas natural es una de las varias e importantes fuentes de energía no renovables formada por una mezcla de gases ligeros que se encuentra en los yacimientos de petróleo, disuelto o asociado con el petróleo (acumulación de plancton marino) o en depósitos de carbón.

2.4.1 Clasificación

Gas Natural

Mezcla gaseosa que se extrae asociada con el petróleo o de los yacimientos que son únicamente de gas. Sus componentes principales en orden decreciente de cantidad son el metano, etano, propano, butanos, pentanos y hexanos. Cuando se extrae de los pozos, generalmente contiene ácido sulfhídrico, mercaptanos, bióxido de carbono y vapor de agua como impurezas. Las impurezas se eliminan en las plantas de tratamiento de gas, mediante el uso de solventes o absorbentes. Para poderse comprimir y transportar a grandes distancias es conveniente separar los componentes más pesados, como el hexano, pentano, butanos y propano y en ocasiones el etano, dando lugar estos últimos a las gasolinas naturales o a los líquidos del gas natural, para lo cual se utilizan los procesos criogénicos.

Gas Asociado

Gas natural que se encuentra en contacto y/o disuelto en el aceite crudo del yacimiento. Este puede ser clasificado como gas de casquete (libre) o gas en solución (disuelto).

Gas No Asociado

Es un gas natural que se encuentra en yacimientos que no contienen aceite crudo a las condiciones de presión y temperatura originales.

Gas Amargo

Gas natural que contiene derivados del azufre, tales como ácido sulfhídrico, mercaptanos, sulfuros y bisulfuros. Proviene directamente de los yacimientos de crudo o de los diversos procesos de refinación.

Gas Húmedo

Mezcla de hidrocarburos que se obtiene del proceso del gas natural del cual le fueron eliminadas las impurezas o compuestos que no son hidrocarburos, y cuyo contenido de componentes más pesados que el metano es en cantidades tales que permite su proceso comercial.

Gas Seco

Gas natural que contiene cantidades menores de hidrocarburos más pesados que el metano. También se obtiene de las plantas de proceso.

Gas ácido

Gas que contiene cantidades apreciables de ácido sulfhídrico, dióxido de carbono y agua. Se obtiene del tratamiento del gas amargo húmedo con bases fácilmente regenerables como son la mono y dietanolamina (MEA y DEA) que son utilizadas frecuentemente para este propósito.

Gas Dulce

Gas natural libre de ácido sulfhídrico, mercaptanos y otros derivados de azufre. Existen yacimientos de gas dulce, pero generalmente se obtiene endulzando el gas natural amargo utilizando solventes químicos, solventes físicos o adsorbentes.

2.4.2 Procesamiento, Almacenamiento y Transporte de Gas.

El procesamiento del gas son los procesos industriales que transforman el gas natural extraído del subsuelo en:

- Gas Seco o Gas Natural Comercial (GN)
- Gas Licuado de Petróleo (GLP)

Este proceso se ilustra en la Figura 4.

El gas natural es una mezcla de hidrocarburos simples compuesta principalmente de metano (CH_4) y otros hidrocarburos más pesados; además también puede contener trazas de nitrógeno, bióxido de carbono, ácido sulfhídrico y agua. Ver figura 3 donde se ilustran los componentes del gas, cuales son hidrocarburos y cuáles no.

Hay dos formas principales de transportar el gas seco (gas natural comercial) de los centros productores al mercado de consumo, por gasoductos o en forma de Gas Natural Licuado (GNL).

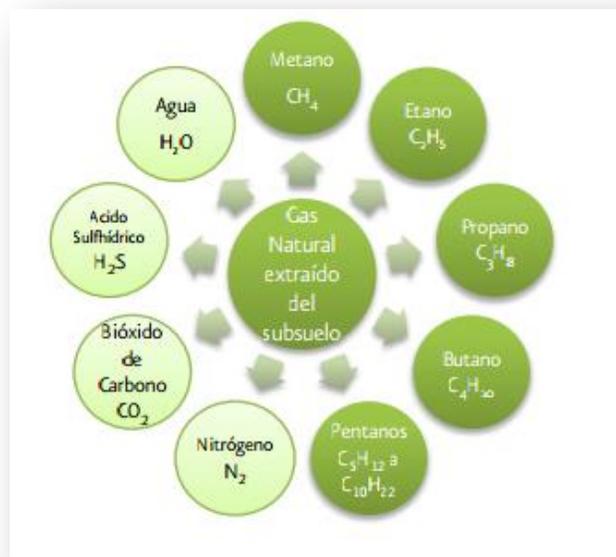


Figura 3 Componentes del Gas Natural antes de ser procesado

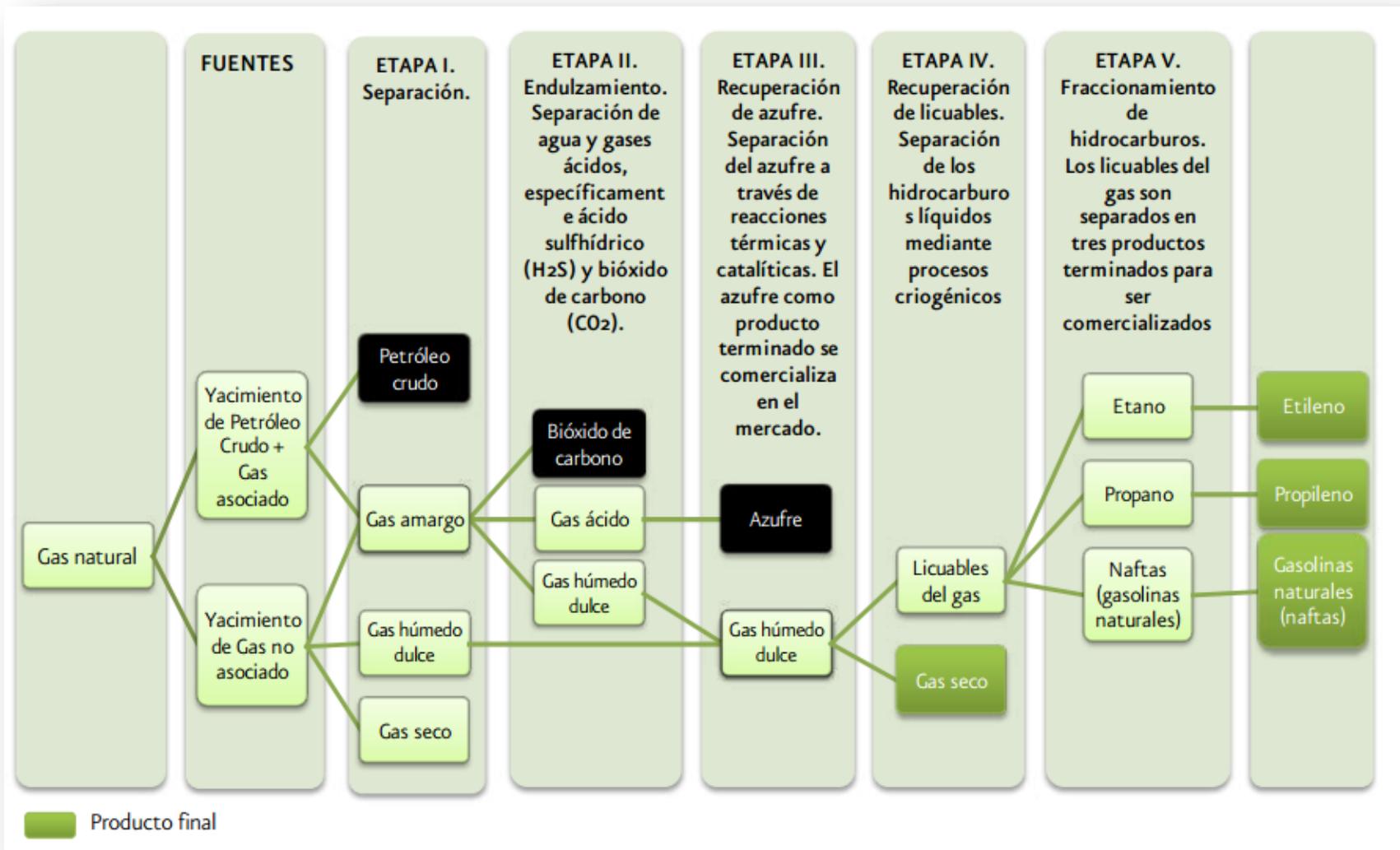


Figura 4 Etapas del Procesamiento de Gas Natural

2.5 Condiciones de Operación

2.5.1 Temperatura

Se puede definir temperatura como el grado de energía térmica medida en una escala definida. La temperatura de un cuerpo es su intensidad de calor, o sea la cantidad de energía que puede ser transferida a otro cuerpo. Es una medida de la energía cinética de las partículas que componen el sistema.

Cuando dos sistemas están a la misma temperatura, se dice que están en equilibrio térmico y no se producirá transferencia de calor. Cuando existe una diferencia de temperatura, el calor tiende a transferirse del sistema de mayor temperatura al de menor temperatura hasta alcanzar el equilibrio térmico.

Multitud de propiedades físicas de los materiales o las sustancias dependen de la temperatura, como por ejemplo su estado (gaseoso, líquido, sólido), la densidad, la solubilidad, la presión de vapor, el volumen de un líquido, la longitud de una varilla, la resistencia de un alambre, la presión de un gas que se conserve a volumen constante, o bien el volumen de un gas que se conserva a presión constante, así como el color de un filamento de una lámpara o la conductividad eléctrica. Así mismo determina la velocidad a la que tienen lugar las reacciones químicas.

Las escalas de medición son cinco:

a) Escala en grados Celsius.

Se divide el intervalo de temperatura de ebullición del agua en 100 partes o grados, el punto de fusión es 0°C y el de ebullición a 100°C .

a) Escala en grados Fahrenheit.

Esta escala divide los intervalos de temperatura entre el punto de fusión del hielo y el punto de ebullición del agua en 180 grados, al punto de congelación le corresponde el valor de 32°F y al de ebullición de 212°F .

b) Escala Kelvin.

Esta es una escala absoluta, su cero es el cero absoluto o sea que la temperatura teórica en la cual no hay movimiento molecular, o sea calor cero. Según esta escala el punto de fusión del hielo corresponde a 273.1°K y el punto de ebullición del agua corresponde a 373.1°K .

c) Escala Ranking.

Esta también es una escala absoluta, pero considerando las divisiones de la escala Fahrenheit, en esta escala 0°F corresponden a 459.6°R.

d) Escala Reaumur.

Esta escala de temperaturas desarrollada en 1730 por René-Antoine Ferchault de Reaumur. El concepto inicial era usar vino diluido como líquido termométrico y para designar el punto de congelación del agua como 1000 y el punto de ebullición del agua como 1080. Esto fue cambiando de modo que el intervalo fundamental, entre punto de congelación y punto de ebullición del agua sea de 80 grados. En el presente la escala es poco usada excepto en la industria de bebidas y licores. Las temperaturas son denotadas por el termino °Ré, en la tabla 2 se hacen las comparaciones de las cinco escalas de temperatura, referidas a tres puntos básicos, el cero absoluto, la congelación del agua y la ebullición del agua.

En el Sistema Internacional de Unidades, la unidad de temperatura es el kelvin (°K). Sin embargo, está muy generalizado el uso de otras escalas de temperatura, concretamente la escala Celsius (°C), y, en Estados Unidos, la escala Fahrenheit (°F). En estas escalas, la unidad es el grado. Una diferencia de temperatura de un kelvin equivale a una diferencia de un grado Celsius. Ver Tabla 1 donde se especifican las fórmulas para convertir de una escala a otra.

Tabla 1
Conversiones

Conversión de:	A:	Fórmula:
Fahrenheit	Celsius	$^{\circ}\text{C}=(^{\circ}\text{F}-32)/1.8$
Celsius	Fahrenheit	$^{\circ}\text{F}={}^{\circ}\text{C}\times 1.8+32$
Fahrenheit	Kelvin	$\text{K}=(^{\circ}\text{F}+459.67)/1.8$
Kelvin	Fahrenheit	$^{\circ}\text{F}=\text{K}\times 1.8-459.67$
Fahrenheit	Ranking	$^{\circ}\text{Ra}={}^{\circ}\text{F}+459.67$
Ranking	Fahrenheit	$^{\circ}\text{F}={}^{\circ}\text{Ra}-459.67$
Fahrenheit	Réaumur	$^{\circ}\text{Ré}=(^{\circ}\text{F}-32)/2.25$
Réaumur	Fahrenheit	$^{\circ}\text{F}={}^{\circ}\text{Ré}\times 2.25+32$

Tabla 2
Propiedades físicas del agua

Escala	Cero Absoluto	Fusión del Hielo	Ebullición del Agua
Kelvin	0°K	273.2°K	373.2°K
Ranking	0°R	491.6°R	671.6°R
Celsius	-273.2°C	0°C	100°C
Fahrenheit	-459.6°R	32°F	212°F
Reaumur	-218.5°Ré	0°Ré	80°Ré

Como se ve, se establece la escala de temperaturas escogiendo una sustancia termométrica especial y una propiedad termométrica de esa sustancia, entonces bien, se puede definir a una escala de temperatura como: “Una relación que suponemos continua entre la propiedad termométrica escogida de nuestra sustancia y la temperatura tal y como la medimos en nuestra escala”.

Clasificación de medidores de temperatura.

Los instrumentos de temperatura utilizan diversos fenómenos que son influidos por la temperatura entre los cuales están:

- a) Variaciones en volumen o en estado de los cuerpos
- b) Variación de resistencia de un conductor
- c) Variación de resistencia de un semiconductor
- d) f.e.m. creada en la unión de dos metales distintos
- e) Intensidad de la radiación total emitida por el cuerpo

Se han dividido los elementos primarios de medición de temperatura en tres tipos, en función del medio y la propiedad termométricas utilizada. (Ver Tabla 3). Estos tres grupos son: termómetros, sistemas termales y elementos termo eléctricos.

Termómetros

- Termómetro de líquido en vidrio: Alcohol y Mercurio
- Termómetros bimetálicos

Sistemas termales

- Clase I Líquidos Orgánicos
- Clase II Vapor Orgánico
- Clase III Gas
- Clase IV Mercurio

Termoeléctricos

- Termistores
- Termopares
- Bulbo de Resistencia Eléctrica
- Pirometría

Cada proceso en la industria debe ser controlado de alguna manera, y esta necesidad con frecuencia incluye la medición de temperaturas. Se dispone de una gran variedad de sensores de temperatura para llevar a cabo esta tarea. El ingeniero de procesos y el instrumentista deben decidir cuál de los sensores es mejor para una situación en particular.

Tabla 3
Dispositivos de Medición de Temperatura

Dispositivos de medición de temperatura			
Eléctricos	Mecánicos	Radiación Térmica	Varios
Termocuplas	Sistemas de Dilatación	<ul style="list-style-type: none"> - Pirómetros de radiación - Total (banda ancha) - Óptico - Pasabanda - Relación 	Indicadores de Color
Termoresistencias			-Lápices
Termistores			-Pinturas
Resistores de Carbono	Sondas Neumáticas		
Diodos	Sensores ultrasónicos		
Detectores de Cuarzo	Termómetros de vidrio con líquidos		Indicadores Pírométricos
Sales Paramagnéticas	Termómetros Bimetálicos	Termómetros Acústicos	
			Cristales Líquidos
			Indicadores de luminiscencia (Termografía)

2.5.2 Presión

La presión es la variable más comúnmente medida, junto con la temperatura, en plantas de proceso y esto es debido a que puede reflejar la fuerza motriz para la reacción o transferencia de fase de gases; la fuerza motriz para el transporte de gases o líquidos; la cantidad másica de un gas en un volumen determinado; etc.

El control de la presión en los procesos industriales da condiciones de operación seguras. Las presiones excesivas no solo pueden provocar la destrucción del equipo, sino también provoca la destrucción del equipo adyacente y pone al personal en situaciones peligrosas, particularmente cuando están implícitas, fluidos inflamables o corrosivos.

La presión es una de las magnitudes de más uso en la industria, dado que con ella es posible determinar el valor de diferentes variables de proceso como son: el nivel de líquidos, el flujo de fluidos y la velocidad del aire con manómetros de presión diferencial, la razón de fugas, contenidos de carbonatación, la altitud mediante barómetros, la fuerza mediante manodínamos de presión relativa, la temperatura de vapor de agua y de gases refrigerantes mediante manotermómetros, y por su puesto la presión misma en sus diferentes tipos y alcances.

La presión es una fuerza por unidad de superficie y puede expresarse en unidades tales como pascal, bar, atmósferas, kilogramos por centímetro cuadrado y psi (libras por pulgada cuadrada).

En el Sistema Internacional (S.I.) está normalizada en pascal de acuerdo con las Conferencias Generales de Pesas y Medidas 13 y 14 que tuvieron lugar en París en octubre de 1967 y 1971 (ver tabla 4). El pascal es 1 newton por metro cuadrado (1 N/m²), siendo el newton la fuerza que aplicada a un cuerpo de masa 1 kg, le comunica una aceleración de 1 m/s². Como el pascal es una unidad muy pequeña, se emplean también el kilo Pascal, el mega Pascal (1 MPa = 10 bar) y el giga Pascal (1 GPa = 10 000 bar).

En la industria se utiliza también el bar (1 bar = 105 Pa = 1,02 kg/cm²) y el kg/cm², si bien esta última unidad, a pesar de su uso todavía muy extendido, se emplea cada vez con menos frecuencia.

Un amplio intervalo de presión que va desde el ultra vacío donde las presiones son tan bajas como una milésima de mm de Mercurio (un micrón) hasta presiones de 700 kg /cm² y mayores deben ser medidas y controladas con precisión en los procesos industriales.

Tabla 4
Factores de Conversión de unidades de presión.

Unidad	Psi	Pulgada a c. de a.	Pulgada a c. de Hg	Atmosfer a	Kg/cm ²	cm c. de a.	mm c. de hg	Bar	Pa
Psi	1	37.48	0.036	0.062	0.0703	70.01	31.72	0.0685	7143
Pulgada c. de a.	0.381	1	0.0735	0.0024	0.0025	7.54	1.868	0.0024	258.4
Pulgada c. de Hg	0.4912	13.6	1	0.8334	0.0345	34053	25.4	0.033	3448
Atmosfer a	14.7	406.79	29.32	1	1.033	1033	760	1.0133	101000
Kg/cm ²	14.22	393.9	28.94	0.9578	1	1000	735.6	0.08	98109
cm c. de a.	0.0113	0.0935	0.00183	0.09474	0.01	1	0.7096	0.001	100
mm c. de hg	0.0193	0.5035	0.9793	0.6313	0.0612	0.5313	1	0.0013	133
Bar	14.3	409	29.39	0.337	1.02	1800	750	1	10 ⁶
Pa	0.00014	0.003	0.00029	0.000967	1.03E-05	0.01	0.0073	0.001	1

A causa de este amplio intervalo de medición son necesarios numerosos elementos para medir presión.

Antes de considerar éstos en detalle, es importante explicar algunos términos usados en la medición de presiones, así como establecer la diferencia entre presión absoluta, presión de dispositivo y presión diferencial. La presión absoluta de un fluido es la diferencia entre la presión de un fluido y el cero absoluto de presión, mientras que la presión de dispositivo indica la diferencia entre la presión del fluido y la presión atmosférica. Por tanto, la presión absoluta y la mostrada por el dispositivo están relacionadas por la expresión:

$$\text{Presión absoluta} = \text{Presión de dispositivo} + \text{Presión atmosférica} \quad \text{Ecuación 1}$$

El término presión diferencial se usa para describir la diferencia entre dos presiones absolutas, tales como las medidas en dos puntos de un fluido (a

menudo entre los dos lados de un limitador de flujo en un sistema de medida de caudal).

Tipos de Presión.

(Ver figura 5)

Presión atmosférica

Presión que ejerce la atmósfera que rodea la tierra sobre todos los objetos que se hallan en contacto con ella. La presión atmosférica cambia con la altitud, a mayor altitud menor presión atmosférica, un aumento en altitud de 1 000 m representa una disminución de presión atmosférica de aproximadamente 100 hPa.

Presión barométrica

Presión atmosférica local más una corrección por la altitud geopotencial local. La presión barométrica oscila alrededor de la presión atmosférica normalizada (1 013,25 hPa).

Presión relativa

También conocida como presión positiva o manométrica (en inglés gauge pressure). Presión mayor a la presión atmosférica local, medida con referencia a la presión atmosférica.

Presión diferencial

Es la presión que mide la diferencia entre dos presiones A-B, la presión relativa y vacío relativo son ejemplos de presión diferencial cuando la presión B es igual a la presión atmosférica local.

Vacío relativo

También conocida como presión negativa o vacío negativo (en inglés gauge vacuum). Presión menor a la presión atmosférica local, medida con respecto a la presión atmosférica.

Cero absoluto

Presión nula que se obtendría en el caso ideal de la ausencia total de moléculas.

Presión absoluta

Presión que se mide respecto a la presión de cero absoluto, la presión atmosférica es un ejemplo de presión absoluta.

Vacío absoluto

Vacío que se mide con respecto al cero absoluto, como una presión absoluta de gas, menor a la presión atmosférica.

Bajo vacío (LV)

Medio vacío (MV)

Alto vacío (HV)

Ultra alto vacío (UHV)

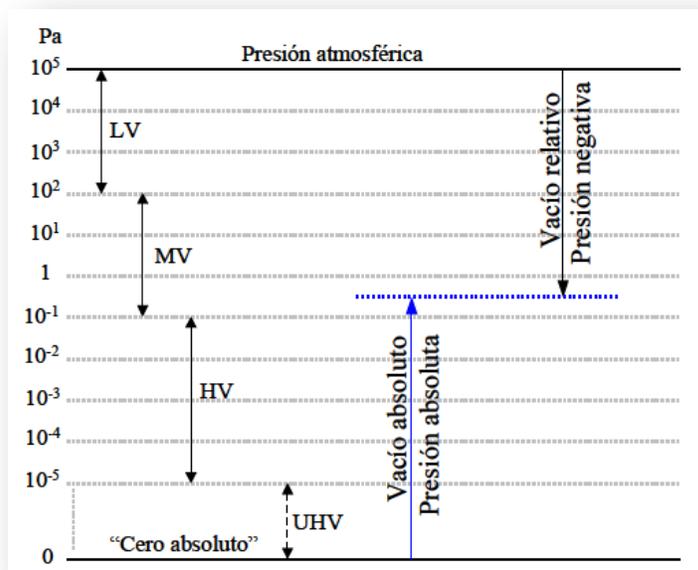


Figura 5 Tipos de Presiones

Medidores de Presión

En virtud de la gran cantidad de elementos primarios que miden presión y presión diferencial, se han clasificado en tres grandes grupos a saber:

1. Medidores elásticos
 - a. Tubo de Bourdon
 - b. Elemento de fuelle y resorte
 - c. Elemento de diafragma
 - d. Elemento de Cápsula

2. Medidores no elásticos
 - a. Columnas
 - b. Campana invertida
 - c. Campana de Ledoux
 - d. Medidor McLeod

3. Medidores eléctricos
 - a. Manómetro de ionización
 - b. Manómetro de resistencia (Pirani)
 - c. Medidor de termistor
 - d. Manómetro termopar
 - e. Medidor de esfuerzo (Strain gage)
 - f. Dispositivos de Cables resonantes

2.5.3 Nivel

En la industria, la medición de nivel es muy importante, tanto desde el punto de vista del funcionamiento del proceso como de la consideración del balance adecuado de materias primas o de productos finales.

Dentro de los procesos industriales la medición y el control de nivel se hace necesario cuando se pretende tener una producción continua, cuando se desea mantener una presión hidrostática, cuando un proceso requiere de control y medición de volúmenes de líquidos o bien en el caso más simple, para evitar que un líquido se derrame, la medición de nivel de líquidos, dentro de un recipiente parece sencilla, pero puede convertirse en un problema más o menos difícil, sobre todo cuando el material es corrosivo o abrasivo, cuando se mantiene a altas presiones, cuando es radioactivo o cuando se encuentra en un recipiente sellado.

