



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

**Análisis y procesamiento de
los datos obtenidos en la
Medición de Gas Natural.**

INFORME DE ACTIVIDADES PROFESIONALES

Que para obtener el título de

Ingeniero Petrolero

P R E S E N T A

Jorge Alejandro Meneses Rodriguez

ASESOR DE INFORME

Ing. Daniel Marure Valdez



Ciudad Universitaria, Cd. Mx., 2021

Índice.

ÍNDICE.....	2
INTRODUCCIÓN Y OBJETIVO.....	4
MARCO TEÓRICO	6
CONCEPTOS FUNDAMENTALES PARA METROLOGÍA	6
MEDICIÓN.....	9
ANALISTA DE MEDICIÓN.....	10
NOM-001-SECRE-2010.	10
RESUMEN LEGAL APLICABLE.....	12
CASETA DE MEDICIÓN, ESTACIÓN DE REGULACIÓN Y MEDICIÓN (EMR).....	12
<i>Sistema Corte de Suministro.....</i>	<i>13</i>
<i>Sistema de Separación y Filtrado.....</i>	<i>15</i>
Clasificación de los sistemas de separación y filtrado.....	16
<i>Sistema de Regulación y/o Flujo.....</i>	<i>17</i>
<i>Sistema de Seguridad.....</i>	<i>18</i>
<i>Sistema de Medición de Calidad de Gas.....</i>	<i>19</i>
<i>Sistema de Medición.....</i>	<i>21</i>
Elementos primarios.....	21
Elementos secundarios.....	21
Elementos Terciarios.....	21
<i>Sistema Electrónico de Medición.....</i>	<i>22</i>
<i>Sistema de Comunicación SCADA.....</i>	<i>23</i>
SISTEMA DE ADMINISTRACIÓN DE LA MEDICIÓN (SAM).....	24
FACTURACIÓN.....	25
REPORTE DE ACTIVIDADES.....	26
ACTIVIDAD 1 OPERADOR DEL SAM.....	26
<i>Actividad 1.1 SAM Grupos y Áreas.....</i>	<i>26</i>
<i>Actividad 1.2 Creación de Objetos.....</i>	<i>27</i>
<i>Actividad 1.3 Crear un medidor.....</i>	<i>27</i>
<i>Actividad 1.4 Crear una estación de medición.....</i>	<i>28</i>
<i>Actividad 1.5 Creación de Bandas Operativas.....</i>	<i>28</i>
<i>Actividad 1.6 Generación de Reportes.....</i>	<i>29</i>
ACTIVIDAD 2 MONITOREO DE DATO DIARIO.....	29
<i>Actividad 2.1 Revisión de dato de medidor.....</i>	<i>29</i>
<i>Actividad 2.3 Revisión de dato de la calidad de gas.....</i>	<i>29</i>
ACTIVIDAD 3 CIERRES DE MEDICIÓN.....	30
<i>Actividad 3.1 Revisión de datos de medición horarios.....</i>	<i>31</i>
<i>Actividad 3.2 Revisión de datos de calidad de gas.....</i>	<i>31</i>
<i>Actividad 3.2.1 Verificar calidad de gas en dato diario.....</i>	<i>32</i>
<i>Actividad 3.3 Revisión de datos con plantilla de validación.....</i>	<i>33</i>
<i>Actividad 3.4 Revisión de tiempo operativo.....</i>	<i>33</i>
<i>Actividad 3.5 Captura manual.....</i>	<i>34</i>

<i>Actividad 3.6 Término de cierre de medición</i>	34
<i>Actividad 3.7 Facturación</i>	35
ACTIVIDAD 4 EVALUACIÓN DE ELEMENTO PRIMARIO	35
<i>Actividad 4.1 Validación con certificados de calibración</i>	35
<i>Actividad 4.2 Verificación de límites operativos</i>	36
<i>Actividad 4.3 Sustitución de límites operativos en el SAM</i>	36
ACTIVIDAD 5 ESTUDIO DE INCERTIDUMBRE EN LA MEDICIÓN	37
ACTIVIDAD 6 ANÁLISIS DE CORRIENTES	38
<i>Actividad 6.1 Diagrama de sistema por sector</i>	38
<i>Actividad 6.2 Evaluación del sistema por sector</i>	39
<i>Actividad 6.3 Análisis completo del sistema</i>	39
<i>Actividad 6.4 Aplicación del Análisis de corrientes</i>	39
ACTIVIDAD 7 GESTIÓN DE ACTIVIDADES DE CAMPO	40
<i>Actividad 7.1 Administración de Repositorio WEB</i>	40
<i>Actividad 7.2 Validación de información</i>	40
<i>Actividad 7.3 Base de datos</i>	40
ACTIVIDAD 8 VISITAS A ESTACIONES	41
<i>Actividad 8.1 Visitas a estaciones</i>	41
<i>Actividad 8.2 Verificación de elemento primario</i>	41
<i>Actividad 8.3 Validación del computador de flujo</i>	41
<i>Actividad 8.4 Calibración de transmisores</i>	41
<i>Actividad 8.5 Verificación de equipos de calidad de gas</i>	42
CONCLUSIONES	43
ANEXO 1 PANORAMA EN LA INDUSTRIA DE GAS NATURAL	45
ANEXO 2 ESTRUCTURA DE LA METROLOGÍA	50
ANEXO 3 ELEMENTOS DE MEDICIÓN	53
REFERENCIAS	59

Introducción y objetivo.

La Reforma energética ha generado cambios significativos en cómo se llevaba la industria de los hidrocarburos en México, uno de los objetivos principales es modernizar todas las actividades que integran a la cadena de valor del sector, ver Anexo 1 Panorama en la industria de gas natural.

Se creó un nuevo marco legal que permite la participación de empresas privadas, ya sea de manera individual o en asociación con Empresas Productivas del Estado.

Una vez que se terminó la monopolización del hidrocarburo se crearon nuevas dependencias para administrar el sector energético en México.

Referente al gas natural, en agosto de 2014 se creó el Centro Nacional de Control del Gas Natural (CENAGAS), organismo descentralizado de la Administración Pública Federal sectorizado a la Secretaría de Energía (SENER), el cual es el gestor y administrador independiente del Sistema de Transporte y Almacenamiento Nacional Integrado de Gas Natural (SISTRANGAS) y al mismo tiempo se encarga de operar y mantener la infraestructura de transporte de cuyos permisos es titular.

Adicionalmente, el Centro es quien propone a la SENER, para su aprobación y previa opinión técnica de la Comisión Reguladora de Energía (CRE), la planeación de los proyectos de cobertura social y aquellos que la Secretaría considere estratégicos para garantizar el desarrollo eficiente del Sistema (CENAGAS, 2019).

Las acciones principales del Centro han sido dirigir y fomentar el proceso de transición del mercado de gas natural desde la gestión de Petróleos Mexicanos (PEMEX) hasta la incorporación de los nuevos permisos para el sector privado, dirigiendo la administración del transporte y almacenamiento para ofrecer un mejor servicio, abonando la relación con el cliente y fomentando prácticas de competencia.

EL Centro Nacional de Transporte del Gas Natural está conformado principalmente por:

- CENAGAS GESTOR, encargado de:
 - Gestionar y administrar la capacidad de transporte y almacenamiento disponible en el SISTRANGAS.
 - Monitorear de manera continua el flujo de gas dentro del SISTRANGAS.
 - Instruir, a los permisionarios que lo conforman, sobre las acciones necesarias para garantizar el balance diario de gas.
 - Ser garante del acceso abierto a todos los usuarios y del pago de tarifas a los permisionarios del Sistema.
 - Elaborar y proponer el Plan quinquenal de expansión del sistema.
 - Coordinar y llevar a cabo las licitaciones de proyectos estratégicos.

- CENAGAS TRANSPORTISTA:
 - La actividad como transportista consiste en la recepción del gas natural y la entrega en un punto de destino dentro del mismo sistema.
 - El usuario y el transportista establecerán mediante contrato la cantidad máxima diaria de flujo que deberá transportarse.
 - Las tarifas para cada tipo de usuario y la modalidad del servicio de transporte son aprobadas por la Comisión Reguladora de Energía (CRE).
 - Además, se tiene el compromiso de garantizar el abasto confiable, seguro y eficiente de gas natural.

La intervención de Gestor es más amplia que la de Transportista, ya que, se encarga de la administración de un todo, incluyendo a los servicios de transporte particulares.

El objetivo del documento es exponer las actividades profesionales que he desempeñado como analista, donde mi prioridad es:

- Garantizar que la medición del hidrocarburo para transferencia de custodia dentro del Sistema Nacional de Gasoductos cumpla con las necesidades actuales implementando las mejores prácticas.
- Afianzar las condiciones de operación óptimas a lo largo de la red nacional, para evitar eventos no deseados, como accidentes, daños a las instalaciones o condiciones inseguras para el personal.
- Asegurar el cumplimiento normativo y los estándares regulatorios proporcionando los servicios contractuales establecidos.
- Proponer planes de acción en situaciones de alto riesgo.

Marco teórico

El lenguaje utilizado en las principales normas que rigen todos los procesos involucrados en la medición de transferencia de custodia tiene sus bases en el Vocabulario Internacional de Metrología – Conceptos fundamentales y generales, y términos asociados (VIM), organizado por Comité Conjunto para las Guías en Metrología (JCGM), del cual forma parte entre otros la ISO y la IFCC.

Conceptos fundamentales para Metrología.

Metrología: La Metrología ciencia que estudia las mediciones y sus aplicaciones. En resumen, incluye todos los aspectos teóricos y prácticos para medir, cual quiera que sea su campo de aplicación.