Los instrumentos de nivel pueden dividirse en medidores de nivel de líquidos y de sólidos.

El nivel es una de las variables de proceso más utilizada para el gobierno de las plantas industriales, pero muy especialmente en el control de almacenamiento tanto de materia primas como de productos acabados.

En general, en las medidas de nivel para el control de procesos no se requiere una gran precisión, salvo en los casos de dosificación por llenado de depósitos, mientras que en el caso de medida de almacenamiento la precisión es fundamental.

En la selección del tipo de medidor tienen preferencia, técnicamente, los medidores estáticos frente a los que tienen partes móviles y los que no necesitan contacto con el fluido o incluso son exteriores al recipiente, así como los que requieren menor modificación en la estructura del recipiente y sus soportes, especialmente cuando estos están contruidos.

En cuanto a métodos de medición de nivel, se puede decir que hoy en día apenas existe algún efecto físico que no se emplee como base para un método de medición de niveles, de modo que se dispone de una amplia gama de técnicas de medición y, por ello, no siempre resulta fácil la elección del método de obtención de lecturas que se adapte mejor a los requerimientos específicos de una instalación.

Tipos de Medidores de Nivel.

Antes de la llegada de la tecnología de los semiconductores, la mayoría de los métodos se basaban en principios mecánicos y/o neumáticos. Actualmente los métodos de medición más comunes se pueden clasificar de la siguiente forma:

- Instrumentos de medida directa.
- Instrumentos basados en la presión hidrostática
- Instrumentos basados por métodos electromecánicos.
- Instrumentos basados en medición de carga.
- Detección de nivel por método de horquillas vibrantes.
- Detección de niveles por conductividad.
- Medición de nivel por capacidad.
- Medición y detección de nivel por ultrasonidos.
- Medición y detección de nivel por microondas.
- Detección y medición radiométrica de niveles

2.5.4 Flujo

La medición de flujo es importante y algunos ejemplos de aplicación en nuestra vida son para conocer:

- Consumos de agua potable para uso doméstico e industrial.
- Demanda de Hidrocarburos, como gas natural, gas LP, gasolina.
- La eficiencia de los procesos.
- Balances de materia.
- Excedentes de costos.

La materia se presenta en tres estados (ver Figura 6): sólido, líquido o gaseoso y en forma básica se tiene que: un sólido tiene un volumen y forma definidos; un líquido tiene un volumen definido, mas no una forma definida; y un gas no tiene ni volumen ni forma definidos.

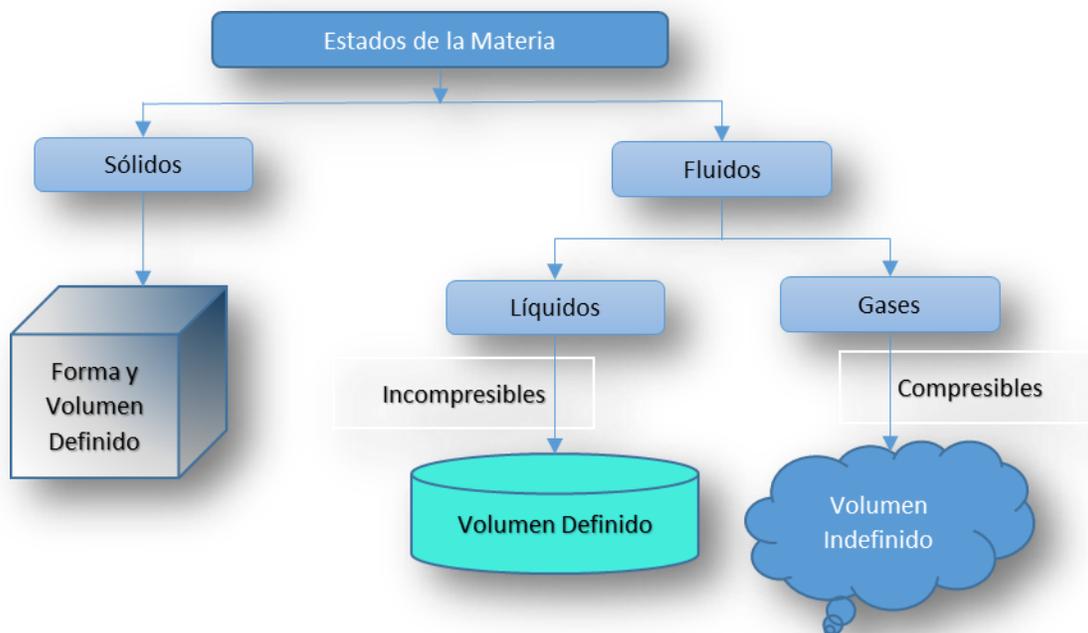


Figura 6 Estados de la materia

Un fluido es parte de un estado de la materia y se define como un conjunto de moléculas distribuidas al azar que se mantienen unidas por fuerzas cohesivas débiles y por fuerzas ejercidas por las paredes de un recipiente, es decir sin volumen definido.

Los fluidos tienen la capacidad de fluir, de ahí su nombre y se puede decir que tanto líquidos como gases son fluidos. La diferencia básica entre un gas y un

líquido es la compresibilidad, así los gases pueden ser comprimidos reduciendo su volumen y los líquidos son prácticamente incompresibles.

La medición de flujo es la medición de materia en movimiento, es decir es la medición de fluidos.

El flujo de materia se puede presentar en más de una fase: sólidos en líquido, gases en líquido, sólidos en gas, líquido en gas, sólidos y gases en líquido, sólidos y líquidos en gas, etc., y todos ellos se consideran fluidos.

Tipos de Flujo

Flujo volumétrico.

El volumen de un flujo que pasa por un punto en la tubería por unidad de tiempo.

$$Q = A \times V \quad \text{Ecuación 2}$$

Dónde:

- Q = Velocidad de flujo volumétrico
- A = Área interna de la tubería
- V = Velocidad promedio de flujo

Flujo másico.

Peso de un volumen de fluido que fluye por unidad de tiempo.

Flujo totalizado.

Flujo acumulado o flujo integrado

Propiedades de los fluidos

Densidad

La densidad de una sustancia homogénea es una propiedad física que la caracteriza y está definida como el cociente entre la masa y el volumen de la sustancia que se trate.

Esta propiedad depende de la temperatura, por lo que al medir la densidad de una sustancia se debe considerar la temperatura a la cual se realiza la medición. En el caso de sustancias no homogéneas lo que obtenemos al dividir la masa y el volumen es la densidad promedio.

$$\rho = \frac{m}{v} \left[\frac{Kg}{m^3} \right] \quad \text{Ecuación 3}$$

Densidad Relativa

La densidad relativa de una sustancia se obtiene midiendo el peso de un determinado volumen de dicha sustancia y dividiéndolo por el peso del mismo volumen de la sustancia patrón. Para líquidos, se define como la razón entre la densidad de la sustancia y la densidad del agua a una temperatura determinada. Para gases, es con respecto a la densidad del aire.

$$DR = \frac{PE_{sustancia}}{PE_{agua}} = \frac{g\delta_{sustancia}}{g\delta_{agua}} = \frac{\delta_{sustancia}}{\delta_{agua}} \text{ Ecuación 4}$$

Viscosidad

Se define como la resistencia que presentan los fluidos a fluir, es decir que a mayor viscosidad, menor flujo y está afectada por la presión y la temperatura. Es esencial conocerla para la selección de medidores de flujo.

Fluido Newtoniano

Es todo aquel fluido que sigue la Ley de Newton de la viscosidad, es decir que cuando la relación de corte y la velocidad de deformación del fluido es lineal y la viscosidad es función exclusiva de la condición del fluido.

Fluido No Newtoniano

No se comporta conforme la Ley de Newton y la viscosidad de este fluido depende del gradiente de velocidad, además de la condición del fluido. Ver figura 7.

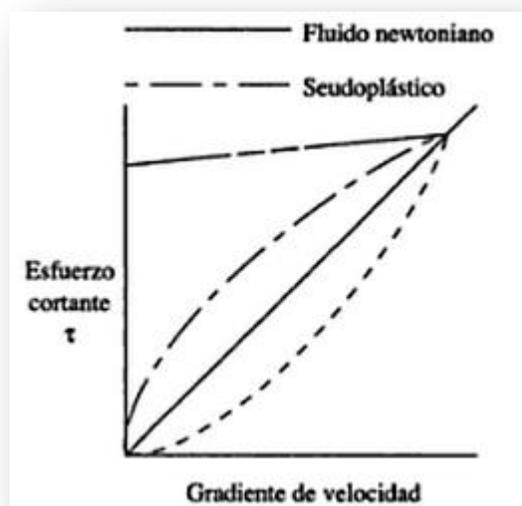


Figura 7 Fluido Newtoniano y no Newtoniano

Compresibilidad

A cada incremento/decremento de la presión que se ejerce sobre un fluido, le corresponde una contracción/expansión del fluido. Esta deformación o cambio de volumen se llama elasticidad o compresibilidad. Se mide en N/m^2 .

Ecuaciones de estado de los gases.

$$\frac{P_1V_1}{T_1} = \frac{P_2V_2}{T_2} \text{ Ecuación 5}$$

$$pV = mRT \text{ Ecuación 6}$$

$$\rho = \frac{P}{RT} \text{ Ecuación 7}$$

Dónde:

- P=presión
- V=Volumen
- M= masas
- T=Temperatura absoluta
- R= constante, para aire $R=287J/kgK$
- P= densidad

2.5.5 Composición química

La clasificación de la materia comprende las sustancias, las mezclas, los elementos y los compuestos, así como los átomos y las moléculas.

Sustancias y Mezclas

Una sustancia es una forma de materia que tiene una composición definida (constante) y propiedades características. Algunos ejemplos son el agua, el amoníaco, el azúcar (sacarosa), el oro y el oxígeno. Las sustancias difieren entre sí en su composición y pueden identificarse por su apariencia, olor, sabor y otras propiedades.

Una mezcla es una combinación de dos o más sustancias en la cual las sustancias conservan sus propiedades características. Algunos ejemplos familiares son el aire, las bebidas gaseosas, la leche y el cemento. Las mezclas no tienen una composición constante, por tanto, las muestras de aire recolectadas de varias ciudades probablemente tendrán una composición distinta debido a sus diferencias en altitud y contaminación, entre otros factores.

Las mezclas pueden ser homogéneas o heterogéneas. Una mezcla es homogénea cuando la composición de la mezcla es la misma en toda la disolución. La mezcla homogénea se debe a que su composición no es uniforme.

Mediciones químicas

Las mediciones que hacen los químicos se utilizan a menudo en cálculos para obtener otras cantidades relacionadas. Existen diferentes instrumentos que permiten medir las propiedades de una sustancia: con la cinta métrica se miden longitudes, mientras que con la bureta, la pipeta, la probeta graduada y el matraz volumétrico se miden volúmenes, con la balanza se mide masa y con el termómetro temperatura.

Estos instrumentos permiten hacer mediciones de propiedades macroscópicas, es decir, que pueden ser determinadas directamente. Las propiedades microscópicas, a escala atómica o molecular, se deben determinar por un método indirecto.

2.6 Medición de Flujo.

El flujo es una variable importante en los procesos industriales. Sus unidades son volumen / unidad de tiempo o masa / unidad de tiempo.

En el inicio de la industria, los procesos eran intermitentes y solo se pesaban los componentes y el producto final; actualmente, con los procesos continuos se requiere disponer de medidores precisos para toda clase de características de los fluidos, lo cual ha motivado que el flujo sea la variable con más elementos primarios actualmente en uso.

La medición de flujo se utiliza para dos propósitos:

- Contabilidad, en donde se cuantifican los diversos fluidos para fines contables y balances de masa.
- Base de control de procesos y operaciones.

El flujo no afecta las propiedades físicas y químicas del fluido, sin embargo, cuando se utilizan fluidos para realizar una reacción química o mezcla de productos, se afectan las propiedades, haciendo necesario en estos casos, la medición precisa ya que si esto no se logra se afectarán las propiedades físicas o químicas del producto final.

La medición continua tiene lugar a medida que el fluido fluye a través de un conducto, lo cual permite su indicación, registro y control automático constante durante el tiempo que dura un proceso.

En muchos procesos, los medidores de flujo contribuyen más que cualquier otro tipo de instrumento de medición a la economía y eficiencia que provee la instrumentación, aunque es relativamente simple en teoría, los medidores del flujo incluyen un número de variables que pueden influir sobre su desarrollo satisfactorio en una instalación dada.

Se han dividido los elementos en grupos (ver tabla 5) cada uno de ellos con un principio de operación definido, los cuales son los siguientes:

1. Volumétricos
2. Caída de presión en tubería
3. Caída de presión en canales
4. Área variable
5. Velocidad y corriente
6. Masa
7. Torbellino

Tabla 5
Métodos de Medición

Sistema	Elemento	Transmisor
Presión Diferencial	Placa Orificio o Tobera	Equilibrio de fuerzas, Silicio difundido
	Tubo Venturi	
	Tubo de Pitot	
	Tubo anular	
	Conectados a tubo U o a elemento de fuelle o de diafragma	
Área variable	Rotámetro	Equilibrio de movimientos
		Potenciométrico
		Puente de impedancias
Velocidad	Vertedero con flotador en canales abiertos	Potenciométrico
	Turbina	Piezoeléctrico
	Sondas Ultrasónicas	
Fuerza	Placa de impacto	Equilibrio de fuerza
		Galgas Extensiométricas
Tensión inducida	Medidor Magnético	Convertidor Potenciométrico
Desplazamiento Positivo	Disco Giratorio	Generador tacométrico o transductor de impulso
	Pistón Oscilante	
	Pistón Alternativo	
	Medidor Rotativo	
Torbellino	Medidor de Frecuencia de resistencia de termistor o condensador de ultrasonidos	Transductor de resistencia

2.6.1 Medidor Ultrasónico

El medidor ultrasónico mide el caudal por diferencia de velocidades del sonido al propagarse éste en el sentido del flujo del fluido y en el sentido contrario.

Los sensores están situados en una tubería de la que se conocen el área y el perfil de velocidad. Los principios de funcionamiento de estos instrumentos son variados. En uno de los modelos más sencillos (figura 8) la velocidad del fluido está determinada por la siguiente fórmula:

$$V = \frac{C^2 \tan \alpha \Delta t}{2D} \text{ Ecuación 8}$$

En dónde:

V : velocidad del fluido

C : Velocidad del sonido en el fluido

α : ángulo de haz del sonido con relación al eje longitudinal de la tubería

D : diámetro interior de la tubería.

Δt : diferencia entre los tiempos de tránsito del sonido aguas arriba y aguas abajo del fluido.

Existen otros métodos que se basan en los siguientes principios:

- Desviación de haz de sonido emitido por un transmisor perpendicularmente a la tubería (figura 9), que es utilizado en fluidos limpios.
- Método Doppler (figura 10). Se proyectan ondas sónicas a lo largo del flujo del fluido y se mide el corrimiento de frecuencia que experimenta la señal de retorno al reflejarse el sonido en partículas contenidas en el fluido. El método viene limitado por la necesidad de la presencia de partículas, pero permite medir algunos caudales de fluidos difíciles tales como mezclas gas-líquido, fangos, etcétera.

En todos estos sistemas, se utilizan transductores piezoeléctricos tanto para la emisión como para la recepción de las ondas ultrasónicas.

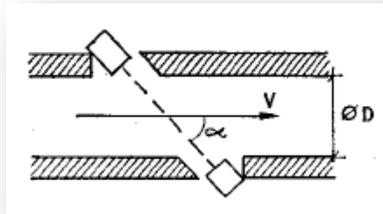


Figura 8 Medición de caudal por ultrasonido con Haz único

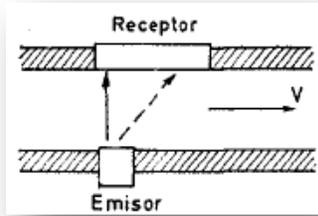


Figura 9 Medición de caudal por ultrasonido por desviación del haz

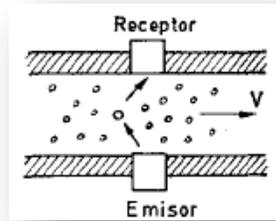


Figura 10 Medición de caudal por ultrasonido por el método doppler

2.7 Válvulas

Las válvulas sirven para abrir, cerrar o interrumpir la comunicación entre dos partes de un equipo de proceso, líneas, maquinaria, etc., y son ampliamente usadas y familiares que en ocasiones no se les da la importancia debida.

Todos los tipos de válvulas, poseen ciertas características en común, tienen un conducto para el paso del fluido, un vástago de abertura o cierre del paso del fluido, un volante o maneral para operarla, un empaque para sellar las partes fijas y móviles, los asientos y las superficies de asentamiento para sellar herméticamente el paso del fluido, el bonete, el cabezal o piezas que sirven para desmontar la válvula y tener acceso a las partes internas de la válvula para su inspección y reparación. Ver figura 11.

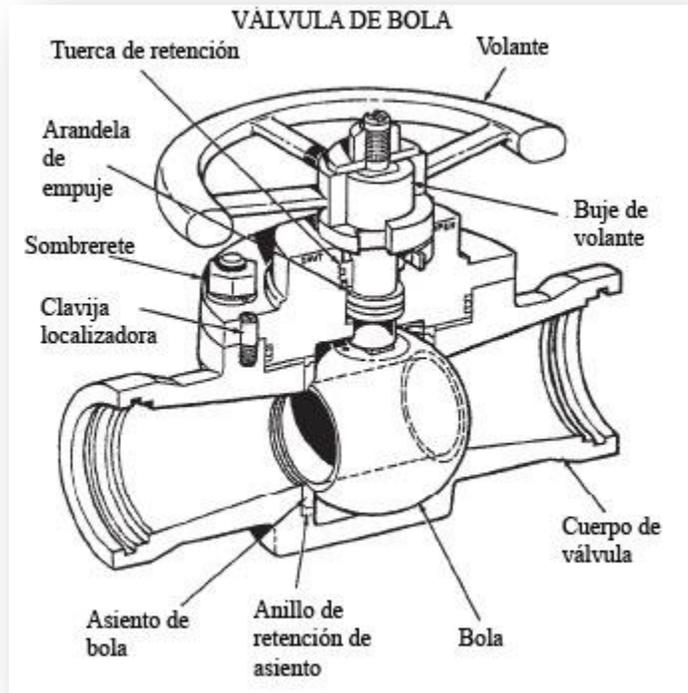


Figura 11 Partes de una válvula

La instalación de una válvula, puede tener uno o varios objetivos:

1. Obstruir o permitir el flujo:
 - Hermeticidad total.
 - Hermeticidad relativa.
2. Regular el fluido para controlar:
 - Flujo.
 - Presión.
 - Nivel.
 - Temperatura.
3. Evitar el retroceso del flujo.
4. Evitar una sobre presión y condiciones peligrosas en el sistema.

2.7.1 Tipos de válvulas.

Se deben considerar muchos factores al seleccionar el tipo de válvula necesaria, entre los cuales los más importantes son:

- Control, precisión y grado de cierre.
- Temperatura de diseño, presión de diseño y caída permisible de presión.
- Corrosividad y erosividad del fluido, material arrastrado y otras características tal como atascamiento.

- Características inherentes, como el Coeficiente de flujo de la válvula (Cv), grado de peligro de fugas, conservación de frío o calor y costo.

Varios de estos factores también son importantes en la selección de los materiales que se utilizan en los accesorios y tuberías.

Una vez que se conocen los criterios de diseño, se procede a seleccionar el tipo de válvula y el material adecuado a las necesidades del trabajo.

El tipo de válvula depende básicamente de la función que va a desempeñar: bloquear, regular o evitar flujo inverso; estas funciones deben determinarse solamente después de ciertas consideraciones y requerimientos del proceso o sistema para el cual la válvula va a operar.

Ya que se encuentran disponibles varios tipos de válvulas para cada función, es necesario determinar las condiciones, el servicio y además es de importancia conocer las características físicas y químicas del fluido que se va a manejar.

Establecido lo anterior, se procede a seleccionar el tipo de conexión como son: bridadas, roscadas y biseladas para soldarse.

La variedad en diseños de válvulas dificulta una clasificación completa, sin embargo, de acuerdo a su uso, podemos encontrar diferentes tipos de válvulas:

1. De bloqueo.

- Válvula de compuerta.
- Válvula de bola.
- Válvula macho.

2. Control del flujo.

- Válvulas de globo.
- Válvulas "Y".
- Válvulas de ángulo.
- Válvulas de aguja.
- Válvulas de mariposa.
- Válvulas de diafragma.

3. Contra flujos.

- Válvulas check.
- Válvulas de retención.

4. De seguridad.

- Válvulas de relevo.

5. Otros.

- Válvulas solenoide.
- Válvulas termostáticas.

La resistencia a la presión de una válvula, varía dependiendo del tipo y material de construcción del cuerpo y los detalles del diseño de sus internos, se especifica en libras (lb). Las condiciones de temperatura de trabajo se deben especificar para su selección.

2.8 Transmisores

Los transmisores son instrumentos que captan la variable de proceso y la transmiten a distancia a un instrumento receptor indicador, registrador, controlador o una combinación de estos.

Existen varios tipos de señales de transmisión: neumáticas, eléctricas, hidráulicas, etc. Las señales hidráulicas se utilizan ocasionalmente cuando se necesita una gran potencia.

2.8.1 Comunicación

La mayor parte de las comunicaciones entre los instrumentos de proceso y el sistema de control se basan en señales analógicas (neumáticas 0,2-1 bar utilizadas en pequeñas plantas y en las válvulas de control y electrónicas de 4-20 mA c.c.). Sin embargo, los instrumentos digitales capaces de manejar grandes volúmenes de datos y guardarlos en unidades históricas están aumentando día a día sus aplicaciones. Su precisión es unas diez veces mayor que la de la señal clásica de 4-20 mA c.c. En lugar de enviar cada variable por un par de hilos (4-20 mA c.c.), transmiten secuencialmente las variables a través de un cable de comunicaciones o mediante wireless o bluetooth a computadores HMI o simplemente a dispositivos como Celulares o Tablet.

Capítulo 3

Diagnóstico

3.1 Identificación del Paquete

3.1.1 Descripción de la distribución

El gas húmedo dulce proviene de las estaciones de compresión del APATG se integra a un cabezal de 16 pulgadas de diámetro, posteriormente pasa a un separador bifásico para recuperar líquidos que pueda traer arrastrando el gas y evitar que se midan con el gas. La corriente de salida de gas del separador se cuantifica para su entrega al C.P.G. Poza Rica en un paquete de medición con dos sistemas de medición en paralelo, cada uno con un medidor tipo ultrasónico de 16 pulgadas de diámetro. Ver figura 12.

La calidad del punto de venta del gas húmedo dulce establecido en el “Acuerdo de medición para la entrega de gas húmedo amargo al C.P.G. Poza Rica celebrado entre Pemex Exploración Producción (PEP) y Pemex Gas y Petroquímica Básica (PGPB)” es determinada de manera ponderada de acuerdo a los análisis cromatográficos emitidos por los paquetes de medición de gas húmedo dulce y gas húmedo amargo, considerando como la calidad que se incluirá en el comprobante de entrega-recepción.

El gas entregado en el punto de venta Complejo Procesador de Gas Poza Rica del gas húmedo amargo debe cumplir las especificaciones establecidas en el Anexo B del contrato de compraventa de Gas celebrado entre Pemex Exploración y Producción (vendedor) y Pemex Gas y Petroquímica Básica (comprador).

Tabla 6
Especificaciones contractuales de la presión de entrega para el flujo de gas húmedo amargo entre PEP y PGPB. (PEP-PGPB, PEMEX, 2013)

Región	Punto de entrega	Presión de entrega (kg/cm ²)	
		Valor Base	Tolerancia
Sureste	Ciudad PEMEX	70	+1.0 / -1.0
Sureste	Cactus – Nuevo PEMEX	70	+0.5 / -0.5
Centro – Veracruz	CPG Matapionche	70	+0.5 / -0.5
Centro – Poza Rica	CPG Poza Rica	24	+0.5 / -0.5

La tabla 6 corresponde al punto de venta de gas húmedo amargo, debido a que las corrientes de gas húmedo dulce y gas húmedo amargo, se mezclan para la venta de gas húmedo amargo a PGPB.

En caso de falla en la emisión de alguno de los reportes de cromatografía de los sistemas de medición de gas, para el cálculo de la calidad del gas, se consideran los análisis cromatográficos del laboratorio del Complejo Procesador de Gas Poza Rica.

3.1.2 Componentes del paquete de medición del Gas Húmedo Dulce

El Paquete de Medición de Gas Húmedo Dulce se compone de dos Sistemas de Medición con medidor tipo ultrasónico de 407 mm y 2068 kPa (16 pulgadas y 300 PSI) para la medición del gas proveniente de la corriente denominada APATG, están denominados como Sistema 101 y Sistema 102.

El Sistema 101, cuenta con una válvula a la entrada tipo bola de 400 mm y 2068 kPa (16 pulgadas y 300 PSI), marca Zy-Tech, perfilador de flujo en bridas de 400 mm y 2068 kPa (16 pulgadas y 300 PSI), medidor de flujo tipo ultrasónico de 407 mm y 2068 kPa (16 pulgadas y 300 PSI), marca Daniel, modelo 3400, número de serie 09 – 331057, TAG FE-101, indicador de presión marca Ashcroft, TAG PI-101, transmisor indicador de presión marca Rosemount, modelo 3051, número de serie 2153744 y TAG PIT-101, indicador de temperatura marca Ashcroft, TAG TI-103, transmisor indicador de temperatura marca Rosemount, modelo 3144PD1A1E5M5Q4XA, número de serie 640647, TAG TIT-101, válvula de bloqueo al cabezal de salida tipo bola de 400 mm y 2068 kPa (16 pulgadas y 300 PSI), marca Zy-Tech.

El Sistema 102, cuenta con una válvula a la entrada tipo bola 400 mm y 2068 kPa (16 pulgadas y 300 PSI), marca Zy-Tech, perfilador de flujo en bridas de 400 mm y 2068 kPa (16 pulgadas y 300 PSI), medidor de flujo tipo ultrasónico de 407 mm y 2068 kPa (16 pulgadas y 300 PSI), marca Daniel, modelo 3400, número de serie 09 – 331058, TAG FE-102, indicador de presión marca Ashcroft, TAG PI-102, transmisor indicador de presión marca Rosemount, modelo 3051CG5A22AIAM5B4E5Q4, número de serie 2051826 y TAG PIT-102, Indicador de temperatura marca Ashcroft, TAG TI-104, transmisor indicador de temperatura marca Rosemount, modelo 3144PD1A1E5M5Q4XA, número de serie 640648 y TAG TIT-102, válvula de bloqueo al cabezal de salida tipo bola de 400 mm y 2068 kPa (16 pulgadas y 300 PSI), marca Zy-Tech.

El Paquete cuenta con analizador de cromatografía con análisis C6+ en línea marca Daniel, modelo 500, número de serie 9009356, TAG AIT-101 con controlador marca Daniel modelo 2350A el cual está instalado en el cabezal de salida del paquete de medición, analizador de ácido sulfhídrico marca Western Research Ametek, modelo 933, número de serie AV-933-S561 TAG AIT-102, con gas de arrastre Helio, así como dos computadores de flujo marca Omni, modelo 6000, número de serie 73708, TAG FQIT-101 Y FQIT-102 respectivamente, instalados en el cabezal de salida del paquete de medición.

El volumen entregado a Pemex Gas y Petroquímica Básica se calcula a las condiciones base Pemex de 20°C y 1 kg/cm² y usando datos del reporte de análisis de calidad del Laboratorio, para obtener el volumen neto @20°C. Los datos del Cromatógrafo en línea se usan como referencia.



Figura 12. Paquete de Medición con Medidores tipo ultrasónico

3.2 Criterios del Diagnóstico

Las características metrológicas son propias de los elementos que nos sirven con la finalidad de comprender claramente con que se cuenta y poder evaluarlo, las tablas y formatos que se mostraran a continuación proporciona la información necesaria para evaluar cada dispositivo con lo que las normas y estándares enuncian, esto para que todo el sistema cumpla adecuadamente, además cabe recalcar que los datos tomados y plasmado en esas tablas están tomados de reportes de calibración, datos de fabricante además del levantamiento elaborado en campo.

Es importante recalcar que para poder tener una mejor comprensión de lo que aquí se menciona, se recomienda leer las normas mencionadas, para la correcta interpretación de los datos. Como es el caso de la ANSI/ISA 5.1, etc.

Las observaciones que se muestran en las tablas están escritas, con la finalidad de demostrar en que puntos no cumple con la normatividad estipulada para esos propósitos, y así poder realizar las recomendaciones necesarias.

3.2.1 Elemento primario de medición

Características Metrológicas del elemento primario de medición

Tabla 7
Características Metrológicas

Características Metrológicas del Elemento Primario		
TAG	FE-101	FE-102
Tipo	Ultrasónico	
Marca	Daniel	
Modelo	3400	
Alcance nominal	Capacidad entre 50 y 100 psig 228,318 (ACFH), 3494 (MSCFH)	
Alcance de medición	341.6 MMPCD, máximo 488 MMPCD	
Periodo de cálculo del medidor para obtener el volumen no corregido	0.25 – 1 segundo	
Intervalo de velocidad	La velocidad nominal de hasta 100 fps (30 m / s), con más alcance rendimiento superior a 125 fps (38 m / s) en algunos tamaños	
Histéresis	Documento en proceso de elaboración por parte de SDC	
Deriva	Documento en proceso de elaboración por parte de SDC	
Incertidumbre	Documento en proceso de elaboración por parte de SDC	
Límites de exactitud	±0.5% con calibración de flujo ±1% sin calibración del flujo	
Humedad	Humedad relativa de funcionamiento: hasta 95% sin condensación	
Precisión	La precisión es de ± 0,3%, incluyendo la incertidumbre de laboratorio	
Repetibilidad	Repetibilidad es de ± 0,1% de lectura para 5 a 100 fps	
Tipo de Exactitud	3 %	

Evaluación del dimensionamiento

Para el paquete de medición con elemento primario tipo ultrasónico, la norma NRF-081-PEMEX-2004 indica en el apartado 8.2.5 los requerimientos para el dimensionamiento aguas arriba y aguas abajo de los sistemas de medición tipo ultrasónico.

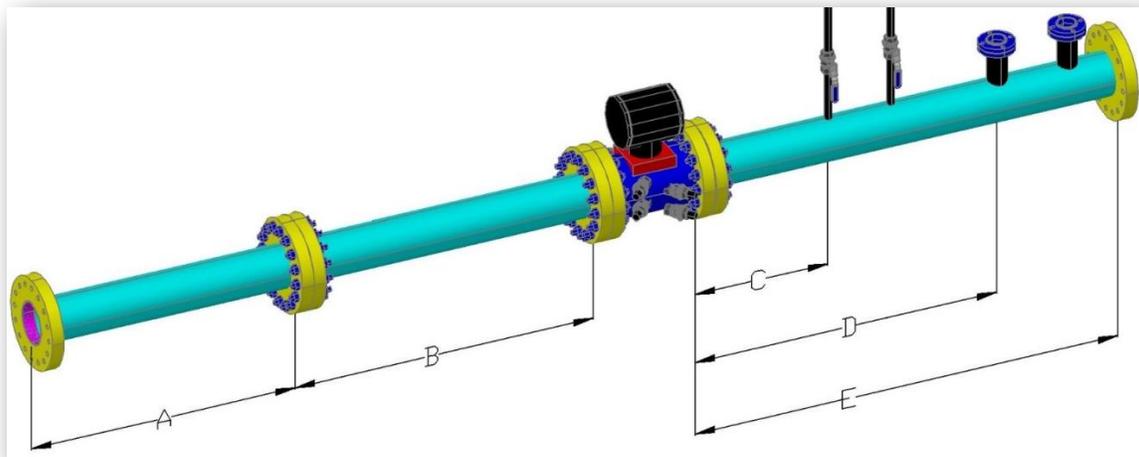


Figura 13. Arreglo mecánico del sistema de medición de gas húmedo dulce tipo ultrasónico

Dónde:

E: Longitud del tubo de medición aguas abajo del medidor tipo ultrasónico expresado en múltiplos de diámetros internos.

B: Longitud del tubo de medición a la salida del acondicionador de flujo a la placa de orificio expresado en múltiplos de diámetros internos.

El cuerpo del medidor, las secciones de tubería corriente aguas arriba y corriente aguas abajo del tubo de medición ultrasónico, deben cumplir con lo siguiente:

La longitud de la sección de tubería corriente aguas arriba del tubo de medición ultrasónico (B), debe ser mayor o igual que 10 veces el diámetro interno nominal del medidor ultrasónico como se indica en la figura 13.

La longitud de la sección de tubería corriente aguas abajo del tubo de medición ultrasónico (E), debe ser mayor o igual que 5 veces el diámetro interno nominal del medidor ultrasónico. (NRF-081-PEMEX-2005, 2005). Ver tabla 8.

Tabla 8
Cumplimiento del dimensionamiento del tubo de medición

Distancias mínimas recomendadas por NRF-081				
NRF-081	Parámetro Recomendado		Actual	Cumple
	B	10 Di	10 Di	SI
	E	5 Di	5 Di	SI

Para flujo unidireccional, el diseñador debería tener el termopozo instalado corriente abajo del medidor. La distancia de la cara de la brida corriente abajo al termopozo debería ser entre 2D y 5D. (AGA 9, 1998)

Tabla 9
Cumplimiento del dimensionamiento del tubo de medición

Distancias mínimas recomendadas por AGA 9			
Parámetro Recomendado		Actual	Cumple
TI	2 Di – 5 Di	3 Di	SI
TIT	2 Di – 5 Di	3.5 Di	SI

Para detalles del dimensionamiento, ver Isométrico k-038 en el Anexo 4.

Evaluación del elemento primario

Tabla 10
Parámetros a evaluar del acondicionador de flujo y medidor ultrasónico

Parámetro	Cumple		Observaciones
	Si	No	
Acondicionador de flujo			
Pruebas de validación para el uso previsto	✓		
Tipo de acondicionador y efectos esperados	✓		Se cuenta con acondicionador, pero no se tiene evidencia del tipo y su estado.
Distancias mínimas requeridas para su instalación (UL1)	✓		
Medidor de Ultrasónico (DANIEL SENIOR SONIC 3400)			
Tipo de medidor de acuerdo al tipo de fluido (Ultrasónico)	✓		No se recomienda para gas húmedo (Tabla no. 3 de la guía de los requerimientos y principios para seleccionar sistemas de medición de flujo de hidrocarburos en PEP)
Distancia mínima aguas arriba	✓		
Distancia mínima aguas abajo	✓		
Material del cuerpo (acero inoxidable)	✓		
Número de trayectorias, mínimo 4	✓		

3.2.2 Elemento secundario de medición

Características Metrológicas del elemento secundario de medición

Tabla 11
Características Metrológicas del elemento secundario de medición

Características Metrológicas del Elemento Secundario (Transmisor Indicador de Temperatura)		
TAG	TIT-101	TIT-102
Marca	Rosemount	
Modelo	3144P	
Alcance nominal	-200 a 850 °C (392 – 1 562 °F)	
Alcance de medición	30 °C (86 °F)	
Estabilidad	±0.1% de la lectura ó 0.1 °C, la que sea mayor, por 24 meses ±0.25% de la lectura ó 0.25 °C, la que sea mayor, por 5 años	
Exactitud digital	±0.10 °C	
Exactitud de la conversión digital/analógica	±0.02% del span	
Histéresis	Documento en proceso de elaboración por parte de SDC	
Deriva	Documento en proceso de elaboración por parte de SDC	
Incertidumbre	Documento en proceso de elaboración por parte de SDC	
Intervalo de medición	0 - 100 °C (32 – 212 °F)	
Error por efecto de la alimentación eléctrica	±0.005% del span por Voltio	
Resolución	0.01 °C	

Características Metrológicas del Elemento Secundario (Transmisor Indicador de Presión)		
TAG	PIT-101	PIT-102
Marca	Rosemount	
Modelo	3051S	
Alcance nominal	-6.2-6.2 kPa (-25 a 25 pulgadas de agua H ₂ O)	
Alcance de medición	0 - 13790 kPa (0 - 2 000 PSI)	
Estabilidad	±0.125% del límite superior del alcance de nominal por 5 años	
Exactitud	0.3%	
Histéresis	Documento en proceso de elaboración por parte de SDC	
Deriva	Documento en proceso de elaboración por parte de SDC	
Incertidumbre	Documento en proceso de elaboración por parte de SDC	
Intervalo de medición:	0.024 – 27 579 kPa (0,1 in H ₂ O a 4 000 PSI)	
Error de ajuste de cero por variación en la presión	± 0.3% del ULR	
Error de ajuste de cero por variación en la temperatura	± 0.2% del intervalo de medición (span) por °C	
Error por efecto de la alimentación eléctrica	0.005% del intervalo de medición (span) por Voltio	

Evaluación del elemento secundario

Tabla 12
Parámetros a evaluar del elemento secundario

Parámetro	Cumple		Observaciones
	Si	No	
TRANSMISOR DE PRESIÓN MANOMÉTRICA ROSEMOUNT 3051S			
Tipo inteligente con capacidad de comunicación remota al computador de flujo	✓		
Exactitud menor o igual a ± 0.1 % del alcance de medición o intervalo de medición (SPAN)	✓		
Estabilidad de ± 0.15 % del límite máximo del intervalo de medición	✓		
Repetibilidad de ± 0.2 % del límite máximo del intervalo de medición	✓		
Banda Muerta de ± 0.1 % de límite máximo del intervalo de medición	-		No se cuenta con evidencia por parte del fabricante.
Capacidad para manejar Unidades de ingeniería del SGUM (NOM-008-SCFI-2002)	✓		
Configuración del transmisor	✓		
Tipo de sensor del diafragma	✓		
Material del cuerpo en acero inoxidable 316	✓		
Informe de calibración emitido por una entidad debidamente acreditada que contenga el error y la incertidumbre		✗	
Prueba de lazo de control y verificar la congruencia entre las lecturas del patrón, transmisor y computador de flujo (evidencia)		✗	
Número de puntos de calibración presión y presión diferencial (11 puntos a lo largo del intervalo de medición) esta prueba debe realizarse incrementando y decrementando el intervalo de medición en 3 repeticiones		✗	No se tiene evidencia
Verificar que la instalación de la tubería de impulso este de acuerdo a la Norma ISO-2186		✗	
Deriva instrumental (Evidencia)		✗	
Histéresis (Evidencia)		✗	
Graficas de variables de control Presión (Evidencia)		✗	
Cuenta con alarmas configuradas	✓		
Indicación local	✓		
TRANSMISOR DE TEMPERATURA (ROSEMOUNT 3144P)			
Tipo inteligente con capacidad de comunicación remota al computador de flujo	✓		
Exactitud menor o igual a $\pm 0.2^\circ$ del alcance de medición o intervalo de medición (SPAN)	✓		
Estabilidad de $\pm 0.1^\circ$ del límite máximo del intervalo de medición	✓		
Repetibilidad de $\pm 0.2^\circ$ del límite máximo del intervalo de medición	✓		
Banda Muerta de $\pm 0.1^\circ$ de límite máximo del intervalo de medición	-		No se cuenta con evidencia por parte del fabricante.
Capacidad para manejar Unidades de ingeniería del SGUM (NOM-008-SCFI-2002)	✓		
Memoria de configuración no volátil	✓		
Configuración del transmisor	✓		
Elemento de sensor RTD platino (PT-100, Clase A)	✓		
Longitud de inserción debe estar en el segundo tercio del diámetro de la tubería	✓		*

según lo establece la API MPMS 7			
Construcción del termopozo (cónico y bridado)	✓		
Material de la vaina y cuerpo en acero inoxidable 316	✓		
Informe de calibración emitido por una entidad debidamente acreditada que contenga el error y la incertidumbre		*	**
Prueba de lazo de control y verificar la congruencia entre las lecturas del patrón, transmisor y computador de flujo (evidencia)		*	
Número de puntos de calibración presión y presión diferencial (5 puntos a lo largo del intervalo de medición) esta prueba debe realizarse incrementando y decrementando el intervalo de medición en 5 repeticiones		*	
Deriva instrumental (Evidencia)		*	
Histéresis (Evidencia)		*	
Graficas de variables de control Presión (Evidencia)		*	
Cuenta con alarmas configuradas	✓		
Indicación local	✓		
Cuenta con alarmas configuradas	✓		

* En un paro programado se puede medir la longitud de inmersión del Termopozo y poder evaluar este parámetro.

** Falta verificar que este requisito este especificado en el contrato de mantenimiento

3.2.3 Sistema de Calidad

Características Metrológicas

Tabla 13
Características Metrológicas del Analizador

Características Metrológicas los Instrumentos para la Medición de Calidad (Cromatógrafo)	
TAG	AIT-101
Tipo	Cromatógrafo de gases en línea
Marca	Daniel
Modelo	500
Componentes de Análisis	C1 a C6+, CO ₂ , N ₂
Repetibilidad	±0.05 para temperatura controlada y ±0.1 para una temperatura entre 0 a 130 °F
Tiempo de análisis	10 min

Características Metrológicas de los Instrumentos para la Medición de la Calidad (Analizador de Ácido Sulfhídrico)	
TAG	AIT-102
Tipo	Espectroscopio absorción ultravioleta
Marca	Western Research Ametek
Modelo	933D
Alcance nominal	H ₂ S 0-100 ppm
Exactitud	±2% de la escala total
Histéresis	Documento en proceso de elaboración por parte de SDC
Deriva	Documento en proceso de elaboración por parte de SDC
Incertidumbre	Documento en proceso de elaboración por parte de SDC
Intervalo de medición:	0.3 – 1.1 g/cc
Error por efecto de la temperatura	±0.000005 g/cc/°C
Precisión	Intervalo estándar: ± 2% de la escala completa intervalo bajo: ± 5% de la escala completa
Sensibilidad	0.5 % de la escala total

Evaluación de la velocidad para la toma de muestra

La velocidad se evalúa en base a la ecuación de continuidad y con los datos de diseño del cabezal (en base a la especificación de la tubería) donde se encuentra instalada la probeta de muestreo. Ver figura 14.

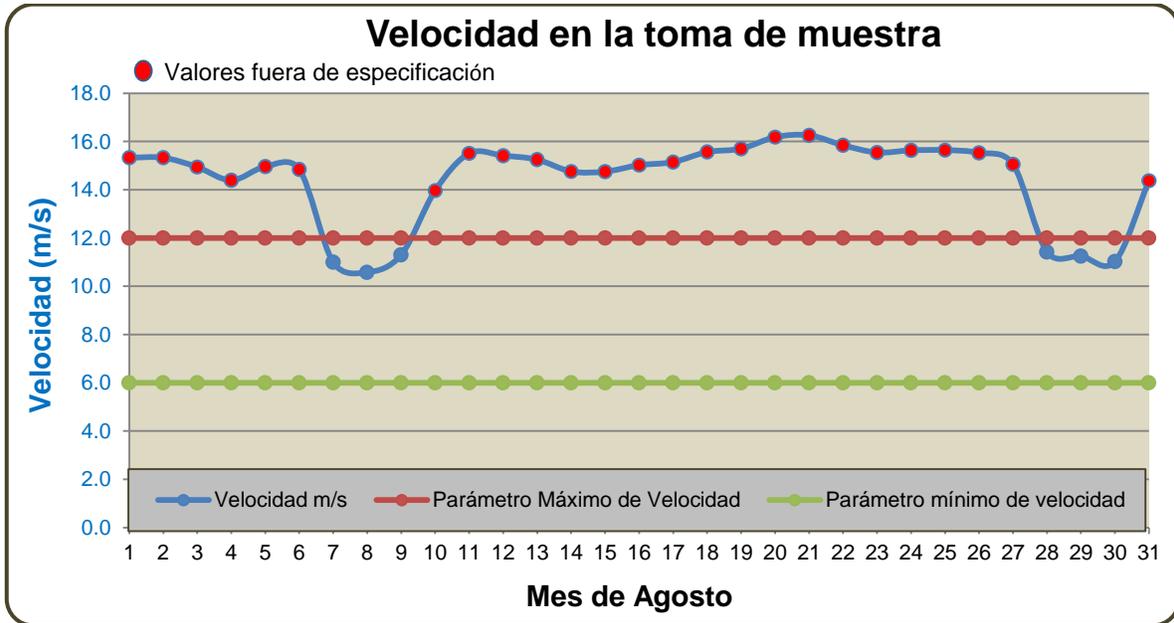


Figura 14. Seguimiento de la velocidad en el punto de muestreo

Evaluación de la ubicación de la toma de muestra

El API MPMS 14.1 en el punto 7.4.1 indica que la toma de muestra debe instalarse después de un elemento de tubería que provoque turbulencia, y debe localizarse a una distancia de 5 diámetros corriente abajo de este último elemento. (API 14.1, 1993)

La sonda está instalada a una localización horaria a las 12:00h. Como se ve en la figura 15. Esto quiere decir que esta se encuentra de manera vertical.

Tabla 14
Dimensionamiento para la ubicación de la probeta de muestreo

Ubicación de la probeta de muestreo			
Parámetro Recomendado		Actual	Cumple
Después de un accesorio	5 D	5 D	Si
Localización horaria del muestreador	12 h	12 h	Si

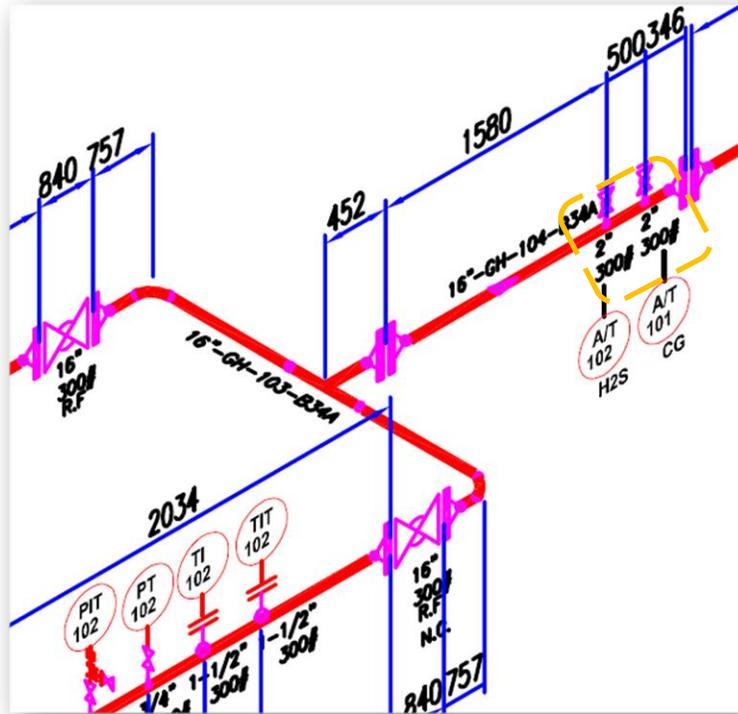


Figura 15. Localización del punto de muestreo contenido en el isométrico k-038

Evaluación de la Presión de Rocío en el punto de muestreo

Para la correcta evaluación de la presión de rocío se requiere determinar la composición química completa que incluya el porcentaje molar de agua contenida en el hidrocarburo. La composición química presentada en los reportes diarios se determina en base seca debido a que la composición química presentada es proporcionada por el cromatógrafo instalado en campo (No representa el porcentaje de agua).