Magnitud: De acuerdo a la RAE se puede definir como una propiedad física que puede ser medida, complementando la definición se deben incluir las características de un fenómeno, cuerpo o sustancia, que puede expresarse cuantitativamente mediante un número y una referencia, basados en escalas aceptadas en sistemas internacionales.

Mensurando: Es la magnitud que se desea comparar.

Instrumentos de medida: Es todo dispositivo utilizado para realizar mediciones, es aceptable decir que es toda referencia con la que se compara un mensurando desde instrumento indicador con trazabilidad hasta un objeto o medida materializada.

Procedimiento de medida: Para mi empresa es un documento que contiene procedimientos y procesos para determinar las acciones en diferentes escenarios de medición. Define los alcances jurídicos, normatividad aplicable y las mejores prácticas que debe considerar el técnico operador de los instrumentos en las casetas de transferencia del hidrocarburo.

Ajuste de un instrumento de medición. Operación destinada a llevar a un instrumento (equipo o sistema) de medición a un estado de funcionamiento preestablecido para su uso (PEMEX, 2014).

Sistema (estructura de proceso de medida): Conjunto de uno o más instrumentos y equipos enfocados en cubrir las necesidades propias del arreglo (Sistema Corte de Suministro, Sistema de Separación y Filtrado, Sistema de Regulación y/o Flujo, Sistema de Seguridad, Sistema de Medición de Calidad de Gas, Sistema de Medición, Sistema Electrónico de

Medición, Sistema de Comunicación SCADA, etc.), incluyendo reactivos e insumos varios, para proporcionar valores y regir el proceso dentro de intervalos especificados.

Precisión de medida: Proximidad entre las indicaciones o los valores medidos obtenidos en mediciones repetidas de un mismo objeto, o de objetos similares, bajo condiciones especificadas. Es habitual que la precisión de una medida se exprese numéricamente mediante medidas de dispersión tales como la desviación típica, la varianza o el coeficiente de variación bajo las condiciones especificadas.

Repetibilidad de medida: Precisión de medida bajo un conjunto de condiciones que incluye el mismo procedimiento de medida, los operadores, el arreglo experimental, las mismas condiciones de operación y el mismo lugar, así como mediciones repetidas del mismo objeto o similar en un periodo corto de tiempo tratando de asemejar al ensayo origen.

Reproducibilidad de medida: Precisión que tiene un ensayo o experimento al ser replicado bajo un conjunto de condiciones similares al evento original mas no estrictamente, el mismo procedimiento de medida, los operadores, el arreglo experimental, las de operación y el mismo lugar, tolerando periodos de tiempo más extensos entre ensayos.

Exactitud de medida: Proximidad entre un valor medido y un valor verdadero de un mensurando. El concepto exactitud de medida no es una magnitud y no se expresa numéricamente. Se dice que una medición es más exacta cuanto más pequeño es el error de medida (Hernández, J. Pérez, J. Chávez, M. Nieves, L. 2017).

Incertidumbre de medida: Parámetro no negativo que caracteriza la dispersión de los valores atribuidos a un mensurando (PEMEX, 2014). La incertidumbre de medida incluye componentes procedentes de efectos sistemáticos, tales como componentes asociadas a correcciones y a valores asignados a patrones, así como la incertidumbre debida a la definición analizados en las evaluaciones de tipos de incertidumbre (tipo A y B).

Evaluación tipo A de la incertidumbre de medida: Consiste valorar un componente de la incertidumbre de medida mediante un análisis estadístico de los valores obtenidos bajo condiciones definidas.

Cuando una medida se repite en las mismas condiciones, puede observarse una pequeña diferencia, una desviación estadística o fluctuación, en ocasiones dependiendo del proceso es necesario contar con equipos de resolución suficiente, ya que, el tamaño de las variaciones pueden ser mínimo o imperceptible.

Evaluación tipo B de la incertidumbre de medida: Conjunto de valores obtenidos o proporcionados externamente de manera distinta a una evaluación tipo A, comúnmente asociados a:

- Evaluación basada en informaciones asociadas a valores publicados y reconocidos.
- Asociadas al valor de un material de referencia certificado; obtenidas a partir de un certificado de calibración.
- Obtenidas a partir de la clase de exactitud de un instrumento de medida verificado.
- Obtenidas a partir de los límites procedentes de la experiencia personal.
- Resultado de mediciones anteriores.
- Experiencia o conocimiento general acerca del comportamiento y propiedades de los materiales y los instrumentos utilizados.
- Especificaciones del fabricante.
- Datos suministrados por certificados de calibración u otros certificados.
- Incertidumbres asignadas a datos de referencia tomados de manuales (Valencia, Javier. 2018).

Incertidumbre típica de medida: También denominada estándar, es expresada como una desviación típica, es aplicable cuando el mesurando no se mide directamente, sino que, se determina a partir de otras magnitudes mediante una relación directa o funcional.

Incertidumbre combinada de medida: Es obtenida al asociar o conjuntar todas las incertidumbres típicas individuales asociadas a un modelo o proceso.

Incertidumbre expandida de medida: Producto de una incertidumbre típica combinada y un factor mayor que uno conocido como factor de cobertura. El factor depende del tipo de distribución de probabilidad de la magnitud de salida en un modelo de medición y de la probabilidad de cobertura elegida.

Calibración: Conjunto de operaciones bajo condiciones especificadas que establecen, una relación entre los valores y sus incertidumbres de medida asociadas obtenidas a partir de los patrones de medida, y las correspondientes indicaciones con sus incertidumbres asociadas, corrigiendo el proceso o modificando el resultado para mantener las desviaciones dentro de los parámetros aceptados. En algunos casos, puede consistir en una corrección aditiva o multiplicativa de la indicación con su incertidumbre correspondiente.

Una calibración puede expresarse mediante una declaración, una función resultado, un diagrama del proceso, una curva o una tabla de resumen oficial.

Ajuste de un sistema de medida: Es un conjunto de operaciones realizadas sobre un sistema para que proporcione indicaciones prescritas, correspondientes a valores dados de la magnitud a medir, dichos ajustes carecen de trazabilidad y no necesariamente interviene patrones certificados.

Verificación: Comprobación del cumplimiento del elemento analizado con lecturas dentro de los rangos permitidos normativamente incluyendo su estado físico o deterioro.

Patrón de medida: Medida materializada, instrumento de medición o sistema de medición destinado a definir, realizar, conservar o reproducir una unidad o uno o varios valores conocidos de una magnitud para servir de referencia a otros instrumentos de medición (PEMEX, 2014).

Patrón primario de medida: Patrón establecido mediante un procedimiento de medida primario o creado como un objeto elegido por convenio es decir el origen de la trazabilidad.

Patrón secundario de medida: Patrón establecido por medio de una calibración respecto a un patrón primario.

Trazabilidad Metrológica: Cadena ininterrumpida y documentada de calibraciones hasta el origen, cada una de las cuales contribuye a la incertidumbre de medida.

Cadena de trazabilidad metrológica: Sucesión de patrones y calibraciones que relacionan un resultado de medida con una referencia.

Medición.

Es un proceso básico de la ciencia que consiste en comparar un patrón seleccionado con el objeto o fenómeno cuya magnitud física se desea medir (mesurando) para ver cuántas veces el patrón está contenido en esa magnitud.

Dichas comparaciones se encuentran constantemente en la vida diaria, por ejemplo: el tiempo que toma trasladarse de un lugar a otro; en la salud, con registros de ritmo cardíaco o presión arterial, conteos sanguíneos e incluso desde antes de nacer monitoreando el tiempo de gestación.

El científico inglés William Thomson Kelvin (1824 – 1907) resumió la importancia de la medición como parte esencial del desarrollo de la ciencia, en el siguiente comentario: "Con frecuencia digo que cuando se puede medir y expresar con números aquello sobre lo cual se está hablando, se sabe algo del tema; pero cuando no se puede medir, es decir, cuando no es posible expresarlo con números, el conocimiento es insuficiente". Medir es la forma de

interpretar, estudiar y conocer un grupo de hechos del mundo natural, llamados hechos físicos. Poder tener una cuantificación de un fenómeno físico, biológico o social es fundamental para conocer un concepto o interpretar de mejor manera información parcial para tener mejores decisiones.

Las aplicaciones de la medición van desde el control de calidad en una empresa hasta los desarrollos científicos y tecnológicos más avanzados y una correcta mensuración implica aumentar las posibilidades de éxito.

Tener técnicas adecuadas de metrología garantizan el aumento de la confianza de los clientes, permiten asegurar la calidad de un producto, aumentar la eficiencia en el uso de recursos, prevenir accidentes, determinar el uso adecuado de máquinas y herramientas, además afectan no solo la calidad del producto o servicio, sino que, están inmersos en requerimientos ambientales, legales y normativos que afectan la forma de tomar decisiones.

El avance de la tecnología implica también un avance en la metrología, contar con la capacidad para soportar el desarrollo tecnológico es el reto de los Institutos Nacionales de Metrología (INM's). El artículo 15 de Ley Federal Sobre Metrología Y Normalización (LFMN) dice que, en toda transacción comercial, industrial o de servicios que se efectúe a base de cantidad, ésta deberá medirse utilizando los instrumentos de medir adecuados. Caraballo, Juan. (2017).

Ver Anexo 2 Estructura de la metrología.

Analista de medición.

Un analista de medición es la persona encargada de procesar, analizar, cuantificar y correlacionar los resultados arrojados por los instrumentos y equipos instalados en casetas dedicadas a la medición de transferencia de custodia de hidrocarburos.

Posteriormente se encarga de presentar los datos finales de la cuantificación del hidrocarburo para su posterior facturación.

En general las actividades del analista comprenden monitorear la integridad del dato derivado del análisis de los elementos de medición, así como gestionar las actividades de mantenimiento y cambios dentro de la caseta de transferencia de custodia.

NOM-001-SECRE-2010.

Esta Norma Oficial Mexicana tiene como finalidad establecer las especificaciones que debe cumplir el gas natural que se maneje en los sistemas de transporte, almacenamiento y distribución de gas natural, para preservar la seguridad de las personas, medio ambiente e instalaciones de los permisionarios y de los usuarios.

Esta Norma es aplicable al gas natural que se entrega en cada uno de los puntos de inyección a los sistemas de transporte, almacenamiento y distribución, así como en cada uno de los puntos de transferencia de custodia a otros permisionarios o usuarios finales.

La Norma no aplica al gas natural que se conduce desde pozos y complejos procesadores, ni al gas natural licuado que se transporta por buques tanque a las terminales de almacenamiento de gas natural licuado, ni al gas natural licuado y el gas natural que se maneja en dichas terminales previamente a su inyección al sistema de transporte (NOM-001-SECRE-2010, 2010).

Resumen legal aplicable.

Mediante la Resolución RES/080/1999 de fecha 2 de junio de 1999 se otorgó a Pemex-Gas y Petroquímica Básica (PGPB) el Permiso de transporte de gas natural G/061/TRA/99, para el Sistema Nacional de Gasoductos (SNG) con una vigencia de 30 años a partir de su otorgamiento.

El 12 de agosto de 2014 entraron en vigor la Ley de Hidrocarburos (LH) y la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética (LORCME).

El 28 de agosto de 2014, se publicó en el Diario Oficial de la Federación (DOF) el Decreto por el que se crea el Centro Nacional de Control del Gas Natural, como un organismo público descentralizado de la Administración Pública Federal.

El 19 de febrero a través de la RES/130/2015 emitida por la Comisión Reguladora de Energía (CRE) con fecha 19 de febrero de 2015, se autorizó la cesión del Permiso de transporte al Centro Nacional de Control del Gas Natural.

Mediante el escrito CENAGAS-DG-202-2015, CENAGAS informó que “con fecha 28 de octubre de 2015 se firmó el Convenio Marco y el Contrato de transferencia de los activos que conforman al SNG con Petróleos Mexicanos y de PGPB.

1° de enero de 2016” CENAGAS recibe los activos que conforman al Sistema Nacional de Gasoductos.

Caseta de medición, Estación de regulación y medición (EMR).

Una estación de medición está definida como una instalación que comprende los equipos, incluyendo las tuberías de entrada y salida, las válvulas de aislamiento y las estructuras utilizados para las cuantificaciones de hidrocarburos en transferencia de custodia (CENAGAS 2020).

Para que la construcción de esta instalación sea factible debe acatar las normas correspondientes, así como posicionarla en la mejor ubicación. Su diseño y construcción deben permitir trabajos de mantenimiento y modernización.

La capacidad de las casetas se debe determinar con base a la demanda máxima de flujo y en las condiciones de presión de entrada y salida del sistema.

Dentro de una estación de medición se pueden identificar 8 sistemas que lo estructuran:

- Sistema Corte de Suministro.
- Sistema de Separación y Filtrado.
- Sistema de Regulación y/o Flujo.
- Sistema de Seguridad.
- Sistema de Medición de Calidad de Gas.
- Sistema de Medición.
- Sistema Electrónico de Medición.
- Sistema de Comunicación SCADA.

Sistema Corte de Suministro.

Es un conjunto de dispositivos mecánicos que tienen la función de cortar, aislar y variar el caudal del fluido. Se podría decir que el principal componente del sistema de corte de suministro son las válvulas de bloqueo.

Una válvula se puede definir como un aparato mecánico con el cual se puede iniciar, detener o regular la circulación (paso) de líquidos o gases mediante una pieza movable que abre, cierra u obstruye en forma parcial uno o más orificios o conductos (Creus, 2010).

La selección de las válvulas para un proceso cualquiera depende de muchos factores. Se deben tener en cuenta, como mínimo, las siguientes características básicas:

- Tipo de válvula.
- Materiales de construcción.
- Capacidades de presión y temperatura.
- Material de empaques y juntas.
- Costo.
- Disponibilidad.

Ahora bien, el tipo de válvula dependerá de la función que debe efectuar, sea de cierre, estrangulación o para impedir el flujo inverso.

Los elementos principales de una válvula se observan en la Figura 1:

1. **Obturador:** También denominado disco en caso de parte metálica, es la pieza que realiza la interrupción física del fluido.
2. **Eje:** También denominado husillo, es la parte que conduce y fija el obturador.
3. **Asiento:** Parte de la válvula donde se realiza el cierre por medio del contacto con el obturador.
4. **Empaquetadura del eje:** Es la parte que montada alrededor del eje metálico asegura que el fluido no llegue a la atmósfera.
5. **Juntas de cierre:** Es la parte que montada alrededor del órgano de cierre asegura un cierre más perfecto del obturador.
6. **Cuerpo y tapa:** Partes retenedoras de presión, son el envoltorio de las partes internas de las válvulas.
7. **Extremos:** Parte de la válvula que permite la conexión a la tubería, pueden ser bridados, soldados, roscados, ranurados o incluso no disponer de ellos, es decir, permitir que la válvula se acople a la tubería tan solo por las uniones externas.
8. **Pernos de unión:** Son los elementos que unen el cuerpo y tapa de la válvula entre sí. Para asegurar el sello hay que colocar juntas entre estas dos superficies metálicas.
9. **Accionamiento:** Es el mecanismo que acciona la válvula y puede ser manual o automático (Roberto Garcia Soutullo, 2013).

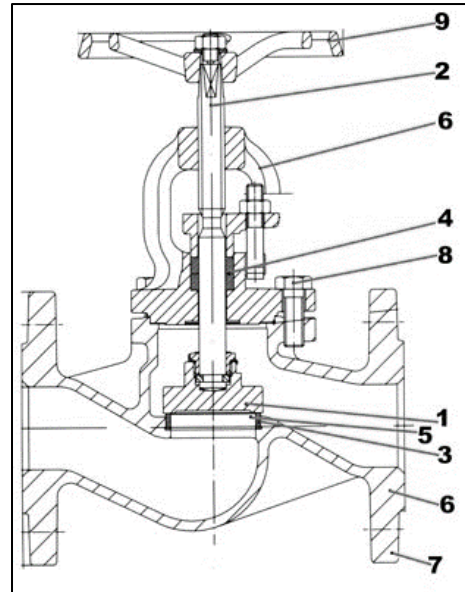


Figura 1.-Válvula (Comeval, 2020)

Sistema de Separación y Filtrado.

Los sistemas de separación y filtrado tienen la función de separar las partículas suspendidas (líquidas o sólidas) de la corriente de un fluido. La mayor parte de los procesos de filtración se basan en el concepto de dividir una mezcla entre dos fases por métodos físicos. En algunos casos más de dos fases se encuentran dentro de la corriente del proceso. (EMERSON, 2017)

El término separador es aplicado a una gran variedad de equipos usados para separar mezclas que pueden estar formadas por:

- Una fase gas y una líquida.
- Una fase gas y una sólida (Filtro: polvos suciedad, material extraño).
- Dos fases líquidas inmiscibles (aceite/agua).
- Una fase gas y dos líquidas o alguna otra combinación de las anteriores (separadores trifásicos).

Todas las líneas de gas natural tienen un grado de contaminación por polvo, suciedad, óxidos, cascarillas de tubería, desecho de soldadura y grasa. Esto es debido a la acumulación de suciedad por falta de monitoreo, corrosión en las paredes internas de los componentes, material generado por modificaciones o mantenimiento como trabajos de soldadura, etc.

Se considera además que el gas natural puede presentar condensados en la corriente por presencia de baches de gas con alto contenido de condensados, debido a actividades en los complejos procesadores de gas, corridas de diablos, reducciones de presión en la línea y cambios de temperatura.

Por lo anterior es requisito considerar en una estación de medición y regulación el uso de filtros o separadores sin pérdida de presión substancial para cumplir con las regulaciones y asegurar el correcto funcionamiento de la estación proporcionando un gas natural que cumpla con las especificaciones establecidas.

Para garantizar la integridad mecánica de los equipos de filtrado, se cuenta con normativas Internacionales y Nacionales que rigen el diseño, la operación y el mantenimiento de los referidos sistemas.

Clasificación de los sistemas de separación y filtrado.

En general un sistema de filtrado (Figura 2) se clasifica en tres grupos:

- Por tipo de elementos filtrantes.
 - Pueden ser filtros separadores: Los fluidos son separados por efecto de la gravedad, siempre y cuando los mismos sean inmiscibles entre sí.
 - Filtros de cartucho: Poseen elementos filtrantes en forma de cartuchos de mallas capaces de remover los sólidos presentes en el gas, siempre y cuando el tamaño de partícula sea mayor o igual a su especificación y tamaño de malla.
 - Filtros Coalescedores: Consiste en pasar el fluido gaseoso contaminado con un líquido a través de un proceso de estrangulación donde las partículas se ponen en contacto unas con otras, aumentando su tamaño formando pequeñas gotas que a través de sucesivos estrangulamientos del elemento filtrante chocan entre sí, aumentan su tamaño hasta que se desprenden del elemento filtrante y caen por gravedad).
 - Filtros combinados.