Se utiliza el software Aspen Hysis para determinar la temperatura y presión de Rocío a las condiciones de operación para evaluar la posible formación de condensados que puedan afectar la toma de muestra.

Para el análisis de cromatografía (en base seca) se utilizan los resultados del reporte diario para el día 20 de Agosto de 2013 mostrados en la tabla 15.

Tabla 15
Resultado de la Presión y Temperatura de Rocío @ las Condiciones de Operación.

Parámetro	Unidad	Unidad
Presión de Rocío @ Temperatura de Operación	(*)	(kg/cm ² _{man})
Temperatura de Rocío @ Presión de Operación	15.28 (*)	(°C)

(*). No es posible tener condensación a la Temperatura de Operación con la composición mostrada por el cromatógrafo debido a que se encuentra por encima de la Temperatura Crítica (-56.03 °C)

Se determina que no es posible obtener condensados a la presión de operación debido a que la temperatura de operación se encuentra por arriba de la temperatura crítica; sin embargo se trata de un Gas Húmedo Dulce que contiene agua (y que a estas condiciones de Operación el agua se encuentra en la fase líquida pudiendo aún arrastrar componentes como CO₂ a la fase acuosa) y contiene componentes más pesados que el n-Hexano (C6+).

Por lo que la formación de condensados es muy posible, mas no demostrable debido a que no se analiza el porcentaje molar de agua contenida en el Gas Húmedo Dulce.

Evaluación del sistema de calidad

Tabla 16
Parámetros a evaluar del sistema de calidad

Parámetro	Cumple		Observaciones
	Si	No	
CROMATÓGRAFO			
Repetibilidad ($\pm 126 \text{ Cal}/252000 \text{ Cal} \pm 0.5 \text{ BTU}/1000\text{BTU}$)	✓		
Componentes de análisis (C1, C2, C3, iC4, nC4, iC5, nC5, C6+, CO2, N2)	✓		*
Cámara térmica de separación con control de temperatura sin requerimiento de aire	✓		
Tiempo de análisis (5 minutos)	✓		
Estabilidad ($\pm 0.15 \%$)	✓		
Banda Muerta ($\pm 0.1 \%$ del Límite máx.)	-		No se cuenta con evidencia por parte del fabricante.
Método de determinación (Detector de conductividad térmica)	✓		
Tipo de detector	✓		
Calibración automática y configurable (por lo menos una vez a la semana)	✓		
Memoria de configuración (no volátil)	✓		
Configuración	✓		
Gas de referencia, contar con informe de calidad, indicando trazabilidad e incertidumbre de cada componente	✓		
Tipo de comunicación con el computador de flujo	✓		Modbus
Disponer de secuencias de control, alarmas de calibración y de desempeño del equipo	✓		
Contener en memoria la base de datos de las propiedades físicas de los componentes de la norma GPA 2145, para calcular peso molecular y el poder calorífico bruto	✓		
Desplegar informes de calibración con la siguiente como mínimo: número de corridas, fecha y hora, tabla comparativa donde se muestra la comparación del gas de referencia y el gas analizado, con la desviación en porcentaje de cada uno de los componentes	✓		
Prueba de lazo de control y verificar la congruencia entre lectura del patrón, transmisor y computador de flujo		*	No se tiene evidencia
ANALIZADOR DE ACIDO SULFHÍDRICO (AMETEK 903D)			
Repetibilidad ($\pm 2\%$ del total de la escala)	✓		
Componentes de análisis (H ₂ S)	-	-	
Estabilidad ($\pm 0.15 \%$)	✓		
Banda Muerta ($\pm 0.1 \%$ del Límite máx.)	-		No se cuenta con evidencia por parte del fabricante.
Método de determinación	✓		ultravioleta
Tipo de detector	✓		Espectroscopio absorción
Memoria de configuración (no volátil)	✓		
Configuración	✓		
Tipo de comunicación con el computador de flujo	✓		
Disponer de secuencias de control, alarmas de calibración y de desempeño del equipo	✓		
Disponer de secuencias de control, alarmas de calibración y de desempeño del equipo	✓		

Desplegar informes de calibración con la siguiente información como mínimo: número de corridas, fecha y hora, tabla comparativa donde se muestra la comparación del gas de referencia y el gas analizado, con la desviación en porcentaje de cada uno de los componentes		*	
Prueba de lazo de control y verificar la congruencia entre lectura del patrón, transmisor y computador de flujo		*	
SISTEMA DE MUESTREO			
Material del cuerpo acero inoxidable 316	✓		
Representatividad de la muestra debe garantizar la renovación del gas dentro de cada muestra realizada	✓		
La velocidad del flujo debe estar en el intervalo de 6/12 m/s	✓		
Garantizar que no exista cambio de fase debido a la reducción de presión	✓		
Conexión a proceso bridada	✓		
Ser de tipo retráctil y Auto regulable	✓		
Profundidad de inserción en segundo tercio de la sección transversal de la tubería.			** No se cuenta con evidencia
Localización como mínimo a 5D aguas debajo de cualquier elemento que genere turbulencia de acuerdo a API MPMS 14.1	✓		
Líneas de impulso de acero inoxidable 316 sin costura	✓		

Nota:

* No se cuenta con una composición completa que contenga principalmente el porcentaje molar de agua; que en caso de contener agua el Gas Húmedo dulce se encontrará en fase líquida formando condensación @ las condiciones de Operación mostradas.

** En un paro programado se puede medir la longitud de inmersión de la probeta de muestreo y poder evaluar este parámetro.

3.2.4 Elemento terciario

Características Metrológicas

Tabla 17
Características Metrológicas del elemento terciario

Características Metrológicas del Elemento Terciario (Computador de flujo)		
TAG	FQIT-101	FQIT-102
Marca	Omni	
Modelo	6000	
Resolución de las entradas analógicas	14 bits	
Exactitud de las entradas analógicas	±0.025% del intervalo de calibración	
Resolución de la entrada de RTD	0.008 Ohm	
Alcance nominal de la entrada de RTD	-229°F – +293°F (-145°C – +145°C)	
Exactitud de la entrada de RTD	±0.025% del intervalo de calibración	

Configuración del equipo electrónico de medición

Se cuenta con el Registro de la Configuración del Equipo Electrónico de Medición de manera electrónica. Para obtener dicha información se debe acceder al Computador de flujo mediante el Software OmniCom para mostrar la Configuración del Dispositivo Primario, Secundario y analizadores, Dispositivo terciario, de la Configuración para la Calibración en Sitio, Configuración de Comunicaciones, Configuración de Equipo, Configuración de Datos fijos, eventos y alarmas. Ver figura 16

The screenshot shows a text editor window with two tables of configuration data for a gas chromatograph. The first table, 'Component Data Table #1', lists 11 components with their respective U/S, DetID, RetTime, Resp Factor, F/V, CalConc, and AnalMthd. The second table lists 6 components with their RTDev, SecDev, Updt, RFDev, GRSBTU, NETBTU, MolWgt, and AGA8.

No.	Component	U/S	DetID	RetTime	Resp Factor	F/V	CalConc	AnalMthd
1	C6+ 47/35/17	STD	1	26.1	1.361189e+007	VAR	0.11 %	AREA
2	PROPANE	STD	1	51.6	9281514	VAR	0.28 %	AREA
3	i-BUTANE	STD	1	64.4	1.08234e+007	VAR	0.06 %	AREA
4	n-BUTANE	STD	1	72.9	1.12253e+007	VAR	0.04 %	AREA
5	H2S	STD	1	79.5	1243636	FXD	0.0 %	FXD
6	i-PENTANE	STD	1	103.6	1.146853e+007	VAR	0.03 %	AREA
7	n-PENTANE	STD	1	116.4	1.06504e+007	VAR	0.01 %	AREA
8	NITROGEN	STD	1	147.6	6415300	VAR	0.24 %	AREA
9	METHANE	STD	1	151.9	4721523	VAR	98.5 %	AREA
10	CARBON DIOXIDE	STD	1	181.0	6998115	VAR	0.14 %	AREA
11	ETHANE	STD	1	207.8	3265505	VAR	0.59 %	AREA

No.	Component	RTDev	SecDev	Updt	RFDev	GRSBTU	NETBTU	MolWgt	AGA8
1	C6+ 47/35/17	1	3	CAL	10	5288.71	4900.62	95.9558	C6mix1
2	PROPANE	1	4	CAL	10	2521.92	2320.36	44.0956	PROPANE
3	i-BUTANE	1	4	CAL	10	3259.42	3006.94	58.1222	i-BUTANE
4	n-BUTANE	1	4	CAL	10	3269.85	3017.97	58.1222	n-BUTANE
5	H2S	3	1.5	CAL	10	638.57	588.15	34.0809	H2S
6	i-PENTANE	1	6	CAL	10	4010.16	3707.56	72.1488	i-PENTANE

Figura 16. Configuración del cromatógrafo del Gas húmedo dulce Poza Rica

Tabla 18
Registro de la Configuración del Equipo Electrónico de Medición

Requerimiento	Cumple		FE-101	FE-102
	Si	No		
Dispositivo primario				
Identificación única del medidor	✓		FE-101	FE-102
Marca	✓		Daniel	Daniel
Modelo	✓		Senior Sonic 3400	Senior Sonic 3400
Número de Serie	✓		09 - 331057	09 – 331058
Tamaño	✓		15 pulgadas	15 pulgadas
Constante(es) del medidor (K)			No aplica para medidor ultrasónico	No aplica para medidor ultrasónico
Factor del medidor (MF)	✓		1.0	1.0
Diámetro interno del tubo de medición @ 20 °C (Dm).	✓		380.95 mm	380.95mm
Diámetro interno del orificio de la placa @ 20 °C (dm).	✓		No aplica para medidor ultrasónico	No aplica para medidor ultrasónico
Temperatura de entrada para el diámetro interno del tubo de medición (Tm).	✓		20°C	20°C
Temperatura de entrada para el diámetro interno de la placa (Tm).			No aplica para medidor ultrasónico	No aplica para medidor ultrasónico
Ubicación de la toma de presión manométrica.	✓		Aguas abajo	Aguas abajo
Material de la placa de orificio			No aplica para medidor ultrasónico	No aplica para medidor ultrasónico
Material del tubo de medición	✓		Acero al carbón	Acero al carbón
Dispositivo Secundario Transmisor Indicador de Presión				
Identificación del transmisor	✓		PIT-101	PIT-102
Marca	✓		Rosemount	Rosemount
Modelo	✓		3051	3051C
Número de Serie	✓		2153744	2051826
Intervalo de Presión estática	✓		0 - 20684 kPa (3000 PSI)	13790 kPa (0 - 2000 PSI)
Tipo de comunicación	✓		4-20 mA, Hart	4-20 mA, Hart
Unidades de Ingeniería	✓		kPa	kPa
Dispositivo Secundario Transmisor Indicador de Temperatura				
Identificación del transmisor	✓		TIT-101	TIT-102
Marca	✓		Rosemount	Rosemount
Modelo	✓		3144P	3144P
Número de Serie	✓		640647	640648
Intervalo de Temperatura	✓		0 - 100 °C (32 - 212 °F)	0 - 100 °C (32 - 212 °F)
Tipo de comunicación	✓		4-20 mA, Hart	4-20 mA, Hart
Unidades de Ingeniería	✓		°C	°C
Analizadores				
Modo de actualización de datos de analizadores	✓		Ciclos de 240 segundos	Ciclos de 240 segundos
Unidades de Ingeniería	✓		MolPct (%)	MolPct (%)
Dispositivo Terciario				
Identificación de la estación	✓		Sistema de medición gas húmedo dulce AIATG med. #2	
Identificador del computador de flujo	✓		FQI-101	FQI-102
Marca	✓		Omni	Omni
Modelo	✓		6000	6000
Número de serie	✓		73837	73838
Algoritmo de linealización	✓			
Corte por bajo flujo	✓		6 Hz	6 Hz
Verificación de fidelidad de pulsos		*		
Estado operativo del computador de flujo	✓		Configurable	Configurable
Estado operativo de los dispositivos	✓			

secundarios					
Estado operativo de SFI	✓				
Fecha y Hora	✓		Vía teclado local del computador	Vía teclado local del computador	
Hora contractual	✓		Vía teclado local del computador (05:00 a.m.)	Vía teclado local del computador (05:00 a.m.)	
Periodo definido para el Registro de Transacción de Cantidad Diaria	✓		Configurable	Configurable	
Presión atmosférica	✓		1.03323 kg/cm ² (ABS)	1.03323 kg/cm ² (ABS)	
Presión de referencia	✓		1 kg/cm ² (ABS)	1 kg/cm ² (ABS)	
Temperatura de referencia	✓		20.0 °C	20.0 °C	
Cálculo del factor de compresibilidad	✓		AGA 8-1994 Método 1 Análisis detallado	AGA 8-1994 Método 1 Análisis detallado	
Peso molecular del aire	✓		28.9626 kg/mol	28.9626 kg/mol	
Tipo de cálculo de flujo volumétrico o másico.	✓		Volumétrico	Volumétrico	
Tipo de cálculo de energía	✓		AGA 8-1994 Método 1 Análisis detallado	AGA 8-1994 Método 1 Análisis detallado	
Versión del algoritmo de cálculo y configuración del computador de flujo	✓		OMNI 6000: 23.75.00 (8923)Aplica cálculos del AGA 9	OMNI 6000: 23.75.00 (8923)Aplica cálculos del AGA 9	
Configuración de Datos Fijos					
Temperatura del proceso en caso de falla del transmisor.	✓		**24.88889 °C	**25 °C	
Presión manométrica del proceso en caso de falla del transmisor.	✓		**9.65266 kPa	**9.65266 kPa	
Presión diferencial en la placa en caso de falla del transmisor.			No aplica para medidor ultrasónico	No aplica para medidor ultrasónico	
Composición detallada del hidrocarburo gaseoso	✓		**Componente	Valor	Unidad
			**Nitrógeno N ₂	2.5	% mol
			**Dióxido de Carbono CO ₂	0.998	% mol
			**Sulfhídrico H ₂ S	0.0	% mol
			**Metano CH ₄ (C1)	89.67	% mol
			**Etano C ₂ H ₆ (C2)	5.0	% mol
			**Propano C ₃ H ₈ (C3)	1.0	% mol
			**Iso Butano C ₄ H ₁₀ (i-C4)	0.2994	% mol
			**Butano normal C ₄ H ₁₀ (n-C4)	0.3003	% mol
			**Iso Pentano C ₅ H ₁₂ (i-C5)	0.1001	% mol
**Pentano normal C ₅ H ₁₀ (n-C5)	0.1001	% mol			
**Hexano C ₆ +	0.0303	% mol			
Gravedad específica	✓		0.622324	0.622324	
Eventos y Alarmas					
Eventos y Alarmas			✘		
Límites de frecuencia			✘		
Límites de temperatura de flujo			✘		
Límites de presión de flujo			✘		
Límites de Presión Diferencial				No aplica para ultrasónico	

** Se recomienda actualizar los valores especificados considerando los valores promedio del mes anterior.

Evidencia de la configuración del computador

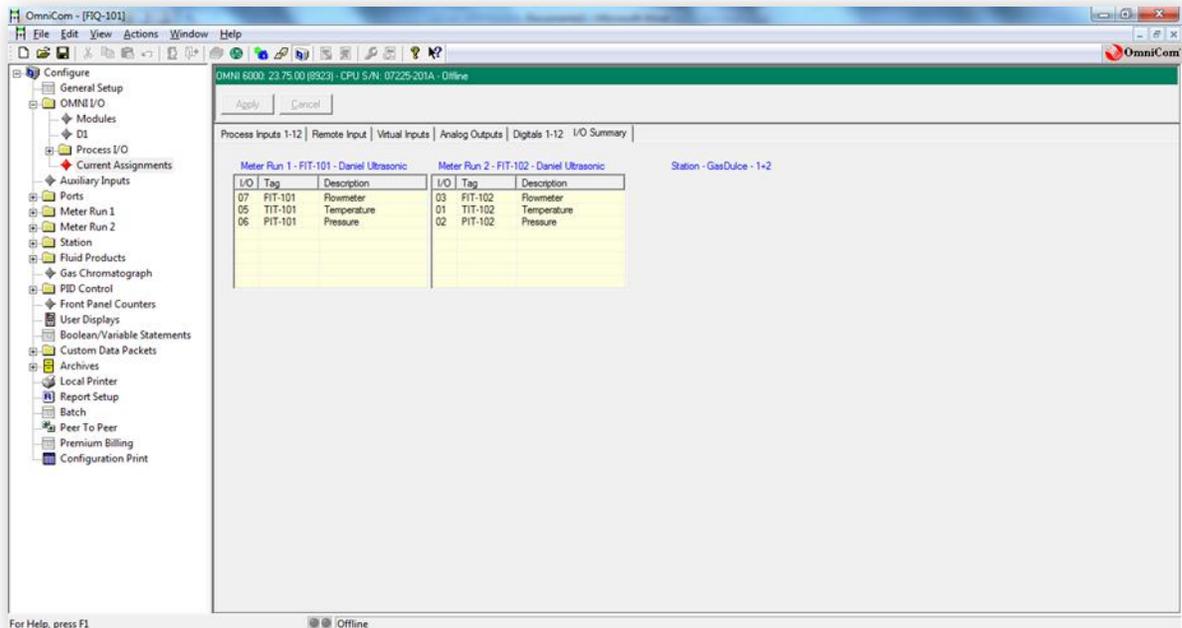


Figura 17. Resumen de instrumentación configurada en el computador FQI-101

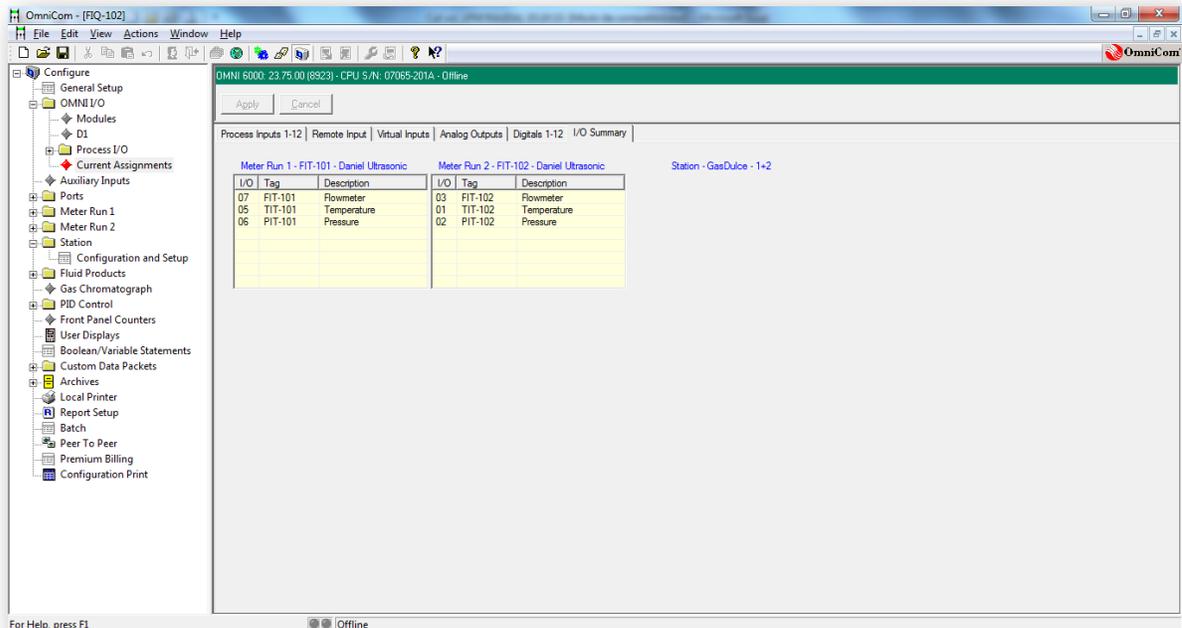


Figura 18. Resumen de instrumentación configurada en el computador FQI-102

Evaluación del elemento terciario

Tabla 19
Parámetros a evaluar del elemento terciario

Parámetro	Cumple		Observaciones
	Si	No	
COMPUTADOR DE FLUJO			
Registro de transacciones de cantidad del producto	✓		
Registro de transacción de cantidad corregida de producto	✓		
Registro de calidad del producto	✓		
Registro de configuración del equipo electrónico	✓		
Registro de auditorias	✓		los últimos 500 registros y cambios realizados
Históricos de medición: volumen no corregido o a condiciones de flujo, Volumen corregido a condiciones de referencia, presión, presión diferencial, PCB, Factor de compresibilidad, densidad, peso molecular, gravedad específica, frecuencia, Número de pulsos, velocidad de flujo, número de Reynolds	✓		
Validación de algoritmo de cálculo	✓		
Tiempo de muestreo para actualizar las entradas dinámicas una cada segundo	✓		
Evaluar la compensación de los errores detectados en los elementos secundarios	✓		
Respaldo de información, retención de la información generada por el registro de control y seguimiento en ausencia de energía eléctrica, por un periodo de seis meses.		x	
Reloj de tiempo real: Con desviación máxima de 1 segundo/día	✓		
Diagnóstico: Debe tener rutinas de autodiagnóstico para verificación de la memoria y el equipo (hardware)	✓		
Monitoreo de desempeño (watchdog): Requerido con alarma que debe activarse al detectarse un mal funcionamiento	✓		
Tiempo de retención de datos de medición: capacidad de almacenamiento de los últimos 35 días, como mínimo, de los datos contenidos en el registro de transacción de cantidad del producto y en el registro de calidad del producto		x	30 días de respaldo sin energía eléctrica, manual pág. 31
Tiempo de retención de eventos y alarmas: capacidad de almacenamiento de 600 eventos y/o alarmas		x	El Omni solo almacena hasta 150 eventos en el computador de flujo
Configuración y monitoreo local: Capacidad de acceso y edición local de las variables y parámetros del proceso, mediante una pantalla y un medio de acceso correspondiente: teclado local, remoto, interface vía infrarroja o magnética	✓		

3.2.5 Registros de transacciones de cantidad del producto

Los computadores de flujo así como el controlador del cromatógrafo están configurados para imprimir el reporte diario de producción (ticket del medidor) y calidad (cromatografía) a las 05:00 horas. El personal de Pemex Exploración y Producción se encarga de recuperar este reporte en el día después de haber impreso el reporte y lo entrega al Ingeniero en turno encargado del paquete de medición para realizar la factura del flujo volumétrico e integrar con la venta del gas húmedo dulce. Posteriormente se firma el ticket del medidor en común acuerdo entre PEP y PGPB.

Para ver el grado de cumplimiento de las variables que integran el registro de transacción de cantidad de producto se muestra en la figura 19 la impresión de dicho reporte y en la tabla 20 se muestra el grado de cumplimiento.