- Por número de etapas.
 - Una etapa.
 - Dos etapas
 - “n etapas”

- Por su orientación.
 - Verticales
 - Horizontales.



Figura 2.- Sistema de filtrado. (Pietro Fiorentini, 2020)

Sistema de Regulación y/o Flujo.

Los sistemas de regulación de presión (Figura 3) tienen la función de mantener la presión de salida (corriente abajo) dentro de un rango establecido, independientemente de cuál sea la presión de entrada (corriente arriba).

Dentro del sistema de seguridad existen arreglos de redundancia que ayudan a mejorar la confiabilidad y aminorar el riesgo en caso de un evento no deseado.

Para garantizar la integridad mecánica de los equipos regulación, se cuenta con normativas Internacionales y Nacionales que rigen el diseño, la aplicación, pruebas, operación y el mantenimiento de las válvulas de control y accesorios relacionados.

Las funciones principales del sistema consisten de:

- Un regulador reductor de presión mantiene una presión de salida deseada al tiempo que proporciona el caudal de flujo necesario para satisfacer la demanda aguas abajo.
- Garantiza una correcta operación de los sistemas del gas instalados aguas abajo para todas las condiciones de operación.
- Ofrece protección contra la sobrepresión y disminuye el riesgo por manejo de alta presión dentro de la estación.
- Disminuye los tiempos de mantenimiento (recalibración) del sistema.
- Facilita una medición precisa.
- Operación eficiente y a menor costo.

Los parámetros a considerar para la selección del elemento regulador consisten en cuatro aspectos fundamentales:

- Condiciones Operacionales
 - Presión de Entrada
 - Presión de Salida
 - Flujo Volumétrico
- Filosofía de Operación y Análisis de Riesgo
 - Filosofía de Regulación (Alivio, Monitoreo)
 - Número de Etapas de Regulación
 - Número de Trenes de Regulación

- Composición y Calidad del Gas Natural
 - Punto de Rocío
 - Contenido de Humedad para determinar la presencia de condensado
 - Contenido de sólidos
- Consideraciones Adicionales
 - Venteo / Emisiones de la cámara del actuador
 - Espacio Disponible en las instalaciones
 - Volumen del tramo de tubería aguas abajo
 - Tamaño de la tubería necesario y tipo de conexión.



Figura 3.-Reguladores de presión (Pietro Fiorentini, 2020)

Sistema de Seguridad.

Su función es proteger los distintos equipos dentro de la estación (recipientes, intercambiadores de calor, bombas, compresores, etc.) ante un elevado aumento de presión y temperatura, generalmente debido a fallas en los procesos o descuidos en la operación.

Los dispositivos del sistema actúan liberando el fluido (líquido o gas) que circula o se almacena en el equipo protegido, ya sea a la atmósfera o a un caño o recipiente colector especialmente diseñado para tal función.

Los componentes principales de dicho sistema son las válvulas de relevo (Figura 4). Las válvulas de relevo contienen un mecanismo de cierre y apertura a una presión indicada basado en la ley de Hooke operada por resortes. Al sobrepasar la presión de apertura el elemento de seguridad se vence liberando el gas a la atmosfera, lo que ocasiona una baja de presión en toda la línea salvaguardando la integridad del resto de los equipos que conforman la caseta de medición, cuando la presión baja y alcanza el nivel de cierre la válvula bloquea el desfogue de gas para evitar la caída adicional de presión, este accionamiento se repite hasta que las condiciones de flujo se consideran seguras.



Figura 4.-Válvula de alivio de presión y/o seguridad (SATEL,2020)

Sistema de Medición de Calidad de Gas.

El objetivo de este sistema (Figura 5) es determinar la composición del gas natural y su contenido de H_2O y H_2S , mediante el uso de un cromatógrafo y analizadores dedicados a humedad y ácido sulfhídrico, ya sea en línea o en laboratorio, además de obtener las propiedades termodinámicas del gas natural, de las que destacan la densidad, el poder calorífico, el factor de compresibilidad y la viscosidad.

Dichos valores del gas natural a su vez se utilizan para realizar el cálculo de la conversión del volumen a condiciones de flujo a condiciones de base (temperatura y presión establecidas para permitir comparaciones) y así calcular el flujo de energía.

En general el sistema utiliza un método físico de separación basado en el punto de ebullición de los componentes para determinar y analizar mezclas complejas.

Dos aspectos que afectan la calidad del gas son la degradación y la contaminación.

La degradación es un proceso que ocurre cuando hay una mezcla de flujos de gases incompatibles (amargo y dulce) y puede ocurrir tanto en condiciones de flujo normal y anormal, este problema existe para flujo de gas natural “upstream”, no para flujo de gas natural “downstream”.

La contaminación es la adición de un ingrediente externo al gas natural, ya sea antes o después de que este entre al sistema de transporte. Por ejemplo, dumping ya sea accidental o intencional, el uso de aceites lubricantes, solventes o químicos pueden generar contaminación. Los contaminantes pueden tener efectos perjudiciales en las tuberías, en la planta de energía, en la planta de gas, y en general en la seguridad pública o en el ambiente. El potencial es significativo. Los contaminantes pueden causar daños a los sistemas, a las plantas de procesamiento, a los usuarios industriales, usuarios comerciales y usuarios residenciales del gas natural (CIATEQ, 2017).

Instalación

La instalación debe ubicarse en un punto donde la mezcla del gas sea homogénea y representativa del gas que está fluyendo.

El cromatógrafo debe cumplir con la NOM-001-SECRE-2010 en general:

- El Cromatógrafo cuenta con un módulo analítico, el cual está integrado por un horno con regulación de temperatura y presión automática, columnas empacadas de separación, válvulas duales y detectores por conductividad térmica (TDC) los materiales de los internos que transportan la muestra son en acero inoxidable.
- Soporte de Cálculos energía: GPA 2172, ISO 6976, ASTM 3588
- Soporte Cálculos por compresibilidad: AGA 8, ISO 12213, NX-19
- Cumplimiento de Estándares de análisis: GPA 2261, ISO 6974, ASTM 1945



Figura 5.-Cromatógrafos de gases, Analizadores de calidad de gas COIMSUR 2020

Sistema de Medición.

Se refiere sistema de medición al conjunto de componentes mecánicos y electrónicos utilizados para determinar el flujo del hidrocarburo a través de la estación de medición.

Los componentes principales del sistema de medición se pueden clasificar en elementos primarios, secundarios y terciarios.

Elementos primarios.

El elemento primario se refiere al medidor de flujo. Los medidores de flujo se clasifican en aditivos o extractores. Los medidores aditivos añaden energía al sistema para determinar el flujo, mientras que los medidores extractores requieren energía del sistema para determinarlo.

Posteriormente se subclasifica en discreto o inferencial. Los medidores discretos determinan el flujo separándolo continuamente en segmentos discretos y contándolos. Los medidores inferenciales infieren la tasa de flujo midiendo alguna propiedad dinámica del fluido. (Gallagher, 2006)

Los elementos primarios en medición de Gas Natural son Placa de orificio, Medidor ultrasónico, Desplazamiento positivo, Rotativos, Medidor de flujo tipo turbina, Medidor de flujo tipo Coriolis, ver Anexo 3 Elementos de medición.

Elementos secundarios.

Los elementos secundarios de medición se encargan de recibir la señal proveniente de los elementos primarios, la transforma para transmitirla como una señal eléctrica, neumática, hidráulica etcétera, dependiendo del tipo de instrumento que se esté usando, por lo tanto, a estos elementos se les conoce como "elementos secundarios de medición y transmisión o transmisores"(Gallagher, 2006).

Elementos Terciarios.

Son dispositivos electrónicos programados para calcular correctamente el flujo con límites específicos los cuales reciben información de los elementos primarios y secundarios de medición. Un elemento terciario puede ser un computador electrónico de flujo (CEF), un sistema de supervisión, control y adquisición de datos (SCADA) o cualquier otro dispositivo usado para almacenar datos y calcular la cantidad de fluido.

Dentro de esta clasificación podemos incluir los sistemas de comunicación remota y las interfaces hombre maquina (HMI) o interfaz de usuario.

En la norma ISO 9241-110, el término interfaz de usuario se define como "todas las partes de un sistema interactivo (software o hardware) que proporcionan la información y el control necesarios para que el usuario lleve a cabo una tarea con el sistema interactivo", el término se puede aplicar técnicamente a cualquier pantalla que permita a un usuario interactuar con un dispositivo.

Sistema Electrónico de Medición.

Tiene como funciones principales la de realizar el cálculo de flujo mediante la ecuación que corresponda según el tipo de medidor, almacenar datos o históricos, transmisión de datos y la consulta de históricos, es común denominar al sistema principal como Computador Electrónico de Flujo Figura 6.-Sistema Electrónico de Medición CEF (COIMSUR, 2020)

El CEF se define como una unidad de procesamiento aritmético con un dispositivo de memoria asociado, que acepta señales eléctricas convertidas, que representa variables provenientes de un sistema de medición y que ejecuta los cálculos con el propósito de proporcionar la tasa de flujo y datos de cantidad total (API MPMS 21.1).

O como el equipo electrónico de cómputo, de tipo industrial, dedicado al cálculo y totalización de flujo que pasa por un punto de medición, definido previamente; adicionalmente puede realizar tareas de control, monitoreo y almacenamiento de datos relacionados al control administrativo de una estación de medición (NRF-083-PEMEX-2004).



Figura 6.-Sistema Electrónico de Medición CEF (COIMSUR, 2020)

Sistema de Comunicación SCADA.

El acrónimo SCADA viene del inglés “Supervisory Control And Data Acquisition” es decir Supervisión Control y Adquisición de Datos. Este sistema tiene como finalidad supervisar y controlar remotamente los componentes de una instalación, como es la apertura de válvulas reguladoras, accionamiento de actuadores, encendido de sistemas de energía de emergencia entre otros, puede integrar datos recogidos desde diferentes sensores y equipos. Estas lecturas se realizan en tiempo real y pueden generar históricos de los datos obtenidos. (PENIN, 2013)

Los datos son recogidos mediante protocolos de comunicaciones que permiten el control de una red de dispositivos, y comunicar los resultados a una PC. También se usa para la conexión de un PC de supervisión con una unidad remota (RTU).

Los SCADA (Figura 7) son programas de Software instalable en equipos y servidores, un usuario de una planta automatizada podrá ver y controlar desde él todos los equipos e instrumentos integrados en el sistema.

Además de las lecturas y escrituras de datos, el SCADA nos permite:

- Activar alarmas cuando se den ciertas circunstancias. Estas activaciones pueden llevar consigo la realización de otra acción como el envío de un correo electrónico o SMS.
- Generar históricos. Además de las lecturas en tiempo real, se pueden elegir aquellas variables de las que se quiere tener el histórico. También se puede configurar la frecuencia con la que se archivan estos valores, así como elegir si el valor que se quiere archivar es el existente en ese momento, el máximo de un intervalo de tiempo o una media de valores.
- Graficación. Todos los datos pueden representarse mediante gráficas y tablas desde el mismo sistema.
- Control de acceso de usuarios. El SCADA permite asignar permisos a los botones, para que un usuario del sistema tenga acceso limitado de visualización o manipulación de datos, también se puede llevar un registro de aquellos usuarios que inician sesión en el SCADA.
- Funciones de importación y exportación con otras herramientas como Microsoft Excel.

- Algunos permiten la instalación de un navegador en el ordenador con el que se desea acceder al SCADA haciendo que el acceso remoto sea directo a él y no a una cuenta en el sistema operativo del servidor.



Figura 7.-Sistema SCADA (COIMSUR, 2020)

Sistema de Administración de la Medición (SAM).

Un SAM es un conjunto de herramientas, principalmente un SCADA y un Software repositorio de datos, que tiene la finalidad de facilitar y mejorar los procesos administrativos, así como operativos desde la adquisición de datos en la caseta de medición, hasta el procesamiento del resumen para carga al sistema de facturación.

Dicho sistema permite:

- Monitoreo de los datos en vivo.
- Monitoreo de los datos históricos.
- Manipulación de sistemas electrónicos en las estaciones de manera remota.
- Apertura y cierre de válvulas.
- Gráficos y estadísticas de datos de medición.
- Reportes de consumo, validaciones o cumplimiento normativo.
- Realización de cálculos referentes al proceso.
- Simulación.

Algunos sistemas también permiten un control de datos específicos de cada estación como programas de mantenimiento, certificados de calibración, Diagramas de Tuberías e Instrumentación entre otros.

Facturación.

Según la Real Academia Española (RAE) una factura es un documento emitido en el que se relacionan los objetos o servicios incluidos en una transacción económica, junto con su precio y otros datos de identificación de los contratantes. entre otras cosas, debe incluir toda la información de la operación.

Podemos decir que es una acreditación de la transferencia de un producto o servicio tras la compra del mismo.

Una de las finalidades de la medición de Gas Natural es tener de manera exacta la energía transportada en forma de gas sobre todo el sistema de ductos hacia cada uno de los destinos de transferencia de custodia y usuarios finales, para finalmente proceder a la facturación del servicio proporcionado.

Reporte de actividades.

Actividad 1 Operador del SAM.

Cada que un cliente se interconecta al Sistema Nacional de Gasoductos (SNG) además de la caseta física necesaria para el control y medición, es obligatorio crear una caseta lógica para el sistema de administración de la medición.

Actividad 1.1 SAM Grupos y Áreas.

Para clasificar dicha caseta fue necesario identificar el Área de operación y el grupo en que se encontrará dicha caseta (Figura 8).

Las áreas de operación definidas en la empresa pueden ser:

- Norte
- Noreste
- Centro
- Sur

Para el caso de los grupos (subdivisiones de las áreas) estos pueden incorporarse a un existente o crear uno para su mejor clasificación.

Algunos ejemplos de grupos pueden ser:

- EdoMex (Medidores que se encuentran en el Estado de México)
- Puebla (Medidores encontrados cercanos a la ciudad de Puebla)
- Centro 1 (Medidores que más consumen en el área de operación centro)
- GMP (medidores donde la medición está a cargo de algún área de la empresa “Gas Measurement Productive”)

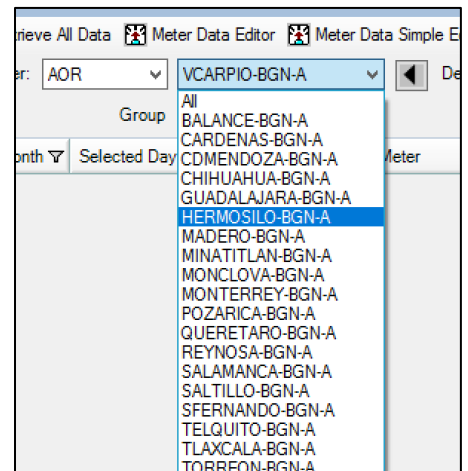


Figura 8 Grupos dentro de un SAM

Actividad 1.2 Creación de Objetos.

Para poder dar de alta las casetas también creé diferentes objetos como puntos de calidad de gas, medidores y estaciones lógicas de medición.

Una estación lógica es un objeto dentro del SAM compuesta por uno o más medidores y una o más zonas de análisis o puntos de calidad de gas.

Actividad 1.3 Crear un medidor.

Para la creación de la estación lógica fue necesario crear un medidor de flujo y un medidor de gas lógicos.

Para el medidor de flujo requerí conocer:

- Tipo de elementos primarios instalados en las casetas físicas (de tipo presión diferencial o de pulsos).
- La ubicación geográfica de la caseta.
- Presión atmosférica.
- Diámetro de la tubería.
- Números de serie de cada elemento o componente de la caseta de medición (elemento primario, transmisores de presión y temperatura, filtro, etc.), con la finalidad de evitar procesos de vandalismo.

Para los casos en que las casetas fueron de presión diferencial, además necesité conocer:

- Los números de serie de la placa de orificio.
- Diámetros externo e interno del tubo de medición.
- Diámetro del orificio de la placa.
- Los límites de operación (temperatura, presión estática y presión diferencial).

Para los casos en que las casetas fueron de elementos primarios de registros de pulsos, además necesité conocer:

- El factor de flujo de fábrica del medidor.
- Los factores de corrección establecidos en las calibraciones del elemento primario.
- Los límites de operación (temperatura, presión estática y flujo)

Para los medidores de calidad de gas o zonas de análisis fue necesario que contara con la cromatografía completa de la zona de análisis, dicha cromatografía la obtuve al enlazar un punto de análisis o cromatógrafo al SCADA o realizando la interrogación del equipo en campo con el software dedicado y así pude importar dicha calidad de gas.

Actividad 1.4 Crear una estación de medición.

Finalmente, dentro del SAM enlacé los medidores de flujo y calidad de gas para formar cada una de las estaciones lógicas de medición. Dichas casetas se validaron de manera automática con el software que programé mediante la configuración de Bandas Operativas (BO).

Actividad 1.5 Creación de Bandas Operativas.

Una Banda Operativa (Figura 9) es una herramienta de análisis que muestra los rangos normales de trabajo de un medidor.

Mediante un histórico de operación de por lo menos 365 días realicé una validación de los datos que se almacenaron en el SAM.

Dicho histórico muestra los límites máximos y mínimos para los valores más representativos de la medición como el volumen, energía, presión, y temperatura.

Los límites me ayudaron a caracterizar los nuevos valores entrantes, donde identifiqué los puntos en que la tendencia se perdía y mostraba inconsistencias en el consumo de los clientes y su correcta interpretación me permitió identificar fugas o tomas clandestinas.

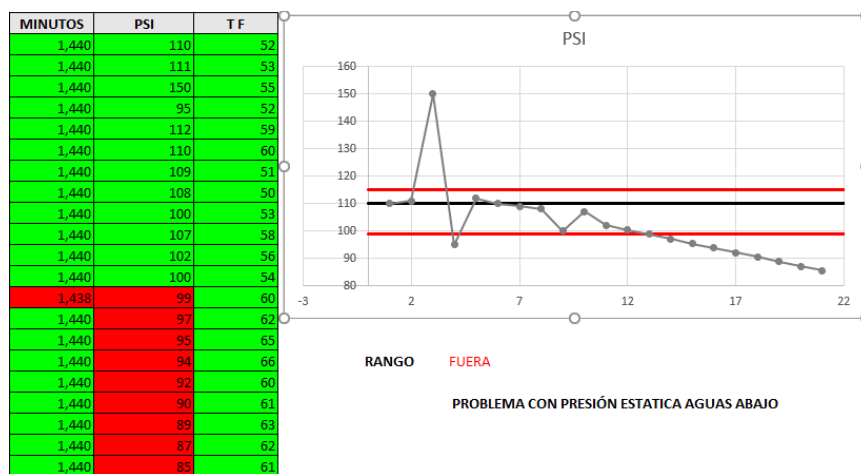


Figura 9 Banda operativa con elemento fuera de rango.

Actividad 1.6 Generación de Reportes.

El sistema cuenta con un generador de reportes online, dichos reportes tienen la finalidad de poder compartir la información conjunta de la medición como por ejemplo un reporte de consumo mensual.