PEMEX EXPLORACION Y PRODUCCION
GAS H. DULCE DPG POZA RICA

Daily Report

Date : 01/08/13 Time : 05:00:00 Computer ID : FBI-101
Estado FBI : MESTRO

Meter ID	FIT-101	FIT-102	GasDulce
Product ID	H.DULCE	H.DULCE	
Volumens Dia Actual			
Daily Gross MMCF	.000	4.552	4.552
Daily Gross m3	.0	455.2	455.2
Daily Net MMCF	.000	123.588	123.588
Daily Net m3	.0	12358.8	12358.8
Daily Mass Tonnes	.00	65.42	65.42
Daily Energy Btu	.0	15644.9	15644.9
Cumulative Gross m3			
Cumulative Net m3	75443.7	207437.1	282880.8
Cum. Mass Tonnes	219119.0	6114673.5	6333792.5
Cum. Energy Btu	996.09	57792.70	58788.79
Daily Averages :			
Temperature Deg.C	-17.78	28.56	
Pressure kg/cm2	.000	24.605	
Dens in Use kg/m3			
Water Factor	.000	1.438	
Discharge Coeff.	.000000	1.000000	
Velocity Factor	.000000	40000.00	
Expansion Factor Y	.000000	.000000	

[Signature]
Vicente Hernández Hernández
Nombre, Fecha, Firma 206365
Coordinación de Transporte y Distribución
de Hidrocarburos
Poza Rica, Ver

[Signature]
Jose Osorio Vidal
Nombre, Fecha, Firma 45090A
Complejo Procesador de Gas
Poza Rica, Ver

Figura 19. Reporte diario (ticket del medidor) del paquete de medición gas húmedo dulce Poza Rica

Tabla 20
Parámetros a evaluar del Registro de Transacción de Cantidad de Producto

Parámetro	Cumple		Observaciones
	Si	No	
Nombre del registro (Registro de Transacción de Cantidad Diaria o Registro de Transacción de Cantidad Horaria).	✓		Reporte diario
Identificador del medidor primario de flujo	✓		
Identificador de la estación de medición	✓		
Identificador del computador de flujo que genera el registro	✓		El TAG debe ser FQIT-101
Fecha de inicio del periodo.	✓		La fecha corresponde a la fecha de generación de reporte
Hora de inicio del periodo	✓		La hora corresponde a la hora de corte del día anterior
Tiempo efectivo de flujo, en minutos		x	
Tiempo de operación del computador de flujo, en minutos.		x	
Promedio de la presión diferencial en la placa de orificio	-	-	No Aplica
Promedio de frecuencia del medidor turbina o ultrasónico		x	
Promedio de presión absoluta de flujo.		x	El promedio de la presión reportada es manométrica en $\text{kg/cm}^2_{\text{man}}$.
Promedio de temperatura de flujo	✓		
Promedio del valor de la extensión de flujo			No aplica para medidores ultrasónicos
Promedio de la densidad relativa de la mezcla	✓		
Totalizado de cantidad de flujo de volumen a las condiciones de referencia.	✓		Se reporta a Volumen Neto (a la condición Base)
Totalizado de cantidad de flujo de volumen a las condiciones estándar de $1.03562211 \text{ kg/cm}^2 @ 15.55 \text{ }^\circ\text{C}$ ($14.73 \text{ lbs/plg}^2_{\text{ABS}} @ 60^\circ\text{F}$)		x	
Totalizado de cantidad de flujo volumétrico a condiciones de flujo	✓		
Totalizado de cantidad de Poder Calorífico (Solo para hidrocarburos en fase gaseosa)		x	
Totalizado de cantidad de flujo de energía calculada (Solo para hidrocarburos en fase gaseosa)	✓		Se reporta en: GJ (Acumulado diario)
Totalizado de cantidad de flujo de masa	✓		Se reporta en Toneladas
Código de calidad (0 cuando no existan alarmas ni eventos que condicionen la integridad de la cantidad de flujo medida; 1 en caso contrario)		x	
Número total de eventos		x	
Número total de alarmas		x	

Nota: En la Configuración del reporte de Unidades de Medida se encuentra en idioma Ingles.

Registros de calidad del producto

Tabla 21
Parámetros a evaluar del Registro de Calidad del Producto

Parámetro	Cumple		Observaciones
	Si	No	
Nombre del registro (Registro de Calidad del Producto Diario o Registro de Calidad del Producto Horario)	✓		Reportes Diarios
Identificador del medidor primario de flujo	✓		
Identificador de la estación de medición	✓		
Identificador del computador de flujo que genera el registro	✓		El TAG debe ser FQIT-101
Fecha de inicio del periodo	✓		La fecha corresponde a la fecha de generación de reporte
Hora de inicio del periodo	✓		La hora corresponde a la hora de corte del día anterior
Promedio de cada componente del hidrocarburo en fase gaseosa durante el periodo	✓		El promedio es el normalizado diario y reporta los 2 días anteriores
Promedio normalizado de la composición del hidrocarburo en fase gaseosa, en base seca	✓		Se registra el valor del promedio, mínimo y máximo
Poder calorífico promedio del hidrocarburo en fase gaseosa, correspondiente al periodo		x	Se muestra un resultado calculado de la Energía
Tiempo de operación del cromatógrafo en segundos, en caso de que se requiera éste equipo		x	
Promedio de la cantidad de Azufre Total, H ₂ S y H ₂ O		x	No aplica para el GHD el analizador de humedad. El reporte diario no incluye el reporte de la concentración de sulfhídrico.
Valores máximo y mínimo de la cantidad de Azufre Total, H ₂ S y H ₂ O		x	No aplica para el GHD el analizador de humedad. El reporte diario no incluye el reporte de la concentración de sulfhídrico.

Nota:

1. El reporte de Calidad se emite junto con el Reporte de Transacción de Cantidad de Producto.
2. En la Configuración del reporte de Unidades de Medida se encuentra en idioma Ingles.

Registros de transacciones de cantidad corregida del producto

El Ingeniero en turno encargado del paquete de medición en base a lo reportado en el ticket del medidor (determinación del volumen diario a Condición Base y cromatografía), utiliza una hoja de cálculo en Excel para realizar el “ponderado de gas húmedo amargo” en base al registro diario de los flujos volumétricos correspondientes a los medidores de gas húmedo amargo y gas húmedo dulce. Derivado de este ponderado se emite el reporte oficial con los flujos volumétricos brutos y netos @20°C y la calidad en cromatografía del gas.

En la figura 20 se muestra un ejemplo de la hoja de cálculo ponderación del volumen diario.

CORRIENTE		MMsc	CO2	H2S	N2	C1	C2	C3	iC4	nC4	iC5	nC5	C6+P	P.E	PM	BTU/FT3	Kcal/m3	Kjoules/m3
GHD (AIATG)		133.316	0.4315	0.0000	0.5704	88.1519	5.3137	2.8836	0.4448	1.0761	0.2985	0.3985	0.4311	0.6632	19.1613	1,102.8200	9,814.2700	41,090.400
GHA (APRA)		82.409	2.8672	0.7135	0.6702	80.2190	9.1532	3.5984	0.4485	1.2113	0.3200	0.3961	0.4026	0.7191	20.7685	1,113.8300	9,912.2100	41,500.500
Mezcla		215.725	1.3619	0.2726	0.6085	85.1215	6.7804	3.1567	0.4462	1.1278	0.3067	0.3976	0.4202	0.6846	19.7753	1,107.0269	9,851.6840	41,247.062
85.1215	C1																	
1.3619	CO2																	
6.7804	C2 ETANO																	
	C2=																	
0.2726	H2S																	
3.1567	C3 PROPANO																	
	C3=																	
0.4462	iC4 butano																	
1.1278	nC4																	
	C4=																	
0.3067	iC5 pentano																	
0.3976	nC5																	
0.4202	C6+P																	
DENSIDAD		0.6846																
BTU/FT3		1107.03																
Kcal/m3		9,851.68																
Kjoules/m3		41,247.062																

Figura 20. Hoja de cálculo de ponderado de gas húmedo amargo

Tabla 22
Parámetros a evaluar del Registro de Transacciones de Cantidad Corregida del Producto

Parámetro	Cumple		Observaciones
	Si	No	
El nombre de la constante de configuración o variable de proceso corregida	✓		
El valor original de la constante de configuración o variable de proceso modificada.	✓		
El valor corregido de la constante de configuración o variable de proceso modificado	✓		
El valor original de la cantidad de volumen, masa o energía totalizado.	✓		
El valor corregido de la cantidad de volumen, masa o energía totalizado	✓		
La causa de la corrección		✗	
La clave e identificación de quien realizó la corrección		✗	Se firma el comprobante entrega recepción

Nota: Esta corrección no se realiza en el IHM sino en un formato en Excel para reporta la Mezcla de ambas corrientes previamente medidas.

Una vez calculado el flujo volumétrico neto a @20 °C, se emite el Comprobante de Entrega-Recepción, este documento es firmado por los Ingenieros autorizados de PEMEX Exploración y Producción y PEMEX Gas y Petroquímica Básica, el cual se muestra en la figura 21.


1 / 1

Comprobante de entrega / recepción

Número	/	Fecha de elaboración
80337897		28.02.2013
80337899		28.02.2013
80337900		28.02.2013

Fecha de entrega
27.02.2013

Volúmen de Gas para facturar a:
PEMEX GAS Y PETROQUÍMICA BÁSICA
AVE. MARINA NACIONAL 329
11311 MIGUEL HIDALGO
RFC: PGP920716MT6

Observaciones PEP:
La entrega de Gas es diaria de 5:00 a 5:00 hrs, considerando como fecha de entrega, el volumen manejado en fecha de reporte

Observaciones PGPE:

Volumen Entregado en : POZA RICA
6,845,720.192 M3 Transporte : Ducto

Material	Base Firme Anual	Base Firme Mensual	Base Interrumpible		
10000020	100,000.000	50,000.000	56,440.000		
Base Ocasional					
			TOTAL	MF	206,440.000

CARACTERÍSTICAS
GAS HUMEDO AMARGO
Lote 0000236388
TEMPERATURA DE ENTREGA 24.20 °C
PRESIÓN DE ENTREGA KG/CM2 25.2
GRAVEDAD ESPECÍFICA 0.689 adm
PODER CALORIFICO BASE SRCA 9,855.920 KCA/M3
PODER CALORIFICO @ 1kg/m2 20 C 1,107.497 BTU/F3
PORCIEN TO MOL H2S 0.410 MOL %
PORCIEN TO EN MOL DE CO2 1.690 MOL %
PORCIEN TO MOL DE N2 0.360 MOL %
C1 84.57 MOL %
C2 7.17 MOL %
C3 3.11 MOL %
IC4 0.44 MOL %
NC4 1.14 MOL %
IC5 0.31 MOL %
NC5 0.40 MOL %
C6+ 0.40 MOL %
P.M. 19.890 LB MOL
LICUABLES C3+ 40.91 B/MEPC
Fecha de disponibilidad 27.02.2013

PEMEX EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN

ING. FIDARDO A. SAGGIO BASILIO



PEMEX GAS Y PETROQUÍMICA BÁSICA

ING. PATRICIO DE LA TORRE VILLANUEVA



Figura 21. Documento de entrega y recepción de producto

Registros de auditorías

No se cuenta con un registro histórico en el cuál se almacene la descripción de los eventos y alarmas de todos los equipos e instrumentos del Sistema Electrónico de Medición de manera cronológica; en el cuál incluya las modificaciones sobre Registro de Configuración del Equipo Electrónico de Medición. Cada vez que un valor dentro de dicho registro sea modificado, el valor anterior y el nuevo valor deben ser registrados permanentemente, junto con la fecha y la hora de cambio. Con respecto a las alarmas, deben ser consideradas todas aquellas relacionadas a los dispositivos primarios, secundarios y terciarios del SEM.

3.2.6 Validación del algoritmo de cálculo

Consideraciones.

1. Para la verificación se compara el resultado emitido en el reporte de transacción de cantidad de producto y reporte de calidad (ticket del medidor) contra los resultados emitidos por un Software para validar el Algoritmo de Cálculo (FlowCheck).
2. No se considera la verificación contra el comprobante-entrega recepción debido a que es un ponderado realizado por los Encargados de la Administración del Paquete de Medición mediante una de Cálculo en Excel.
3. Las ecuaciones configuradas en el computador de flujo se apegan a la Normatividad Aplicable mostrada en la tabla 23.

Tabla 23
Normatividad aplicable en el algoritmo de cálculo

Normatividad		FQIT-101	FQIT-102
AGA 8	Compressibility Factors of Natural Gas and Other Related Hydrocarbon Gases [Factores de compresibilidad de gas natural y otros hidrocarburos gaseosos relacionados]	✓	✓
AGA 9	Measurement of Gas by Multipath Ultrasonic Meters [Medición de Gas por medidores ultrasónicos de trayectoria múltiple]	✓	✓
GPA 2172	Calculation of Gross Heating Value, Relative Density and Compressibility Factor for Natural Gas Mixtures from Compositional Analysis [Cálculo de Poder Calorífico Bruto, Densidad relativa y Factor de compresibilidad para Mezclas de Gas Natural desde la composición de análisis]	✓	✓

Datos.

1. La Configuración Electrónica de los Equipos de Medición mostrada en la tabla 19.
2. Condiciones de Operación del día 20 de Agosto de 2013 mostrados en la tabla 24.

Tabla 24
Condiciones de operación para determinar la presión de Rocío

1. Servicio: <u>PAQUETE DE MEDICIÓN</u>	3. Sistemas en operación: <u>1 (FT-102)</u>			
2. Producto: <u>GAS HÚMEDO DULCE</u>	4. Medidor patrón: <u>No</u>			
Parámetro	Unidad	Especificación	FT-101	FT-102
Flujo Volumétrico Grueso	(m ³ /hr)		-	-
	(MPCH)		-	210
Temperatura	(°C)	45 (Máximo)	-	29.5
Presión	(kg/cm ² _{man})	24 (±5)	-	25.35972
Presión diferencial	(in H ₂ O)		No aplica	No aplica

Composición Química

Gas Húmedo Amargo		Unidad	Especificación	Valor
Nitrógeno N ₂		(% Mol)	2.0 % Mol Máximo	.6215
Dióxido de Carbono CO ₂		(% Mol)	3.2 % Mol Máximo	.6502
Sulfhídrico H ₂ S		(% Mol)	2.8 % Mol Máximo	
Metano CH ₄ (C1)	Mínimo	(% Mol)		86.6521
Etano C ₂ H ₆ (C2)	Mínimo	(% Mol)		5.8522
Propano C ₃ H ₈ (C3)	Mínimo	(% Mol)		3.3030
Iso Butano C ₄ H ₁₀ (i-C4)	Mínimo	(% Mol)		.4509
Butano normal C ₄ H ₁₀ (n-C4)	Mínimo	(% Mol)		1.1366
Iso Pentano C ₅ H ₁₂ (i-C5)	Mínimo	(% Mol)		.3221
Pentano normal C ₅ H ₁₀ (n-C5)	Mínimo	(% Mol)		.4369
Hexano C ₆ +	Mínimo	(% Mol)		.5746

Nota: Para el análisis de cromatografía (en base seca) se utilizan los resultados del reporte diario para el día 21 de Agosto de 2013.

Procedimiento.

Para validar el Algoritmo de Cálculo se realiza un comparativo de los resultados Obtenidos mediante el Software FlowCheck Versión 2.0. Contra los resultados emitidos por el computador de flujo en el reporte diario (ticket del medidor) para el Gas Húmedo Dulce.

Flujo Grueso volumétrico en condiciones de flujo “Qv” (MCF/hr)

$$Q_v = \frac{\text{Pulsos}}{K_F} \times 3600 \quad \text{Ecuación 9}$$

Razón de flujo de masa en condiciones de flujo “Qm” (Klbm/hr)

$$Q_m = Q_v \times \rho_f \times M_F \quad \text{Ecuación 10}$$

Razón de flujo neto volumétrico en condiciones base (Qb) (MSCF/hr)

$$Q_b = Q_v \times \frac{\rho_f}{\rho_b} \times M_F \quad \text{Ecuación 11}$$

Razón de flujo de energía en condiciones base “Qe” (MMBTU/hr)

$$Q_e = \frac{(Q_b \times HV)}{1000} \quad \text{Ecuación 12}$$

AGA 8 metodo 1 detallado

Ecuaciones Generales.

Factor de compresibilidad Z

El factor de compresibilidad Z esta definido por la ecuación:

$$Z = \frac{PV}{nRT} \quad \text{Ecuación 13}$$

Donde:

P= Presión estática absoluta del gas

V= Volumen del gas

n= número de moles del gas

Z=Factor de compresibilidad del gas

T= temperatura absoluta del gas

En terminos de densidad molar:

$$d = \frac{n}{V} \quad \text{Ecuación 14}$$

Donde:

d= densidad molar (moles por unidad de volumen)

n=número de moles del gas

V= Volumen del gas

La masa molar de la mezcla de gas se calcula a partir de la composición usando la relación:

$$M_r = \sum_{i=f}^N x_i M_{ri} \quad \text{Ecuación 15}$$

La densidad masica es relacionada con la densidad molar d por la relación:

$$\rho = M_r d \quad \text{Ecuación 16}$$

Donde:

ρ = densidad de masa (masa por unidad de volumen)

d = densidad molar (moles por unidad de volumen)

M_r = masa molar (masa por mol)

Por lo tanto, utilizando las ecuaciones 2 y 4, en ecuación 1, las siguientes ecuaciones para la densidad molar d y la densidad de masa ρ en terminos del resultado del factor de compresibilidad resulta:

$$d = \frac{P}{ZRT} \quad \text{Ecuación 17}$$

$$\rho = \frac{M_r P}{ZRT} \quad \text{Ecuación 18}$$

Donde:

Z = factor de compresibilidad en condiciones de interés

P = presión absoluta

d = densidad molar (moles por unidad de volumen)

R = Constante de gas

T = temperatura absoluta del gas

M_r = masa molar (masa por mole)

ρ = densidad de masa (masa por unidad de volumen)

GPA 2172 (1996)

Poder Calorifico Bruto (Base Volumetrica)

$$Hv^{id}(dry) = x_1 Hv_1^{id} + x_2 Hv_2^{id} + \dots + x_N Hv_N^{id}$$

$$= \sum_{i=1}^N x_i H v_i^{id} \quad \text{Ecuación 19}$$

$$H v^{id}(sat) = (1 - x_w) H v^{id}(dry) \quad \text{Ecuación 20}$$

Donde:

$H v^{id}$ = Valor de poder calorífico por volumen a temperatura y presión base.

id = una propiedad de un gas ideal

dry = gas seco

sat = gas saturado con agua

x_i = fracciones de mol

N = es el total de número de componentes (excluyendo agua)

x_w = Fracción de moles en agua en el gas

Densidad Relativa

$$G = d/d_a = (M P T_a Z_a) / (M_a P_a T Z) \quad \text{Ecuación 21}$$

Si $T = T_a$ y $P = P_a$ entonces:

$$G = (M/M_a)(Z_a/Z) = G^{id}(Z_a/Z) \quad \text{Ecuación 22}$$

Donde:

G = densidad relativa

d = densidad de masa

M = masa molar

P = presión

T = temperatura

Z = Factor de compresibilidad

a = propiedad del aire

Factor de compresibilidad

$$Z = 1 - P_b \left[\sum_{i=1}^N x_i b_i \right]^2 \quad \text{Ecuación 23}$$

Donde:

Z = factor de compresibilidad

P_b = Presión base

N = es el total de número de componentes (excluyendo agua)

x_i = fracciones de mol

b_i = factores de suma

Relación de variables independientes con variables dependientes.

No se cuenta con el registro de pulsos generados por el medidor ultrasónico necesario para realizar la gráfica correspondiente a la relación de flujo grueso vs pulsos.

El valor de flujo grueso es directamente proporcional a los pulsos generados por el transductor.

$$Q_v = \frac{\text{Pulsos}}{K_F} \times 3600 \quad \text{Ecuación 24}$$

Dónde:

Q_v : Flujo grueso volumétrico a condiciones de flujo (MCF/hr)

K_f : constante de pulsos por unidad de flujo. (pulsos/pe³)

El valor correspondiente a los pulsos generados por el medidor ultrasónico es un requisito del reporte diario.

3.3 Hallazgos y recomendaciones

3.3.1 Hallazgos

Elemento Primario

No se cuenta con evidencia de las inspecciones al acondicionador de flujo.

No se recomienda el medidor ultrasónico para el gas húmedo, según la tabla 3 de la “Guía de los requerimientos y principios para seleccionar sistemas de medición de flujo de hidrocarburos en PEP”, menciona que el medidor ultrasónico no es recomendable para la medición de fluidos con trazas de humedad.

Elemento Secundario

No se cumple con el número de repeticiones recomendadas en las calibraciones para las variables de presión y temperatura.

No se cuenta con evidencia de la deriva instrumental ni de la histéresis que conforman cada sistema de medición.

No se tiene evidencia de la longitud de inserción del termopozo.

Sistema de Calidad

No se tiene evidencia de resultados de laboratorio correspondientes al análisis completo de la composición química del Gas Húmedo Dulce que incluya el porcentaje molar de agua, esto con la finalidad de poder evaluar la formación de condensados a las condiciones de operación.

No se tiene evidencia de la prueba de lazo de control.

Los informes de calibración del analizador de ácido sulfhídrico deberían tener como mínimo: el número de corridas, fecha y hora, tabla comparativa donde se muestra la comparación del gas de referencia y el gas analizado, con la desviación en porcentaje de cada uno de los componentes.

Elemento Terciario

No cuenta con la verificación de la fidelidad de los pulsos.

Existe una desviación entre las condiciones de operación (temperatura, presión) especificadas en la configuración de los datos fijos del computador vs las

condiciones de operación promedio mensual. Cabe mencionar que sólo será considerada como referencia para el caso de que falle la señal del transmisor.

Existe una desviación entre la composición química especificada en la configuración de los datos fijos del computador vs la del promedio mensual de la composición química normalizada. Cabe mencionar que solo será considerada como referencia para el caso de que falle la señal del cromatógrafo instalado en línea o se encuentre en mantenimiento.

El computador no cuenta con un registro de eventos y alarmas.

El respaldo de energía es de 30 días y debe de ser de 35 días.

Registro de Transacción de cantidad de Producto.

El TAG del computador debe de ser FQIT.

No se indica como tal la fecha ni la hora de inicio del periodo del registro.

El tiempo efectivo de flujo y el tiempo de operación no se encuentran expresados en minutos.

No se registra el promedio de frecuencia (pulsos) del medidor ultrasónico.

El promedio de la presión reportada es la manométrica y debería de ser la presión absoluta expresada en kPa.

No se reporta el totalizado de la cantidad de flujo @condición estándar.

No se reporta el totalizado de cantidad de poder calorífico.

El nombre de las variables del reporte diario se encuentra en inglés.

Las unidades deben de estar expresadas en el SI, independientemente que se exprese en otro sistema.

No se cuenta con un registro total de eventos.

Registros de calidad de producto.

Se debe tener registro del promedio de cada componente del hidrocarburo en fase gaseosa durante el periodo, pero se registra el normalizado diario además de reportar los dos días anteriores.

No se registra el valor del poder calorífico promedio correspondiente al periodo.

No se cuenta con el periodo de operación del cromatógrafo en segundos.

El reporte diario no incluye el reporte de concentración de ácido sulfhídrico.

Registros de transacciones de cantidad corregida de producto.

El ponderado del cálculo se realiza en una hoja de Excel, además de que no se registra quien realiza cambios y cuáles fueron las causas de dichos cambios.

3.3.2 Recomendaciones

Elemento Primario

Documentar las inspecciones periódicas en los mantenimientos programados del acondicionador de flujo y realizar la hoja de datos correspondiente.

En el análisis de la composición química se debe evaluar el porcentaje molar para poder observar si es representativo y ver que tanto afecta al medidor ultrasónico.

Elemento Secundario

Para el caso del número de repeticiones de incrementos y decrementos para las calibraciones de las variables presión y temperatura es necesario realizar un análisis costo-beneficio para determinar si es factible verificar los números de repeticiones recomendadas según el apartado 8.4.2 de la NRF-083 y así establecer este requisito en el contrato de mantenimiento.

Realizar un análisis de las características metrológicas y evaluar la opción de cambio de equipo, para disminuir dichas características y de igual manera la incertidumbre de la medida asociada.

En un paro programado realizar la medición de la longitud de los termopozos instalados.

Documentar las evidencias de pruebas de lazo de control.

Sistema de calidad

Se recomienda realizar un análisis mensual en laboratorio de la composición química completa, que incluya el porcentaje molar del agua.

Documentar las evidencias de pruebas de lazo de control.

Reconfigurar el computador para que en los informes se muestren los datos mínimos necesarios.

En un paro programado realizar la medición de la longitud de inmersión de la probeta de muestreo.

Elemento Terciario

Realizar la verificación de fidelidad de los pulsos, ya que el cálculo de volumen es directamente proporcional al número de pulsos.