Para el cumplimiento normativo generé reportes que muestran los valores o días en que un gas se encontró fuera de los límites de la NOM-001-SECRE-2010 de manera mensual para atender los requerimientos de las entidades regulatorias.

Actividad 2 Monitoreo de dato diario.

Diariamente verifiqué las comunicaciones de las instalaciones con el SCADA de manera remota ya que es común que las estaciones pierdan la comunicación con el SCADA y el SAM cuando existen ciertas condiciones meteorológicas como tormentas, ondas de calor, frentes fríos, o bien problemas con los equipos como cortes de energía, saturación de alarmas o malas prácticas de los operadores de las casetas.

Es debido a esto que es necesario tener un monitoreo continuo de las estaciones, así como verificar las señales para identificar posibles fallas y pérdidas de información, dichos faltantes pueden generar datos irreales que son necesarios confirmar físicamente en campo.

Actividad 2.1 Revisión de dato de medidor.

Derivado de los problemas descritos se generó protocolo de monitoreo diario (Figura 10).

Para actuar ante estos escenarios confirmé la integridad de la comunicación y el dato de cada uno de los medidores a mi cargo apegándome a los procedimientos de operación de la empresa.

Actividad 2.3 Revisión de dato de la calidad de gas.

La revisión de la comunicación de los puntos de calidad de gas involucró un monitoreo más exhaustivo debido a dos puntos principales:

- La calidad de gas se obtiene por la recolección de datos de manera horaria, lo que la hace más susceptible a pérdidas de información.

ESTACION	comunicación DIARIA.			
66666-01	ok	ok	ok	ok
66665-01	ok	ok	ok	ok
66666-02	ok	ok	ok	ok
66665-02	ok	ok	ok	ok
66666-03	ok	ok	ok	ok
66665-03	ok	ok	ok	ok
66666-04	ok	ok	ok	ok
66665-04	ok	ok	error	error
66666-05	ok	ok	error	error
66665-05	ok	ok	error	error
66666-06	ok	ok	ok	ok
66665-06	ok	ok	ok	ok
66666-07	ok	ok	ok	ok
66665-07	ok	ok	ok	ok

Figura 10.-Formato tipo de monitoreo diario

- Los datos obtenidos de un medidor de calidad de gas afectan a “n” número de medidores, ocasionando que el error se propague a todos los elementos de la zona de análisis.

Actividad 3 Cierres de medición.

Los cierres de medición son chequeos de la información que recopila el sistema de administración. Dentro del cierre se realizan la mayoría de las actividades del analista de medición, se encuentran los valores fuera de tendencia, se detectan errores de los equipos que conforman la caseta, se evalúan las necesidades de los usuarios y se realizan proyecciones para los programas generales de operación y mantenimiento. Dicha actividad se complementa con ajustes de los datos obtenidos en conciliaciones con usuarios.

Los cierres de medición se realizan en cuatro periodos correspondientes a los días 8-9, 15-16, 22-23 y 1-2 de cada mes. Aunque la actividad completa se desarrolla en promedio en 4 días.

Para los cierres de medición necesité:

- Los datos fuente de calidad de gas (datos extraídos directamente del CEF o de un cromatógrafo mediante una conexión a un ordenador portátil). La cromatografía generalmente viene en condiciones estándar:
 - P=14.73 PSI
 - T=60 °F
- Los datos fuentes de la información de los elementos primarios y transmisores a verificar. Los datos generalmente vienen en condiciones base:
 - P=14.22334 PSI
 - T=68 °F
- Herramientas de análisis (SAM).
- Minutas de conciliación.
- Bandas operativas.
- Reportes de paros de actividades de los usuarios.
- Historial de condiciones meteorológicas extremas en el periodo.

Actividad 3.1 Revisión de datos de medición horarios.

Como primer paso en cada cierre de medición ingresé a las aplicaciones disponibles en el SAM, seleccioné medidor y periodo a analizar.

Dentro de la interfaz para esta primera parte lo principal que verifiqué fue la cantidad de datos horarios registrados (Figura 11) por el CEF con los que se contaban (tienen que ser 24 datos correspondientes a cada una de las horas que conforman un día operativo).

Cuando no conté con los 24 datos en algún día operativo, requerí realizar la intervención manual y programar una captura de los registros horarios faltantes.

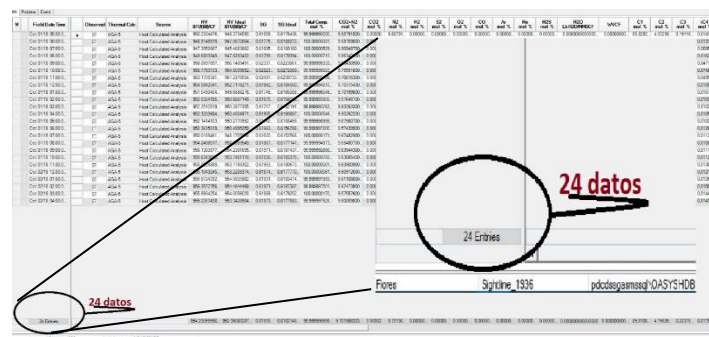


Figura 11.-Visualización de un día operativo completo dentro de un SAM

Actividad 3.2 Revisión de datos de calidad de gas.

Para el caso de la información obtenida de calidad de gas, revisé principalmente los datos de la composición, verificando el cumplimiento de rangos de la mezcla y la tendencia con periodos de cierres anteriores, descartando fallas que se pueden considerar comunes en la operación de los equipos analizadores.

Una vez que terminé con la revisión de todos los días del periodo correspondiente, procedí a encontrar tendencias entre los datos horarios y los promedios diarios de un mismo periodo.

Actividad 3.2.1 Verificar calidad de gas en dato diario.

Los datos que verifiqué en el SAM contra el registro fuente (Figura 12) fueron más no se limitaron a:

- Fecha y hora
- iButano
- Metano C1
- nButano
- Nitrógeno N₂
- iPentano
- Etano C₂
- nPentano
- Propano
- nHexano
- H₂O
- nHeptano
- H₂S
- nOctano
- Hidrógeno
- nNonano
- Dióxido de Carbono
- nDecano
- Monóxido de carbono
- Componente Plus
- Oxígeno
- Helio

15-Nov-20 14:15 INFORMACION DIARIA DE COMPOSICION DEL TUBO 1 Page 1										Volume	Energy	HV	Flow	Press.	Temp.	Dim.	
GFC TAG: GFC ID: SOFTWARE:										MCF	MMBT U(IT)	BTU(IT)/CF	Time Minute	PSIA	F	inches of Press.	
FECHA	HORA	METANO	N2	CO2	ETANO	PROPANO				43.766068	42.963	981.6395692	1440	67.41	63.91999817	30.99	
H2O	H2S	H2	CO	O2	IBUTANO	NBUTANO				46.92041	46.048	981.4080871	1440	67.18	64.97000122	35.53	
IPENTANO	NPENTANO	NEXANO	NEPTANO	NOCTANO	NNONANO	NDECANO				37.428467	36.712	980.8536869	1440	67.12	68.51000214	22.76	
HELIO	ARGON	GRAV	ESP	POD	CALOR				41.185776	40.399	980.8957482	1440	67.08	67.06999969	27.51		
11-15-20	12:00	96.299	1.051	0.440	2.096	0.082				55.701275	54.569	979.680663	1440	67.07	67.72000122	50.68	
0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.008	0.009				45.778313	44.904	980.9083385	1440	67.07	68.38999939	34.05
0.003	0.002	0.002	0.000	0.005	0.002	0.000	0.000				48.409588	47.465	980.4933365	1440	67.03	67.66000366	38.13
0.000	0.000	0.57505	1017.568							37.610641	36.844	979.6094984	1440	67.1	66.54000092	22.97	
11-15-20	11:00	96.289	1.041	0.442	2.115	0.082				38.474491	37.745	981.0505856	1440	67.05	65.12000275	23.85	
0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.008	0.009				32.689304	32.098	981.9018911	1440	67.05	65.56999969	17.18
0.003	0.002	0.001	0.000	0.005	0.002	0.000	0.000				29.744491	29.147	979.9168223	1440	67.1	64.70999908	14.12
0.000	0.000	0.57510	1017.761							43.208866	42.346	980.0260143	1440	67.05	64.91999817	30.17	
11-15-20	10:00	96.363	1.044	0.437	2.046	0.082				40.664448	39.834	979.5699764	1440	67.07	67.04000092	26.83	
0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.008	0.009				22.665388	22.272	982.6340891	1440	67.14	68.73000336	8.27
0.003	0.002	0.001	0.000	0.001	0.002	0.000	0.000				25.543118	25.074	981.6282703	1440	67.16	68.69000244	10.44
0.000	0.000	0.57460	1017.058							31.824556	31.232	981.3847879	1440	67.24	65.5	16.23	
11-15-20	09:00	96.414	1.073	0.407	1.996	0.083											
0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.008	0.009										
0.003	0.002	0.002	0.000	0.000	0.002	0.000	0.000										
0.000	0.000	0.57415	1016.620														

Figura 12 Lado izquierdo información de calidad de gas en Documento fuente, lado derecho información en SAM de medidor

Actividad 3.3 Revisión de datos con plantilla de validación.

Para facilitar la revisión de los medidores realicé plantillas de validación (Figura 13), cumpliendo con las características y especificaciones por estación. Dichas plantillas alertan cuando encuentran diferencia entre los datos cargados en el SAM y el documento fuente proveniente de los dispositivos en campo.

Field Code	Flow Rate	Temp	Press	KOH	Volume	Assessment
4400	1440	65.07	67.00997336	23.83	39.96882	0
4400	1440	66.94	67.00997336	23.83	39.96882	0
4400	1440	69.16	67.00997336	20.95	35.97239	0
4400	1440	64.99	67.00997336	34.33	30.22309	0
4400	1440	64.99	67.00997336	34.43	30.34007	0
4400	1440	63.83	67.00997336	14.8	30.38138	0
4400	1440	67.12	67.00997336	20.21	35.42381	0
4400	1440	66.9	67.00997336	22.8	37.53835	0
4400	1440	64.93	67.00997336	22.28	37.27104	0
4400	1440	66.84	67.00997336	24.42	38.97586	0
4400	1440	64.99	67.00997336	22.2	37.29717	0
4400	1440	66.8	67.00997336	22.95	37.99717	0
4400	1440	66.71	67.00997336	20.94	35.54566	0
4400	1440	64.98	67.00997336	21.84	37.00939	0
4400	1440	64.93	67.00997336	23.45	39.78762	0
4400	1440	60.9	67.00997336	22.42	37.4744	0

Figura 13.-Plantilla de validación de medición típica.

Actividad 3.4 Revisión de tiempo operativo.

Derivado de problemas con los equipos o con la comunicación de la caseta al SCADA, frecuentemente los datos obtenidos por el SAM muestran errores en el tiempo operativo, estos errores son denominados cortes de medición, los cuales generan más de 24 registros ya que dividen las horas operativas en subgrupos de horas y minutos.

Para cada inconsistencia de tiempo verifiqué que la suma del tiempo operativo fuera igual a 1,440 minutos de cada día, a excepción de los cambios de horario estacionales propios de nuestro país (en el cambio de horario los valores de tiempo son 1,500 o 1,380 minutos, según corresponda al cambio de verano e invierno), además de los registros de eventos y alarmas (Figura 14) para determinar el origen del corte de medición.

```

15-Nov-2008 14:15 |
00989 000000000 01-JAN-87 00:14:20.0 15-NOV-20 08:00:00.0
00:14:20.0 01-JAN-87 #DIAG.001. ON C-ALARM
00:14:20.0 01-JAN-87 #DIAG.001. OFF C-RETURN TO NORMAL
00:24:32.0 01-JAN-87 CHROM.DIAG. 100000 HIGH C-ALM ( 0.5)
00:49:52.0 01-JAN-87 CHROM.DIAG. 0 RETURN TO NORMAL
11:38:52.0 25-NOV-19 #DIAG.001. ON C-ALARM
11:38:52.0 25-NOV-19 #DIAG.001. OFF C-RETURN TO NORMAL
13:10:44.0 25-NOV-19 #DIAG.001. ON C-ALARM
13:10:44.0 25-NOV-19 #DIAG.001. OFF C-RETURN TO NORMAL
13:16:08.0 25-NOV-19 #DIAG.001. ON C-ALARM
13:16:08.0 25-NOV-19 #DIAG.001. OFF C-RETURN TO NORMAL
18:20:00.0 16-MAR-20 OVRIDE.STATUS.TF6 ON TO OFF STATUS CHANGE
18:20:08.0 16-MAR-20 OVRIDE.STATUS.TF6 OFF TO ON STATUS CHANGE
18:20:08.0 16-MAR-20 OVRIDE.STATUS.TF6 ON TO OFF STATUS CHANGE
18:20:12.0 16-MAR-20 OVRIDE.STATUS.TF6 OFF TO ON STATUS CHANGE
18:20:24.0 16-MAR-20 OVRIDE.STATUS.TF6 ON TO OFF STATUS CHANGE
    
```

Figura 14.-Registro típico de eventos de un CEF

Actividad 3.5 Captura manual.

Dentro de la aplicación del SAM realicé captura manual de datos provenientes de interrogaciones realizadas a los computadores electrónicos en sitio, por personal operador.

Estas capturas las realicé cuando no existían datos de medición o calidad de gas de las casetas, debido a que los usuarios no estaban conectados al SCADA por encontrarse en ubicaciones remotas, falta de modernización de las instalaciones o simplemente porque tuvieron problemas de otra índole, como falta de comunicación.

Constantemente trabajé en conjunto con el supervisor de medición del área correspondiente, dado que es el encargado de recopilar y obtener los datos provenientes de las interrogaciones hechas a cada medidor.

Las interrogaciones son solicitadas y enviadas semanalmente por vía de correo electrónico u otro medio de comunicación digital o son depositadas en las carpetas correspondientes de repositorios en la web.

En ocasiones los datos obtenidos se encuentran en formatos para los que es necesario contar con aplicaciones especializadas de cada proveedor, utilicé distintos softwares para extraer documentos y procesarlos a entornos más amables de trabajo como un archivo de Bloc de Notas o una hoja de cálculo en Excel, dichos archivos contenían en forma de lista los datos de presión, temperatura, tiempo de flujo, presión diferencial, pulsos o frecuencia, así como otros datos que necesité para la gestión de la medición.

Actividad 3.6 Término de cierre de medición

Para completar el proceso elaboré un resumen con los eventos, correcciones validaciones, rectificaciones, capturas, modificaciones, graficas de tendencia, conciliaciones y ajustes de los datos en las aplicaciones del SAM.

Envié dichos informes por correo electrónico a fin de obtener el archivo especializado que contiene los datos que fueron transferidos al proceso de facturación.

Actividad 3.7 Facturación

Una vez obtenido el archivo con los datos de facturación procedí a validar dicha información y verifiqué las totalidades de los consumos de todos los usuarios a mi cargo.

Validada la información generé un nuevo archivo en un sistema dedicado para la facturación llamado MYQUORUM. Finalizando así las actividades del cierre de medición.

Actividad 4 Evaluación de elemento primario.

Actividad 4.1 Validación con certificados de calibración.

Como parte de mis actividades me encargué de monitorear el correcto funcionamiento de los equipos instalados en las casetas, la manera más aceptada para garantizarlo es obteniendo los certificados de calibración.

De manera más general los medidores se pueden clasificar para un mejor entendimiento del SAM en medidores de presión diferencial o medidores de pulsos dependiendo su principio de funcionamiento.

Para los medidores que pertenecen al grupo de presión diferencial no existen certificados de calibración emitidos por una entidad acreditada, simplemente existen verificaciones realizadas por personal competente apegadas a programas de mantenimiento.

Para los medidores de pulsos existen los certificados de calibración, que son documentos emitidos por el fabricante o por laboratorios acreditados donde se avalan las características del correcto funcionamiento del elemento primario de medición.

Dichas características pueden ser:

- Meter factor (relación que existe entre número de pulsos emitidos y su equivalencia en volumen).
- K factor (constantes determinadas a partir de la desviación del elemento primario con su valor original).
- Diámetros.
- Presiones de operación.
- Temperatura de operación.

Dentro de los programas de mantenimiento también se realizan calibraciones de elementos secundarios y terciarios de medición de los cuales se obtienen documentos similares a un certificado.

Una vez obtenidos dichos documentos validé que en conjunto cumplieran con los requerimientos para ser transferidos al SAM, con lo que posteriormente efectué las configuraciones de cada estación conforme a lo plasmado en dichos documentos oficiales.

Actividad 4.2 Verificación de límites operativos

Además del rango de operación de los elementos de una estación de medición (establecidos por certificados o el fabricante), determiné los límites operativos con un análisis simplificado del consumo histórico de dicha estación a lo largo de un periodo específico (un año anterior al análisis) en conjunto con las Bandas Operativas y los formatos de cálculo de volumen conforme a la normatividad aplicable.

Los resultados de la verificación arrojan información más representativa del rango común de operación para cada estación, dejando de lado la generalidad del rango del fabricante.

Actividad 4.3 Sustitución de límites operativos en el SAM

Una vez que obtuve los límites operativos, los sustituí dentro del SAM para lograr detectar de manera automática cuando un valor no se encontraba dentro de las fronteras programadas.

Validé las alarmas que generó el sistema para confirmar si el dato de medición obtenido fue correcto, e incluso capté periodos de operación anormal que ayudaron a la detección de fugas y tomas clandestinas.

Actividad 5 Estudio de incertidumbre en la medición.

Proporcioné la información necesaria al departamento de confiabilidad de la medición para lo obtención del presupuesto de incertidumbre.

Dicho estudio debe cumplir un estándar menor al 1% de incertidumbre por estación de medición para que exista una confiabilidad en la manera de medir en la caseta y cumplir con los criterios normativos.

Además de la definición clásica, el análisis de incertidumbre se puede definir como el procedimiento de modelación de los errores derivados de los instrumentos y los protocolos de medición.

Dichos modelos se obtienen a partir de distribuciones de datos obtenidos en cada procedimiento de medición, debido a que las mediciones nunca se toman bajo condiciones perfectas, los errores pueden venir de desajustes, desgastes, envejecimiento de equipos, malas técnicas de medición, equipos inadecuados entre otras.

La evaluación de la incertidumbre se divide en 4 pasos, al término de estos el análisis es el departamento de confiabilidad de la medición determina el presupuesto de incertidumbre.

- Paso 1: Especificar el modelo matemático que incluye la relación entre el mensurando y las magnitudes de entrada de las que depende.
- Paso 2: Se identifican las fuentes de incertidumbre que interviene directa o indirectamente en el proceso de medición mediante un diagrama causa efecto. Entre las fuentes más comunes se encuentran:
- Resultados de la calibración del instrumento, la incertidumbre del patrón, repetibilidad de las lecturas, reproducibilidad de las mediciones por cambio de observadores, resoluciones, variaciones en las condiciones ambientales y magnitudes de influencia.
- Paso 3: Se cuantifican las fuentes de incertidumbre de tipo A y tipo B
- Paso 4: Se determina la incertidumbre total y se reporta el resultado al área de confiabilidad de la medición para la elaboración del presupuesto de incertidumbre.