Se recomienda realizar una actualización de los datos de las variables temperatura y presión especificada en la configuración de los datos fijos del computador en base al promedio mensual de las variables, así mismo especificar en base a herramientas estadísticas el tiempo de actualización de dicha información y su registro.

Se recomienda realizar una actualización de los datos de la composición química especificada en la configuración de los datos fijos del computador en base al promedio mensual de la composición química normalizada, así mismo especificar en base a herramientas estadísticas el tiempo de actualización de dicha información.

Se recomienda configurar el computador para que registre todos los eventos y alarmas obtenidos del sistema electrónico de medición (SEM).

Se recomienda expandir el tiempo de trabajo de la UPS para darle soporte a lo requerido, que son 35 días de respaldo de energía.

Registro de Transacción de cantidad de Producto

Se recomienda cambiar e TAG del computador a FQIT-101 y FQIT-102

Se debe configurar el computador para que el informe cuente con la siguiente información:

- Fecha y hora de inicio del registro.
- Tiempo efectivo de flujo expresado en minutos.
- Tiempo de operación expresado en minutos.
- Promedio de la frecuencia (pulsos) del medidor.
- El promedio de la presión absoluta en kPa.
- Totalizado de la cantidad de flujo @condición estándar
- Totalizado de la cantidad del poder calorífico.
- Nombre de las variables en español.
- Las unidades debes estar expresadas en el SI, independientemente que se exprese en otro sistema.
- Registro total de eventos.

Lo anterior para cumplir con los apartados 8.1.1.6 de la NRF-083 y con la NOM-008-SCFI-2002

Registros de calidad de producto

Se debe configurar el computador para que el informe cuente con la siguiente información:

- Registro del promedio de cada componente del hidrocarburo en fase gaseosa y no solo el normalizado diario.
- Registrar el promedio del poder calorífico.
- Periodo de operación del cromatógrafo en segundos.
- Mostrar la concentración de ácido sulfhídrico.

Registros de transacciones de cantidad corregida de producto

Se recomienda que el computador realice el ponderado del cálculo, para que se pueda tener un registro del personal que realiza los cambios además de las razones por las que se realizan.

3.4 Conclusiones.

Con base a la evaluación obtenida de los criterios establecidos, no se tiene evidencia suficiente para asegurar que el paquete de medición se administra adecuadamente conforme a la “Guía técnica para la administración de sistemas de medición de flujo de hidrocarburos en PEP”, GG-PO-OP-001-2011.

El paquete de medición está conforme los requerimientos normativos establecidos en la NRF-081-PEMEX-2005, al estándar API 21.1 y a los reportes 8 y 9 de AGA

Para generar la evidencia que permita establecer una adecuada administración del sistema, el personal responsable de administrarlo debe:

- Implementar los controles estadísticos para llevar un seguimiento de las variables de control que inciden en el sistema, según lo establece la “Guía técnica para la administración de sistemas de medición de flujo de hidrocarburos en PEP”, GG-PO-OP-001-2011.
- Tener el expediente documental del sistema de medición de acuerdo a la “Guía técnica para la administración de sistemas de medición de flujo de hidrocarburos en PEP”, GG-PO-OP-001-2011.
- Calibrar los elementos secundarios y analizar el comportamiento de sus mensurandos.
- Realizar el presupuesto de incertidumbre.

Así de esta manera se podrá lograr que el paquete de medición de gas húmedo dulce Poza Rica sea confiable.

Referencias

- AGA 9. (1998). *Measurement of Gas by Multipath Ultrasonic Meters*. Arlington, Virginia: American Gas Association.
- API 14.1. (1993). *Colección y manejo de muestras de gas natural por transferencia de custodia*. Washington, D.C.: API Standard.
- API 14.3.2. (2000). *Manual of Petroleum Measurement Standards*. Washington D.C.: API Standard.
- Centro Hondureño de Metrología. (2006). *Sistema Nacional de la Calidad*. Recuperado el 11 de Noviembre de 2013, de Metrología: <http://www.hondurascalidad.org/metrologia.htm>
- Centro Nacional de Metrología. (29 de Mayo de 2013). Introducción a la Metrología y a la estimación de incertidumbre. págs. 1-123.
- Chang, R., & College, W. (2002). *Química*. Colombia: McGraw-Hill.
- CNH. (Noviembre de 2013). *Comisión Nacional de Hidrocarburos*. Recuperado el 11 de Noviembre de 2013, de http://www.cnh.gob.mx/_docs/Eventos_CNH/Presentacion_1_Medicion_Multifasica_Foro_de_Medicion.pdf
- Congreso de los Estados Unidos Mexicanos. (01 de Julio de 1992). Ley Federal sobre Metrología y Normalización. *Diario Oficial de la Federación*, pág. 49.
- Cortes Ibarra, M. d., & Garibay Sánchez, R. (s.f.). *Instituto Politécnico Nacional, Unidad Profesional Interdisciplinaria de Biotecnología*. Recuperado el 12 de Noviembre de 2013, de Academia de Bioinstrumentación: <http://www.biblioteca.upibi.ipn.mx/Archivos/Material%20Didactico/Apuntes%20para%20la%20asignatura%20de%20instrumentaci%C3%B3n%20y%20control/cap2.pdf>
- Creus Solé, A. (1997). *Instrumentación Industrial*. Barcelona, España: Alfaomega Marcombo.
- Gas Natural. (s.f.). Recuperado el 11 de Noviembre de 2013, de <http://profesores.fi-b.unam.mx/l3prof/Carpeta%20energ%EDa%20y%20ambiente/Gas%20Natural.pdf>
- Green, R. W. (s.f.). *Válvulas, selección, uso y mantenimiento*. McGraw Hill.
- Instituto Mexicano del Petróleo. (2009). *4. Válvulas, Tuberías y Trampas de vapor*. IMP.
- Introducción a los sistemas de medida*. (s.f.). Recuperado el 12 de Noviembre de 2013, de <http://www.investigacion.frc.utn.edu.ar/sensores/Tutorial/TECNO1.pdf>
- ISA, International Society of automation. (2007). *Instrumentación Básica de Procesos Industriales*.
- NRF-081-PEMEX-2005. (2005). *Medición ultrasónica de hidrocarburos en fase gaseosa*. PEMEX.
- Patoray, S., & Milton, M. (13 de Mayo de 2013). *Red Nacional de Metrología de Chile*. Recuperado el 11 de Noviembre de 2013, de Día Mundial de la Metrología 2013: "Mediciones en la vida cotidiana": <http://www.metrologia.cl/link.cgi/noticias/372>
- PEMEX. (2002). *PEMEX*. Recuperado el 11 de Noviembre de 2013, de http://www.ri.pemex.com/files/dcpe/inf02_peg.pdf

- PEMEX. (13 de Julio de 2012). *PEMEX Gas y Petroquímica Básica*. Recuperado el 11 de Noviembre de 2013, de [http://www.gas.pemex.com.mx/PGPB/Conozca+Pemex+Gas/Infraestructura/Complejos+procesadores+de+gas+\(CPG\)/Poza+Rica.htm](http://www.gas.pemex.com.mx/PGPB/Conozca+Pemex+Gas/Infraestructura/Complejos+procesadores+de+gas+(CPG)/Poza+Rica.htm)
- PEMEX. (04 de Noviembre de 2013). *PEMEX*. Recuperado el 11 de Noviembre de 2013, de http://www.pemex.mx/organismos/Paginas/default.aspx#.UoDzG_ILNes
- PEP-PGPB, PEMEX. (2013). *Contrato de Compra Venta de Gas Natural*. México.
- SENER. (28 de Octubre de 2013). *Secretaría de Energía*. Recuperado el 11 de Noviembre de 2013, de <http://www.sener.gob.mx/res/403/Elaboraci%C3%B3n%20de%20Gas.pdf>
- SENER. (04 de Enero de 2013). *Secretaría de Energía*. Recuperado el 01 de Noviembre de 2013, de PROCESAMIENTO, ALMACENAMIENTO Y TRANSPORTE DE GAS: <http://www.sener.gob.mx/res/403/Elaboraci%C3%B3n%20de%20Gas.pdf>
- SENER. (04 de Enero de 2013). *Secretaría de Energía*. Recuperado el 12 de Noviembre de 2013, de Petroquímica: http://www.sener.gob.mx/res/86/Petroquimica_final.pdf
- Serratos Monroy, B. (2008). *Curso Elemental de diseño de tuberías industriales*. México, D.F.
- Sigler, E. (07 de Mayo de 2013). *CNN EXPANSION*. Recuperado el 11 de Noviembre de 2013, de <http://www.cnnexpansion.com/negocios/2013/05/06/a-pemex-se-le-fuga-el-gas-natural>
- Ver Anexo 9 Normatividad Aplicable al paquete de medición

Anexos

Anexo A Glosario de términos de metrología

Medición:

Es el conjunto de operaciones que tienen por objeto determinar el valor de una magnitud. Las operaciones pueden ser realizadas automáticamente.

Magnitud (Medible):

Es el atributo de un fenómeno, cuerpo o sustancia que es susceptible de ser diferenciado cualitativamente y determinado cuantitativamente. Ver tabla A.1.

Ejemplo:

<i>Temperatura</i>	<i>Cantidad de Sustancia</i>	<i>Tiempo</i>
<i>Volumen</i>	<i>Masa</i>	<i>Densidad</i>

El término magnitud puede referirse a una magnitud en un sentido general o a una magnitud particular.

Ejemplos:

- e) *Magnitudes en sentido general: Longitud, tiempo, masa, temperatura, resistencia, concentración en una cantidad de sustancia.*
- f) *Magnitudes particulares: Longitud de una varilla, resistencia eléctrica de un alambre de una muestra dada, concentración de etanol, en cantidad de sustancia, en una muestra de vino.*

Tabla A.1
Ejemplos de Magnitud

Ejemplo de Magnitud en sentido general		Ejemplo de magnitud particular
Longitud, L	Radio, r	Radio del círculo A, r_A o $r(A)$
	Longitud de onda, λ	Longitud de onda de la radiación D del sodio, λ_D o $\lambda(D;Na)$
Energía, E	Energía cinética, T	Energía cinética de la partícula i en un sistema dado, T_i
	Calor, Q	Calor de vaporización de la muestra i de agua, Q_i

Las magnitudes que pueden ser clasificadas, las unas en relación a las otras en orden creciente o decreciente son llamadas magnitud de la misma naturaleza.

Las magnitudes de la misma naturaleza pueden ser agrupadas en su conjunto en categorías de magnitudes.

Ejemplo:

- a) *-Trabajo, calor, energía.*

Los símbolos de las unidades se establecen en la norma NOM-008-SCFI.

Mensurando:

Según la NMX-Z-055:1996 IMNC (Metrology-vocabulary of basic and general terms) define mensurando como:

Magnitud particular sujeta a medición.

Ejemplo:

a) *Presión de vapor de una muestra dada de agua a 20°C*

La especificación de un mensurando puede requerir indicaciones acerca de magnitudes tales como el tiempo, la temperatura y la presión.

¿Cómo medimos?

Existen dos formas en las cuales nosotros podemos medir el mensurando:

1. Mensurando se mide directamente

Ejemplo:

Medición del volumen de un cilindro por desplazamiento de agua.

2. Mensurando se mide de forma indirecta

Cálculo del mensurando a partir de otras magnitudes medidas.

Ejemplo:

Volumen de un cilindro: $V = (\pi/4) d^2 h$

La magnitud de entrada es la que debe ser medida, o cuyo valor puede obtenerse de otra manera para calcular un valor medido de un mensurando. La magnitud de influencia, magnitud que no es el mensurando pero que afecta el resultado de la medición.

Ejemplos:

- *La temperatura de un micrómetro cuando se trata de la medida de una longitud.*
- *La frecuencia en la medición de la amplitud de una tensión eléctrica alterna.*

- *La concentración de bilirrubina cuando se mide la concentración de hemoglobina en una muestra de plasma sanguíneo humano.*

Principio de Medición:

Es la base científica de una medición.

Ejemplos:

- a) El efecto termoeléctrico aplicado a la medición de temperatura.*
- b) El efecto Josephson aplicado a la medición de la diferencia de potencial eléctrico.*
- c) El efecto Doppler aplicado a la medición de velocidad.*
- d) El efecto Raman aplicado a la medición del número de onda de las vibraciones moleculares.*

Método de Medición:

Secuencia lógica de las operaciones, descritas de manera genérica, utilizada en la ejecución de las mediciones.

Procedimiento de Medición:

Conjunto de operaciones, descritas específicamente, para realizar mediciones particulares, de acuerdo a un método dado.

Un procedimiento de medición es usualmente escrito en un documento llamado algunas veces "Procedimiento" y que proporciona suficientes detalles para que un operador pueda realizar una medición sin necesitar más información.

Factores que afectan la medición:

Algunos de los factores que afectan a la medición son:

- La exactitud.
- La precisión
- La resolución.
- La repetibilidad.
- La reproducibilidad.
- La linealidad.
- La histéresis.
- El error.
- La incertidumbre.

Exactitud:

La exactitud de la medición es la concordancia entre un valor obtenido experimentalmente y el valor de referencia. Es función de la repetibilidad y de la calibración del instrumento.

Precisión:

Es el grado de concordancia entre una serie de determinaciones obtenidas de repetir la medición y se expresa como la desviación estándar relativa o el coeficiente de variación. Es función de la repetibilidad y la reproducibilidad.

Resolución:

La resolución de un instrumento es el mínimo valor confiable que puede ser medido en un instrumento. Ver figura A.1

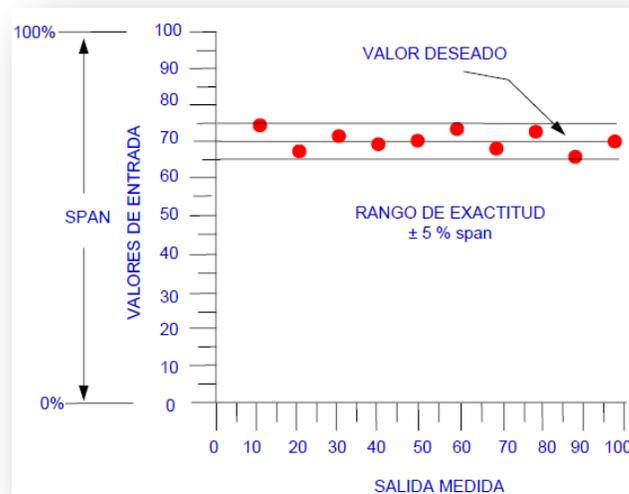


Figura A.1 Resolución

Repetibilidad:

La repetibilidad es la precisión de resultados de medición expresado como la concordancia entre determinaciones o mediciones independientes realizada bajo las mismas condiciones (operador, tiempo, aparato, lugar, método, etc.)

Reproducibilidad:

Reproducibilidad de la medición es la precisión de resultados de medición expresado como la concordancia entre determinaciones independientes realizadas bajo diferentes condiciones (operador, tiempo, aparato, lugar, método, etc.) Ver figura A.2

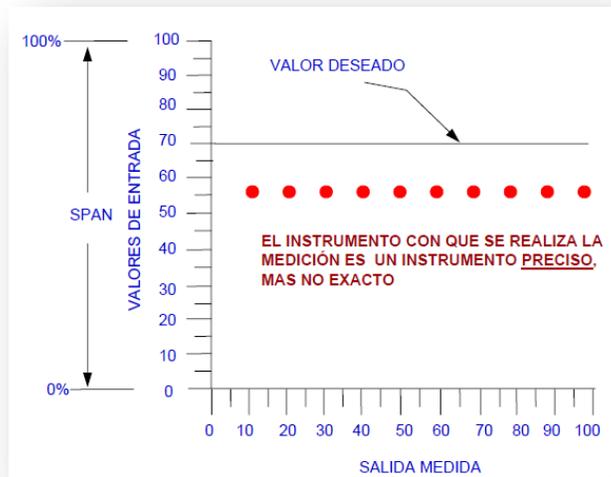


Figura A.2 Reproducibilidad

Linealidad:

Se define como la cercanía con la cual una curva se aproxima a una línea recta. La linealidad es usualmente medida como una no linealidad y expresada como linealidad. Hoy en día algunos instrumentos tienen un ajuste de linealidad. Ver figura A.3

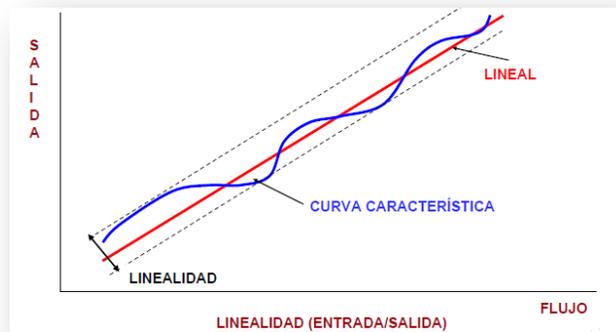


Figura A.3 Linealidad

Histéresis:

Es la medida de la diferencia en respuesta de un dispositivo o sistema al incrementar la señal de entrada de un valor mínimo a un valor máximo y, con respecto a cuándo se decrementa de un máximo a un mínimo sobre el mismo rango. Ver figura A.4

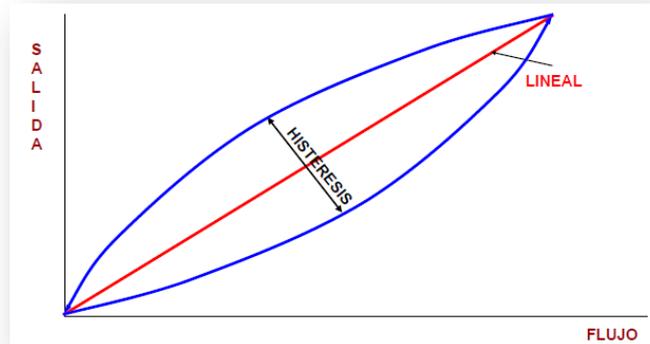


Figura A.4 Histéresis

Error:

Diferencia algebraica entre los valores indicados y los valores verdaderos de la variable medida. Existen diferentes tipos de errores:

- Error de span
- Error de cero
- Error de linealización

Error de Cero:

Un instrumento tiene un error de cero cuando todas las indicaciones del instrumento son consistentemente altas o consistentemente bajas a través del rango completo del instrumento cuando es comparado con la salida deseada. Ver figura A.5



Figura A.5 Error de Cero

Error de Span:

En el error de span, la desviación del valor ideal varía en diferentes puntos a lo largo del rango del instrumento. Normalmente se incrementa, cuando la señal de entrada se incrementa. Ver figuras A.6 y A.7

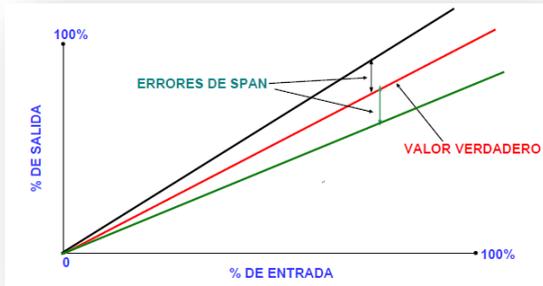


Figura A.6 Error de Span

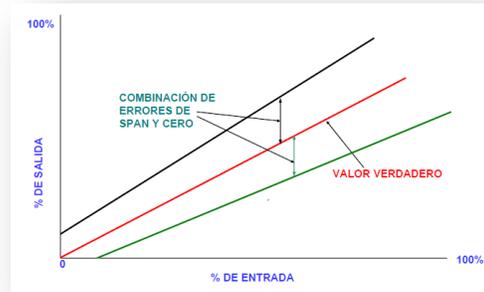


Figura A.7 Error combinado de span y cero

Error de Linealidad:

Es cuando el resultado de la salida no presenta una línea recta con respecto al valor de entrada. El error de no linealidad puede ser corregido durante la calibración si el instrumento tiene un ajuste de no linealidad. Generalmente se recomienda tomar 5 puntos. Ver figura A.8.

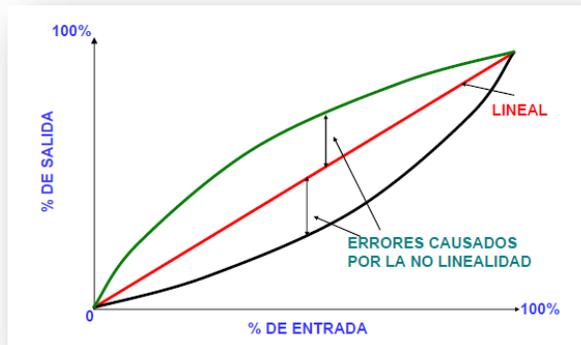


Figura A.8 Errores por linealidad

Anexo B Censo e inventario del sistema de medición

Se realiza un censo e inventario del sistema de medición de Gas Húmedo Dulce, que se muestra en la figura B.1.

 PEMEX EXPLORACION Y PRODUCCION		Censo e inventario del Sistema de Medición (Gas) con Ultrasónicos	
		CISM-033	
GTDH: Región Norte		PRODUCTO: Gas Húmedo Dulce	
UBICACIÓN: CPG Poza Rica		NÚMERO DE SISTEMAS DE MEDICIÓN: 2	
PAQUETE DE MEDICIÓN: 222-64200-GMOTDHSR-ALT-PM-102		MEDIDOR PATRÓN: No	
FECHA: Febrero 2013		HOJA: 1 DE 13	
SISTEMA 101			
VÁLVULA DE BLOQUEO CABEZAL DE ENTRADA			
TAG N/A			
Tipo de válvula Bola			
Diámetro y Clase 400 mm y 2068 kPa (16 pulgadas y 300 PSI)			
Fabricante Zy-Tech			
Tipo de actuador Manual			
			
ACONDICIONADOR DE FLUJO			
TAG FX-101			
Tipo de acondicionador de flujo Placa multiperforada			
Conexiones Montado en bridas			
Diámetro y Clase 400 mm y 2068 kPa (16 pulgadas y 300 PSI)			
			
TUBO DE MEDICIÓN			
Diámetro nominal 381 mm (15 pulgadas)			
Longitud recta corriente arriba 4064 mm (160 pulgadas)			
No. de tramos 2 tramos			
Longitud recta corriente abajo 2032 mm (80 pulgadas)			
			

Figura B.1 Censo e inventario del Paquete de medición gas húmedo dulce Poza Rica

Anexo C Diagramas
Diagrama esquemático



Figura C.1 Diagrama de planta ubicando el sistema de medición gas húmedo dulce en el Complejo Procesador de Gas Poza Rica

Diagrama de tubería e instrumentos del sistema de medición

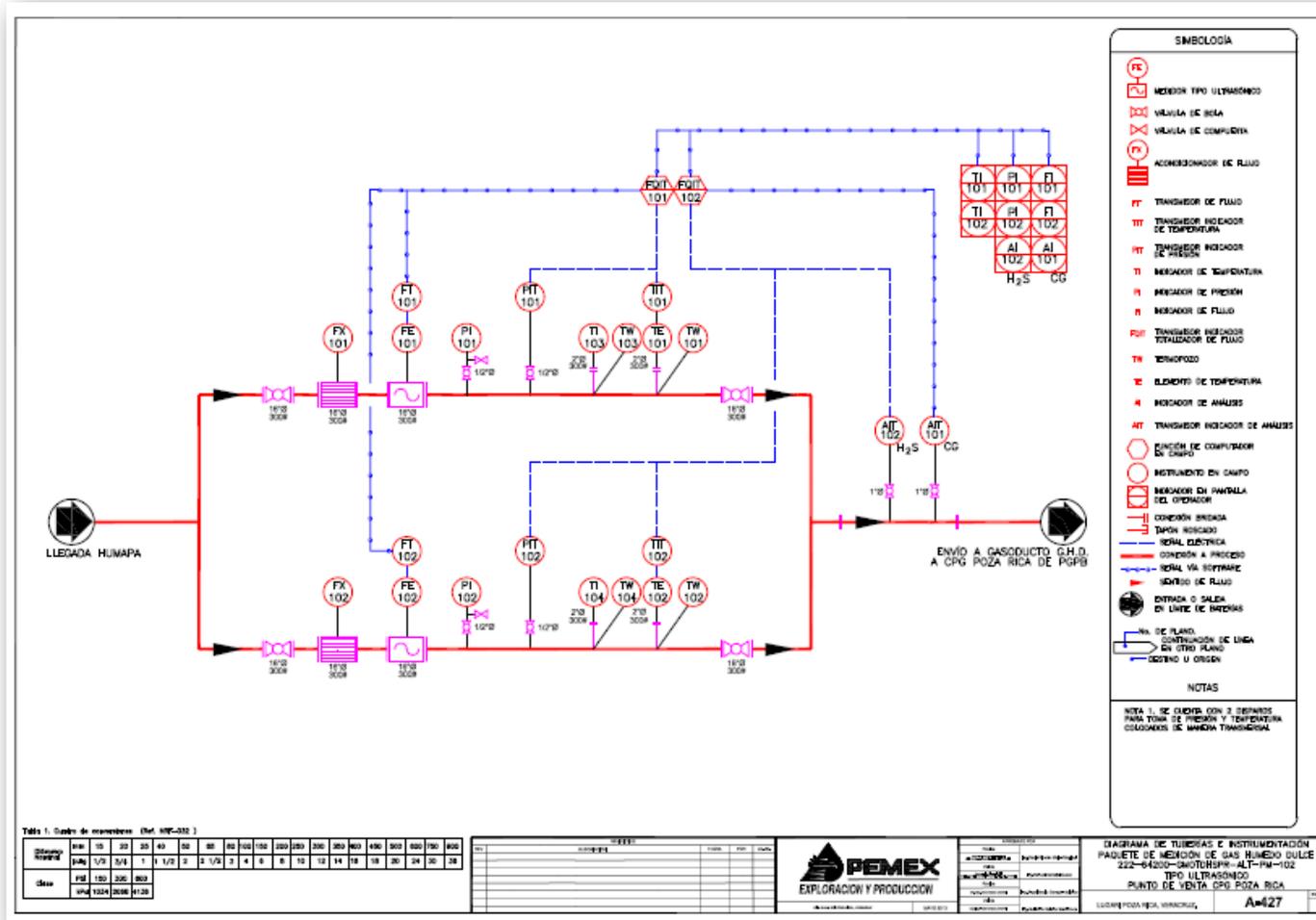


Figura C.2 Diagrama de tuberías e Instrumentación de gas húmedo dulce en el Complejo Procesador de Gas Poza Rica

Diagrama isométrico del sistema de medición

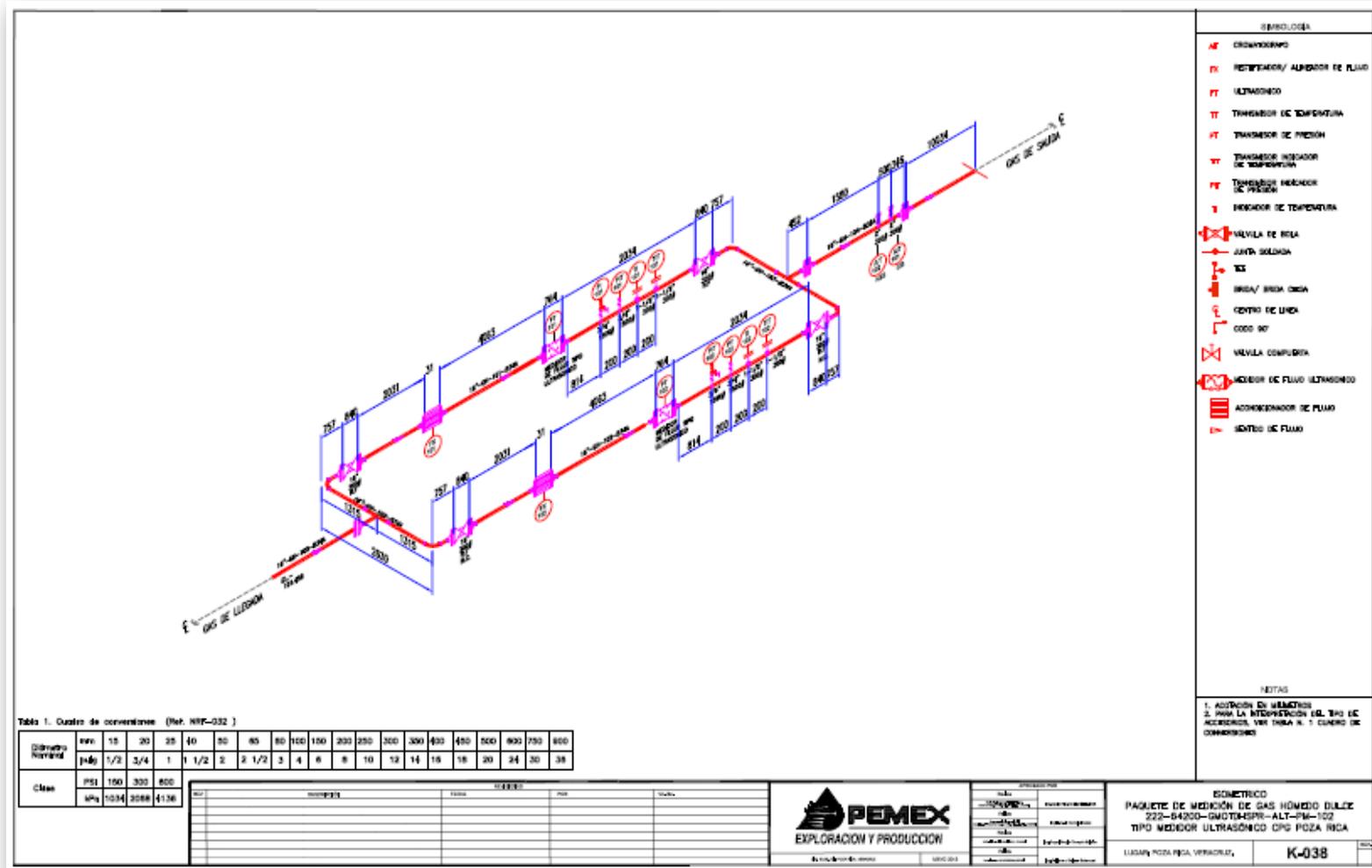


Figura C.3. Diagrama isométrico del Sistema de medición gas húmedo dulce Poza Rica

Diagrama de topología del Paquete de Medición gas húmedo dulce

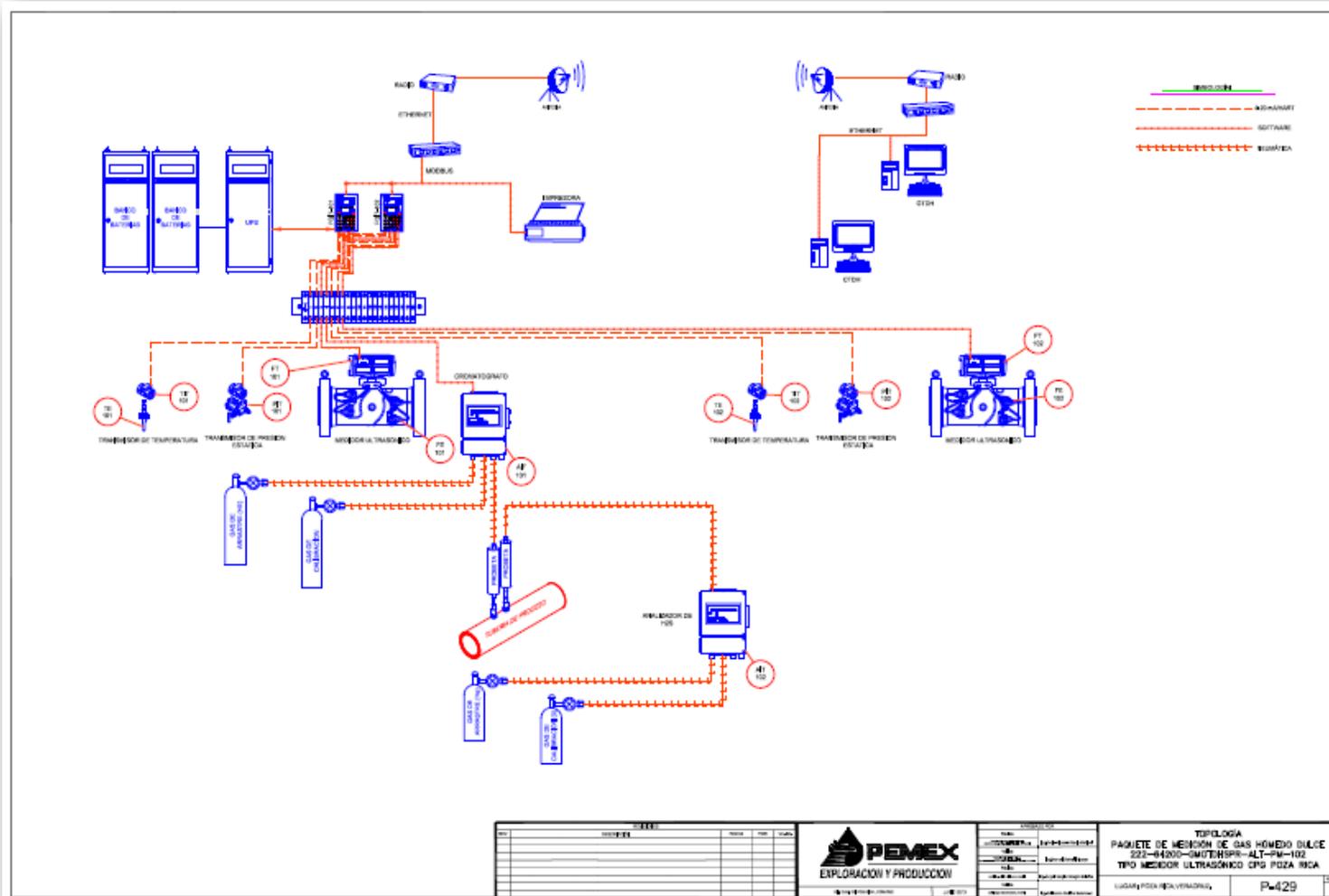


Figura C.4 Esquema de topología del paquete de medición de Gas Húmedo Dulce

Anexo D Condiciones de operación

El Paquete de Medición de gas húmedo dulce operó durante el periodo Agosto de 2013 bajo las siguientes condiciones:

	CONDICIONES DE OPERACIÓN		GTDH Región Norte
	UBICACIÓN: COMPLEJO PROCESADOR DE GAS POZA RICA		
	ELABORÓ: GPO. DE MEDICIÓN		CO-032
	PERIODO: 01 AL 31 DE AGOSTO DEL 2013		
	Paquete de Medición: 222-64200-GMOTDHSR-ALT-PM-102		

1. Servicio:	<u>PAQUETE DE MEDICIÓN</u>	3. Sistemas en operación:	<u>1 (FIT-102)</u>		
2. Producto:	<u>GAS HÚMEDO DULCE</u>	4. Medidor patrón:	<u>No</u>		
Parámetro	Unidad	Especificación	FIT-101	FIT-102	
Flujo volumétrico grueso	(m ³ /D) _{Mínimo}			94 888.857	
	(m ³ /D) _{Promedio}			128 377.637	
	(m ³ /D) _{Máximo}				145 773.751
	(MMPCD) _{Mínimo}				3.351
	(MMPCD) _{Promedio}				4.534
	(MMPCD) _{Máximo}				5.148
Flujo volumétrico @ Condiciones Base	(m ³ /D) _{Mínimo}			2 510 066.544	
	(m ³ /D) _{Promedio}			4 548 220.480	
	(m ³ /D) _{Máximo}				37 721 421.492
	(MMPCD) _{Mínimo}				88.643
	(MMPCD) _{Promedio}				160.620
	(MMPCD) _{Máximo}				1 332.132
Energía @ Condiciones Base	(kJoule/D) _{Mínimo}			40 883.300	
	(kJoule/D) _{Promedio}			41 159.078	
	(kJoule/D) _{Máximo}				41 678.100
	(BTU/D) _{Mínimo}				1 086.340
	(BTU/D) _{Promedio}				1 101.804
	(BTU/D) _{Máximo}				1 118.850
Temperatura	(°C) _{Mínimo}	45 (Máximo)		27.030	
	(°C) _{Promedio}			29.247	
	(°C) _{Máximo}			31.390	
Presión	(kg/cm ² _{man}) _{Mínimo}	24 (±0.5)		23.949	
	(kg/cm ² _{man}) _{Promedio}			24.794	

	(kg/cm ² _{man}) ^{Máximo}			25.430
--	--	--	--	--------

Composición Química

Gas Húmedo Dulce		Unidad	Especificación	Valor
Nitrógeno N ₂	Mínimo	(% Mol)	2.0 % Mol Máximo	0.631
	Promedio	(% Mol)		0.652
	Máximo	(% Mol)		0.683
Dióxido de Carbono CO ₂	Mínimo	(% Mol)	3.2 % Mol Máximo	0.431
	Promedio	(% Mol)		0.575
	Máximo	(% Mol)		0.631
Metano CH ₄ (C1)	Mínimo	(% Mol)		86.166
	Promedio	(% Mol)		88.337
	Máximo	(% Mol)		90.757
Etano C ₂ H ₆ (C2)	Mínimo	(% Mol)		1.884
	Promedio	(% Mol)		4.314
	Máximo	(% Mol)		7.019
Propano C ₃ H ₈ (C3)	Mínimo	(% Mol)		2.992
	Promedio	(% Mol)		3.250
	Máximo	(% Mol)		3.408
Iso Butano C ₄ H ₁₀ (i-C4)	Mínimo	(% Mol)		0.398
	Promedio	(% Mol)		0.412
	Máximo	(% Mol)		0.430
Butano normal C ₄ H ₁₀ (n-C4)	Mínimo	(% Mol)		0.949
	Promedio	(% Mol)		1.023
	Máximo	(% Mol)		1.065
Iso Pentano C ₅ H ₁₂ (i-C5)	Mínimo	(% Mol)		0.305
	Promedio	(% Mol)		0.324
	Máximo	(% Mol)		0.338
Pentano normal C ₅ H ₁₀ (n-C5)	Mínimo	(% Mol)		0.396
	Promedio	(% Mol)		0.423
	Máximo	(% Mol)		0.441
Hexano C6+	Mínimo	(% Mol)		0.497
	Promedio	(% Mol)		0.521
	Máximo	(% Mol)		0.577

Propiedades del Fluido

Masa Molecular (Peso Molecular)	Mínimo	kg/kmol		18.951 3
	Promedio	kg/kmol		19.246 0
	Máximo	kg/kmol		19.522 6
Densidad Absoluta	Mínimo	(kg/m ³)		1.233
	Promedio	(kg/m ³)		1.47075
	Máximo	(kg/m ³)		2.237
Densidad Relativa	Mínimo			0.65589
	Promedio			0.66601
	Máximo			0.67582

Información de Diseño

Beta	β	0.66625	
D diámetro interior del tubo	@ 20°C	303.225	mm

Condición Base

Presión	1.000	1 Kg/cm ²
Temperatura	20.000	°C

Figura D.1 Condiciones de operación

Anexo E Variables de Control
Condiciones de Operación

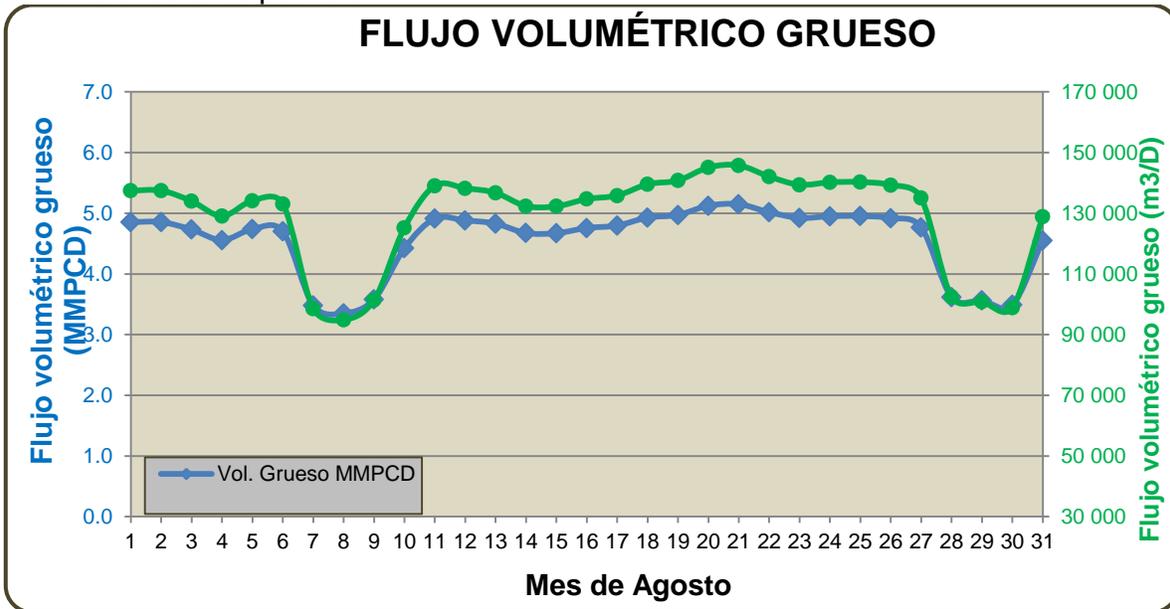


Figura E.1 Gráfica del Flujo Volumétrico Grueso

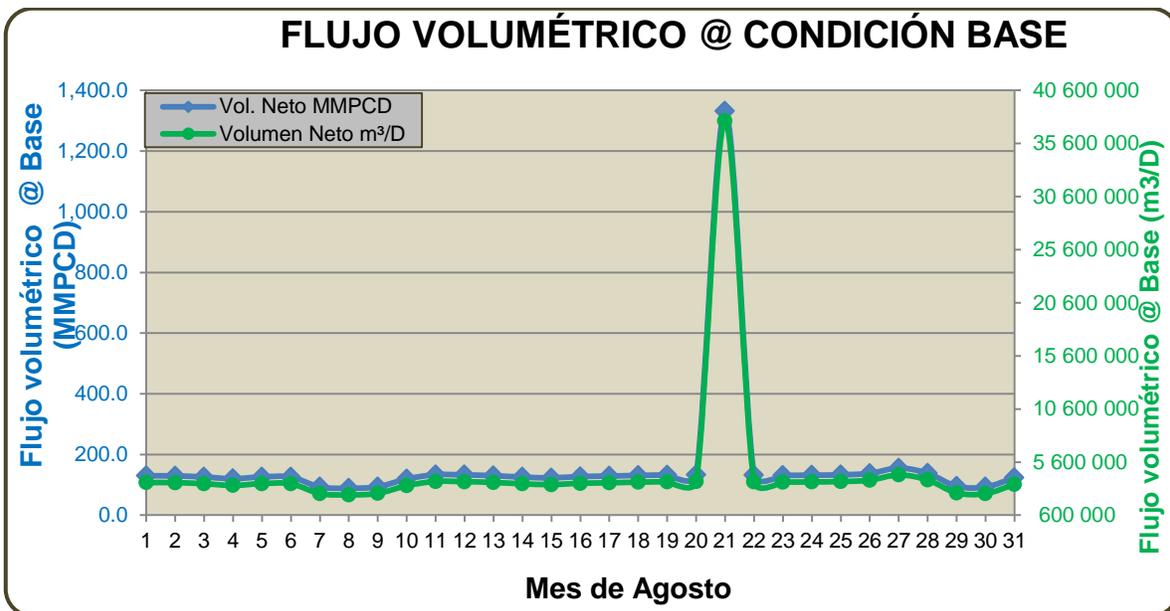


Figura E.2. Gráfica del Flujo Volumétrico a Condición Base

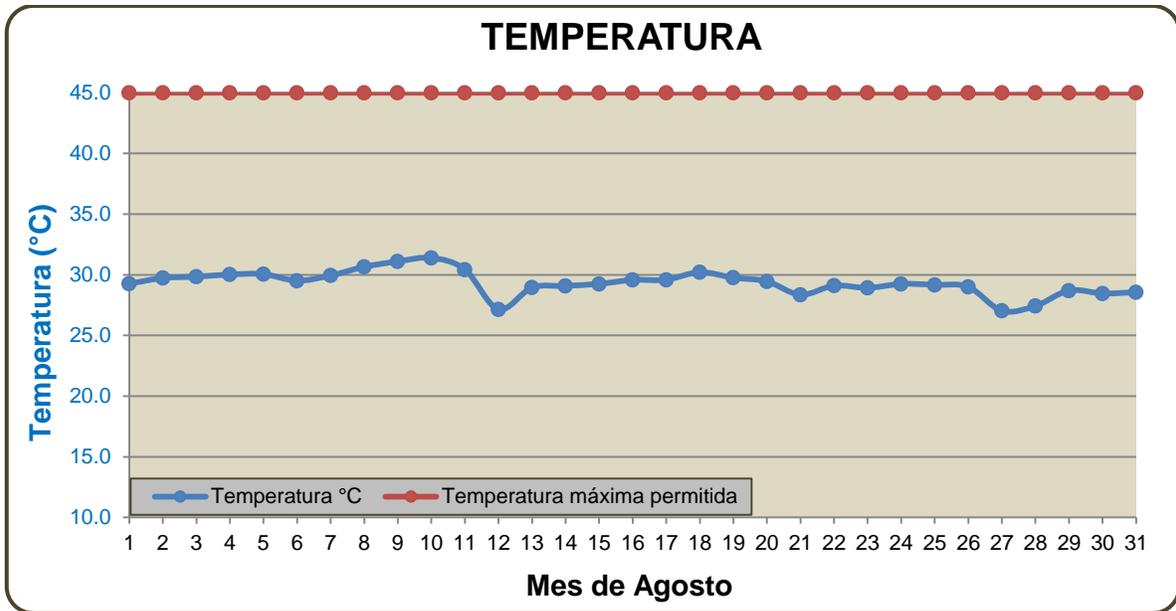


Figura E.3. Gráfica de la Variable Temperatura

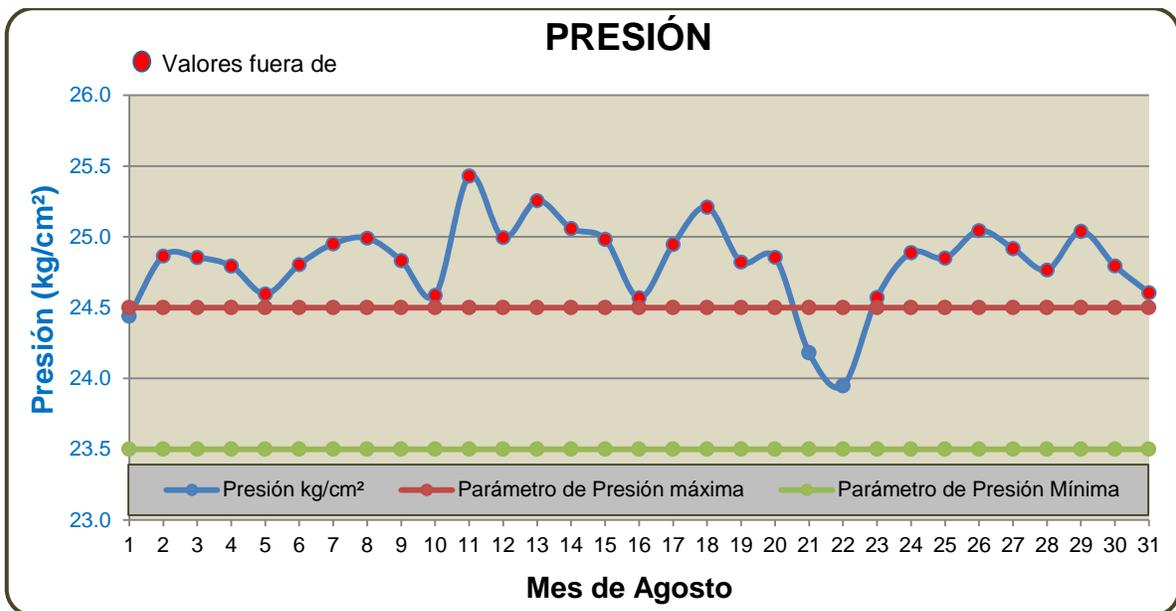


Figura E.4. Gráfica de la Variable Presión

Composición Química

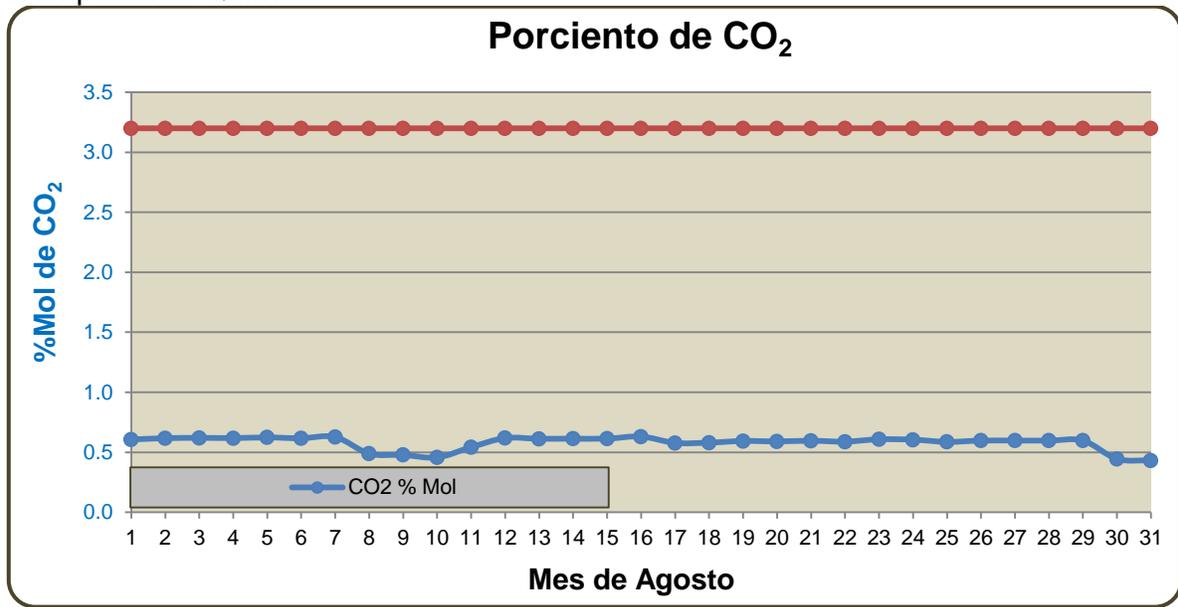


Figura E.5 Gráfica del porcentaje Mol de CO₂

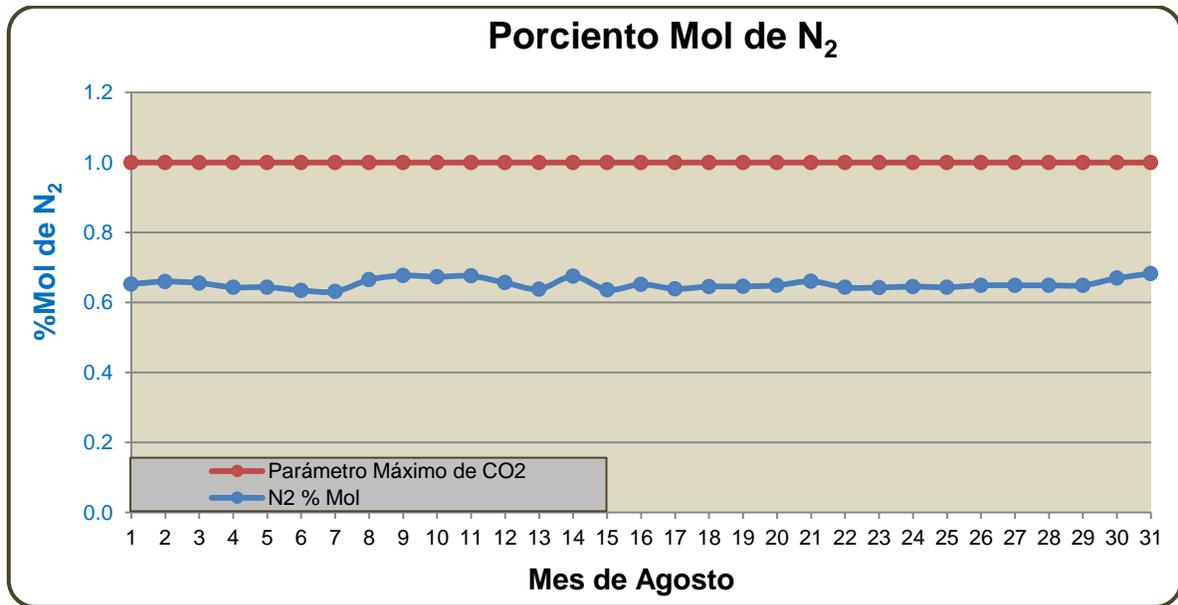


Figura E.6 Gráfica del porcentaje Mol de N₂

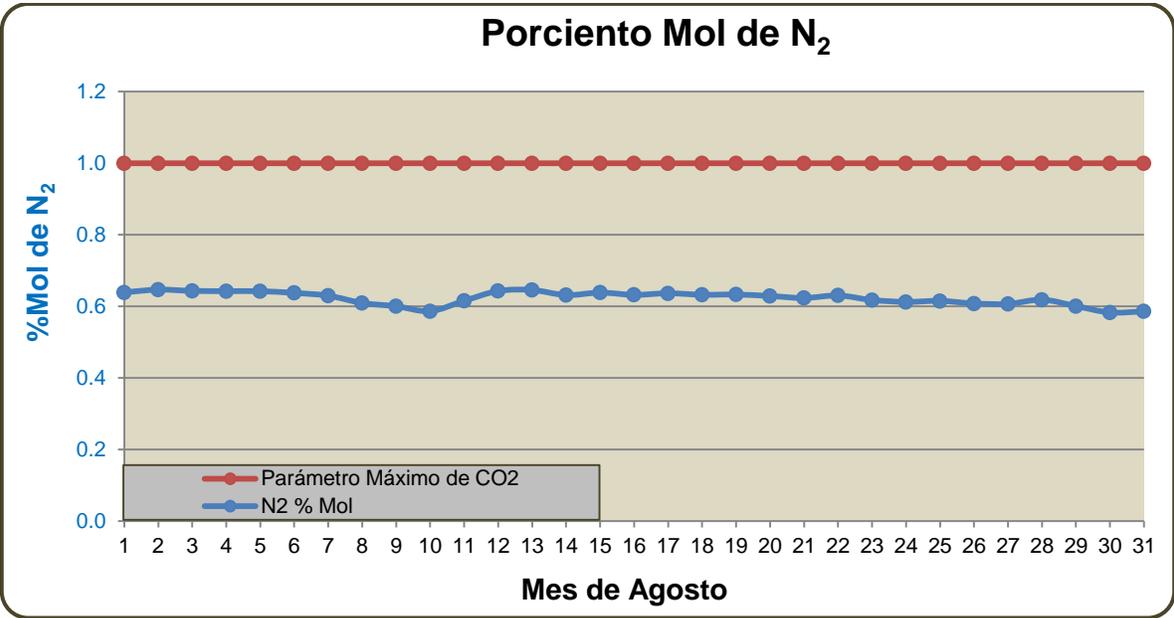
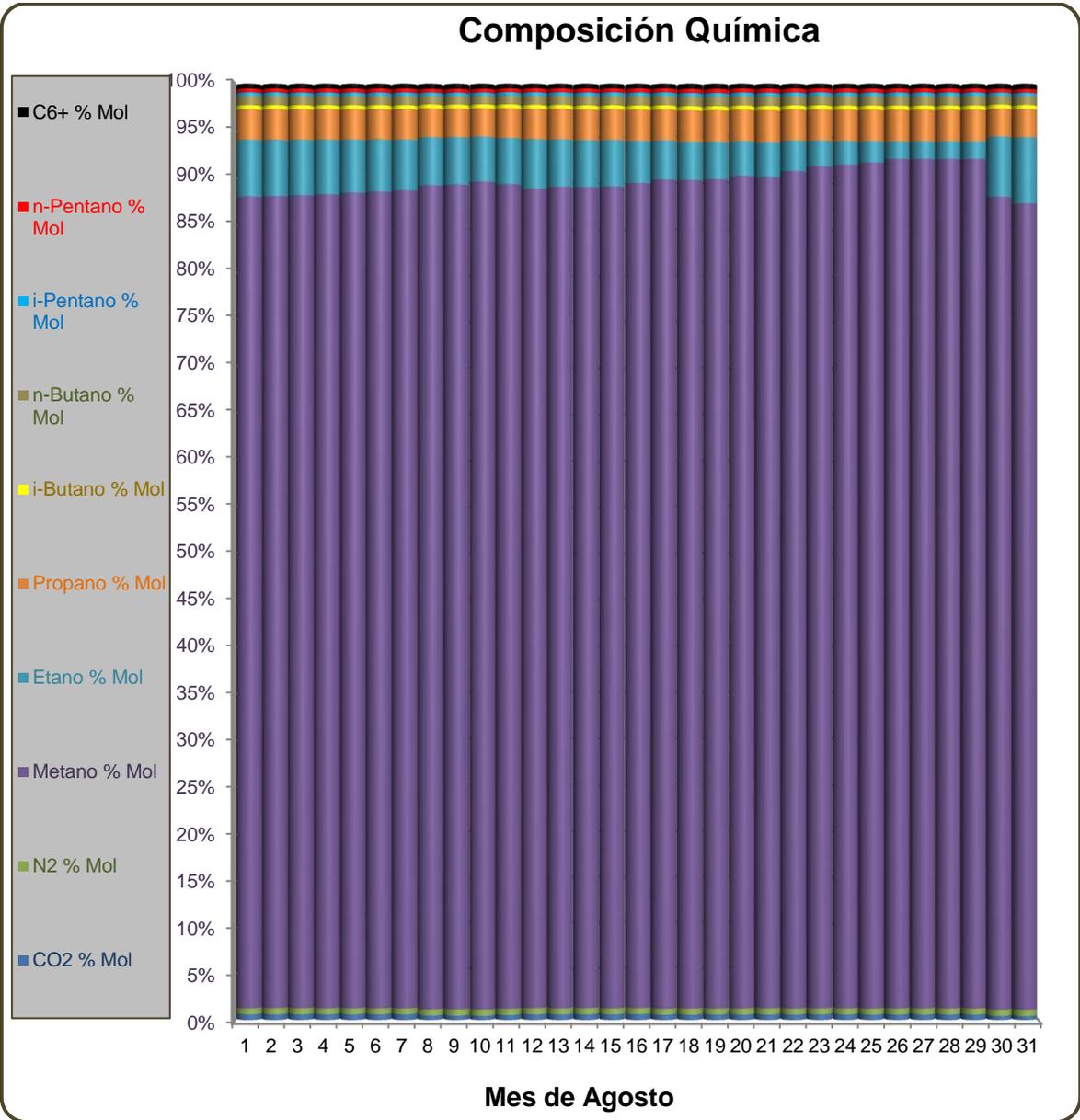


Figura E.7 Gráfica del porciento Mol de N₂



FiguraE.8 Composición Química

Anexo F Propiedades del Fluido

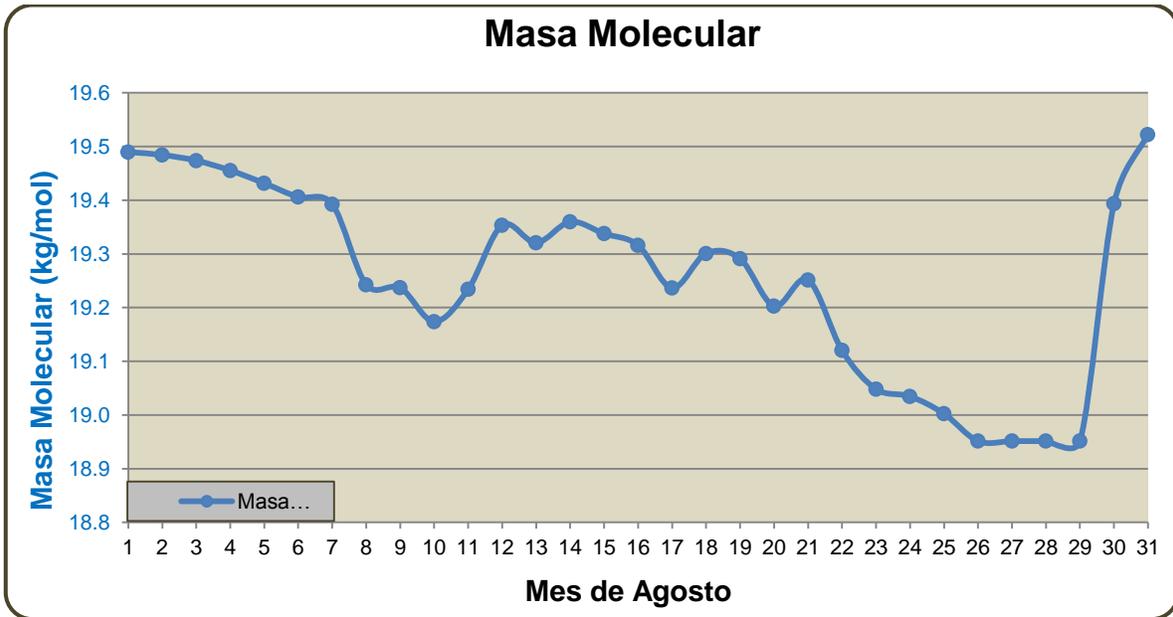


Figura F.1 Masa Molecular

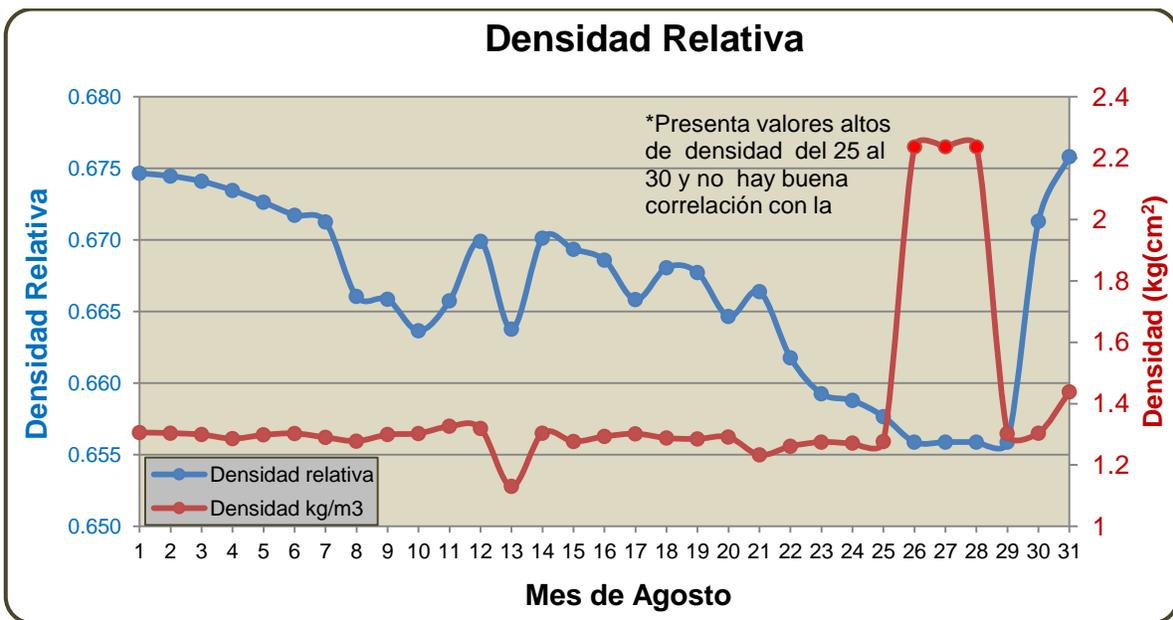


Figura F.2 Densidad Relativa

Anexo G Índice de Figuras

Figura 1 Localización de la empresa.....	8
Figura 2 Organigrama	10
Figura 3 Componentes del Gas Natural antes de ser procesado.....	17
Figura 4 Etapas del Procesamiento de Gas Natural	18
Figura 5 Tipos de Presiones.....	25
Figura 6 Estados de la materia.....	28
Figura 7 Fluido Newtoniano y no Newtoniano	30
Figura 8 Medición de caudal por ultrasonido con Haz único	35
Figura 9 Medición de caudal por ultrasonido por desviación del haz	36
Figura 10 Medición de caudal por ultrasonido por el método doppler	36
Figura 11 Partes de una válvula.....	37
Figura 12. Paquete de Medición con Medidores tipo ultrasónico	43
Figura 13. Arreglo mecánico del sistema de medición de gas húmedo dulce tipo ultrasónico.....	45
Figura 14. Seguimiento de la velocidad en el punto de muestreo	51
Figura 15. Localización del punto de muestreo contenido en el isométrico k-038	52
Figura 16. Configuración del cromatógrafo del Gas húmedo dulce Poza Rica	57
Figura 17. Resumen de instrumentación configurada en el computador FQI-101	60
Figura 18. Resumen de instrumentación configurada en el computador FQI-102	60
Figura 19. Reporte diario (ticket del medidor) del paquete de medición gas húmedo dulce Poza Rica	62
Figura 20. Hoja de cálculo de ponderado de gas húmedo amargo	65
Figura 21. Documento de entrega y recepción de producto.....	66

Anexo H Normatividad Aplicable.

Normatividad Aplicable al Paquete de Medición

GTDH: Región Norte	Producto: Gas Aúmedo Amargo	Componentes del Paquete de Medición:
Ubicación: CPG Poza Rica SMDHA	Tipo de medidor: Placa orificio (Gas)	- Transmisor multivariable
Paquete de Medición: 222-64200-GMOTDHSPR-ALT-PM-101	Numero de Sistemas de Medición: 2	- Computador de flujo
Fecha:	Medidor patrón: No	- Muestreo automático
No. de Documento: NOA - 032		

No. de Documento	Título
CNH.06.001/11	Lineamientos técnicos de medición de hidrocarburos, Comisión Nacional de Hidrocarburos
LFMN-2012	Ley Federal de Metrología y Normalización
GG-PO-OP-0001-2012	Guía técnica para la Administración de los Sistemas de Medición de flujo de Hidrocarburos de PEP
NOM-008-SCFI-2002	Sistema General de Unidades de Medida
NMX-Z-055-IMNC-2009.	Vocabulario Internacional de metrología. Conceptos fundamentales y generales, términos asociados (VIM)
NMX-CH-140-IMNC-2002	Guía para la expresión de la incertidumbre en las mediciones
NMX-CC-10012-IMNC-2004	Sistemas de gestión de las mediciones. Requisitos para los procesos de medición y los equipos de medición
NMX-EC-17025-IMNC-2006	Requisitos generales para la competencia de los laboratorios de ensayo y calibración
NRF 032-PEMEX-2005	Sistemas de tubería en plantas Industriales – Diseño y Especificaciones de Materiales
NRF-046-PEMEX-2003	Protocolos de Comunicación
NRF-083-PEMEX-2004	Sistemas electrónicos de medición de flujo para hidrocarburos en fase gaseosa
NRF-111-PEMEX-2006	Equipos de medición y servicios de metrología
NFR-148-PEMEX-2011	Instrumentos para medición de temperatura
NRF 162 PEMEX 2006	Placas de orificio concéntricas
NRF 211 PEMEX 2008	Válvulas de compuerta y bola en líneas de transporte de Hidrocarburos
NRF-241-PEMEX-2010	Instrumentos transmisores de presión y presión diferencial
NRF-242-PEMEX-2010	Instrumentos transmisores de temperatura
API MPMS Cap. 1	Vocabulary [Vocabulario]
API MPMS Cap. 11.2.2	Compressibility Factors for Hydrocarbons: 0.350- 0.637 Relative Density (60°F/60°F) and - 50°F to 140°F Metering Temperature. [Datos de propiedades físicas. Factores de Statistical Aspects of Measuring and Sampling. Statistical Concepts and Procedures in Measurement
API MPMS Cap. 13.1	[Aspectos estadísticos de medición y muestreo. Conceptos y procedimientos de medición estadística]
API MPMS Cap. 13.2	Methods of Evaluating Meter Proving Data Métodos de Evaluación de Datos del Probador Maestro
API MPMS Cap. 14.1	Natural Gas fluid measurement - Collecting and Handling of Natural Gas Sample for Custody Transfer [Métodos de flujo de Gas Natural. Hoja de prueba de la medición]
API MPMS Cap. 14.3.1 / AGA 3.1	Concentric, Square - Edged Orifice Meters - General Equations and Uncertainty Guidelines. [Medidores de Placa de Orificio Concéntrica con Bordes Cuadrados. Ecuaciones Generales y Guía para estimación de Incertidumbre]
API MPMS Cap. 14.3.2 / AGA 3.2	Concentric, Square - Edged Orifice Meters - Specifications and Installation Requirements. [Medidores de placa de Orificio Concéntrica de Bordes Cuadrados. Especificaciones y requisitos de Instalación]
API MPMS Cap. 14.3.3 / AGA 3.3	Concentric, Square - Edged Orifice Meters - Natural Gas Applications. [Medidores por Orificios Concéntricos de Bordes Cuadrados. Aplicaciones de Gas Natural]
API MPMS Cap. 21.1	Flow measurement using electronic metering systems. Electronic Gas Measurement [Medición de flujo utilizando sistemas de medición electrónica. Medición Electrónica de Gas]
API RP 551 1993 (R2007)	Process measurement instrumentation. [Instrumentos de medición de proceso]
AGA 8	Compressibility Factors of Natural Gas and Other Related Hydrocarbon Gases [Factores de compresibilidad de gas natural y otros hidrocarburos gaseosos relacionados]
ANSI-ISA-S5.1	Instrumentation Symbols and Identification [Identificación y simbología de instrumentación]

API MPMS Cap. 14.3.3 / AGA 3.3	Concentric, Square - Edged Orifice Meters - Natural Gas Applications. [Medidores por Orificios Concéntricos de Bordes Cuadrados. Aplicaciones de Gas Natural]
API MPMS Cap. 21.1	Flow measurement using electronic metering systems. Electronic Gas Measurement [Medición de flujo utilizando sistemas de medición electrónica. Medición Electrónica de Gas]
API RP 551 1993 (R2007)	Process measurement instrumentation. [Instrumentos de medición de proceso]
AGA 8	Compressibility Factors of Natural Gas and Other Related Hydrocarbon Gases [Factores de compresibilidad de gas natural y otros hidrocarburos gaseosos relacionados]
ANSI-ISA-S5.1	Instrumentation Symbols and Identification [Identificación y simbología de instrumentación]
ISA-S5.3-1993	Graphic Symbols for Distributed Control/Shared Display Instrumentation, Logic and Computer Systems [Símbolos gráficos para control distribuido]
ASME B31.3-2004	Process piping. [Tubería de proceso]
ASME B31.8-1999	Gas Transmission and distribution piping systems [Transporte de distribución de Sistemas de tuberías de Gas]
NACE MR 0175/ ISO 15156	Petroleum and Natural Gas Industries - Materials for use in H ₂ S containing environments in Oil and Gas Production. [Industrias del petróleo y Gas Natural. Materiales para uso en ambientes con H ₂ S en Producciones de Aceite y Gas.]