En cuanto el presupuesto de incertidumbre llegó a mi área, me encargué de validar el cumplimiento de las instalaciones a mi cargo y canalizar los cambios necesarios a las áreas de modernización.

Actividad 6 Análisis de corrientes.

Debido a los costos que involucra la colocación, operación y mantenimiento de los equipos analizadores en los puntos de calidad de gas, es común que los usuarios que cuentan con estos instrumentos compartan los registros obtenidos con otros usuarios interconectados sobre la misma línea de gas dentro del área de influencia.

Para determinar si un usuario es candidato a utilizar la información de cromatografía de otra caseta para su proceso de facturación, realicé un estudio específico de las condiciones operativas del ducto.

Actividad 6.1 Diagrama de sistema por sector.

Identifiqué la totalidad de extracciones e inyecciones de gas que se encuentran interconectadas sobre tramos de ductos específicos. Estos tramos son pertenecientes a una misma área de operación.

Contabilicé los consumos que tuvieron las estaciones sobre el tramo seleccionado.

Monitoreé los cambios de presión sobre el gasoducto para establecer la dirección del flujo del hidrocarburo.

Presenté los resultados en un reporte unifilar (Figura 15) que representa al sector completo y determina las zonas de influencia de la calidad predominante del gas natural.

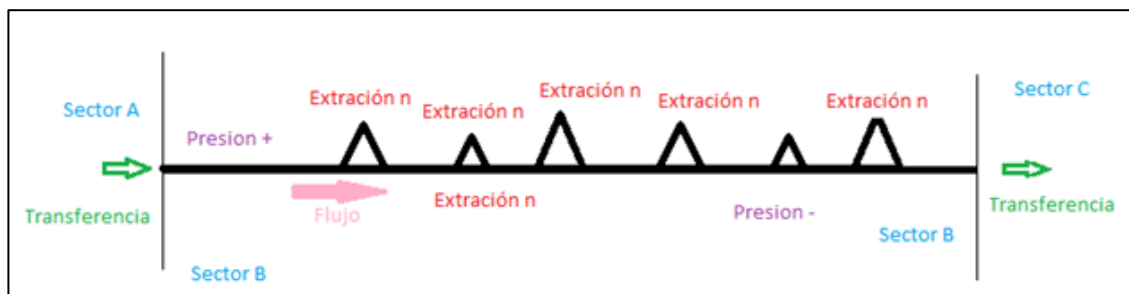


Figura 15.- Diagrama unifilar básico

Actividad 6.2 Evaluación del sistema por sector.

Después de que actualicé el diagrama unifilar o el diagrama por sector se procedió con la evaluación del sistema.

- Identifiqué las presiones en diferentes secciones del diagrama.
- Hice un balance de extracciones e inyecciones.
- Verifiqué los valores del empacamiento de la línea.

Actividad 6.3 Análisis completo del sistema.

Una vez definida la evaluación del sistema a nivel sector y se identificaron las transferencias, extracciones e inyecciones, se concentra esta información en un diagrama completo del Sistema Nacional de Gasoductos (Figura 16).

Mediante este diagrama resguardé las condiciones normales de operación y mantuve la funcionalidad de una parte de la red de gasoductos por periodos definidos.



Figura 16.- Diagrama típico de una red de gasoductos.

Actividad 6.4 Aplicación del Análisis de corrientes.

Mediante un análisis de corrientes me fue posible determinar de manera correcta los puntos de calidad, que se asociaron a las estaciones que comparten la misma línea de flujo, discretizando entre una inyección, una mezcla de diferentes inyecciones, mezcla de inyección y transferencia y con esto dar cumplimiento normativo, eliminando inconformidades que surgen por la mala asignación de puntos de calidad de gas, y respetándolos estándares de la NOM-001-SECRE-2010 regulada por la CRE.

Actividad 7 Gestión de actividades de campo.

Actividad 7.1 Administración de Repositorio WEB.

Una de las mejores maneras para poder tener control sobre lo que sucede en el sistema en tiempo real es la utilización de editores de base de datos en vivo. Un repositorio WEB me permitió transferir información relevante de las estaciones de medición, como certificados, diagramas de tuberías e instrumentación, formatos de validación permitiéndome clasificar esta información por área y utilizar otros filtros para un manejo conveniente.

Actividad 7.2 Validación de información.

Como analista de medición, derivado de la experiencia adquirida en las actividades anteriormente descritas, generé el criterio necesario para la identificación de información poco útil proveniente de campo, que no cumple con los estándares de calidad o que contamina a los datos utilizados en los análisis internos de medición. Consecuentemente logré clasificar la contraparte por área, gasoducto, estación y tema de interés.

Además, validé cálculos dentro de los formatos que rigen algunos procesos.

Actividad 7.3 Base de datos.

Me encargué de la administración, cambio, actualización y modificación constante de la base de datos principal, que contiene los archivos y datos que rigen las actividades del departamento de medición, dicha base congrega información simple y a detalle referente a cada instalación, como el número de estación, certificados de calibración de instrumentos, oficios de administración de cambios, diámetros de tuberías y características de cada elemento encontrado físicamente en las ERM.

Actividad 8 Visitas a estaciones.

Tiene por objetivo la supervisión de las actividades de validación y verificación de los elementos que componen las estaciones de medición.

Actividad 8.1 Visitas a estaciones.

Actualicé la información de la base de datos principal con la ubicación en coordenadas de la estación, el estatus de la obra civil, revisé y reporté el estado del mantenimiento superficial como pintura y la presencia de los respectivos indicadores de seguridad.

Actividad 8.2 Verificación de elemento primario.

Para las estaciones con elemento primario de tipo pulsos realicé la consulta de la vigencia de cada uno de los certificados de calibración, confirmé el estatus la administración de cambios donde se indica los eventos o movimiento que han tenido los instrumentos de medición.

Actividad 8.3 Validación del computador de flujo.

Para las estaciones en que el computador de flujo fue sustituido o sufrió reparaciones mayores, realicé una validación del cálculo de volumen y energía mediante un software dedicado.

Dicha actividad consistía en realizar una simulación de condiciones de flujo en el software especializado, la misma simulación es llevada a cabo en el CEF a validar (los resultados de ambas simulaciones no deben de ser diferentes).

Actividad 8.4 Calibración de transmisores.

Realicé pruebas de lazo para los diferentes transmisores, estas pruebas sirven para verificar que la señal en mA es enviada correctamente del transmisor al computador.

Con esta prueba me fue posible identificar fallas de configuración al inicio del proceso o incluso una falla del elemento transmisor.

Posterior a las pruebas de lazo se realiza una calibración de los transmisores con el computador electrónico de flujo (CEF) corrigiendo la desviación de los datos con el software del CEF.

Actividad 8.5 Verificación de equipos de calidad de gas.

Verifiqué las composiciones de los tanques de Gas patrón para cada analizador, dicha composición debe ser registrada sin diferencia con los analizadores de calidad de gas (Cromatógrafo, analizador de H₂S y H₂O) para garantizar su correcto funcionamiento.

Conclusiones.

Las actividades principales de un analista de medición no se limitan al estudio del comportamiento de los datos en tendencias y gráficas para cada uno de los parámetros registrados en el sistema de administración de medición, es importante que el profesionista encargado de dicha labor comprenda las afectaciones que pueden sufrir los datos, derivadas de eventos aleatorios como cambios de operación en las estaciones y ductos, operaciones de limpieza como corridas de diablos, condiciones meteorológicas, implementación de nuevas leyes que rigen a las diferentes entidades federativas, así como las afectaciones que pueden sufrir las instalaciones de los clientes por una mala administración del volumen de gas que es transportado a través los ductos, aunado a esto, el analista de medición debe de comprender las afectaciones que se originan a partir de cambios en la calidad de gas, identificando dichos cambios es posible dar seguimiento y cumplimiento a las peticiones de las entidades reguladoras.

Es importante que un analista conozca el funcionamiento general de los sistemas que conforman una estación, ya que, cada uno de estos interviene de manera directa en los datos que se obtienen y en caso de encontrar una anomalía, el analista puede identificar de manera clara que elemento del proceso no se encuentra en plena función.

Cualquier deficiencia del profesionista en dichas actividades puede dar origen a accidentes, a conflictos legales (institución – cliente), pérdida de vidas, afectaciones en procesos posteriores a la medición (facturación, modernización de estaciones, estudios de factibilidad para nuevas interconexiones, contratos en operación y mantenimiento), afectaciones directas en procesos en las industrias de los clientes.

Las actividades de un analista de medición garantizan la calidad del servicio de transporte de gas natural a través del SISTRANGAS ya que tiene control y conocimiento de las inconsistencias que se pueden encontrar en cada una de las etapas del suministro de gas desde los puntos de inyección, los puntos de transferencia de custodia, los puntos de balance de volumen hasta la salida de consumo al cliente.

Mis actividades como analista de medición han logrado que pueda identificar los procesos más funcionales y los más deficientes, gracias a esto contribuyo a la actualización y administración de la organización a la que pertenezco contribuyendo con adecuaciones para minimizar los errores y generando acciones correctivas y preventivas en el ciclo de la mejora continua, a su vez de manera recíproca me permite la actualización del conocimiento propio de mi campo de estudio.

El trabajo en la organización me ha permitido especializar mi conocimiento referente al gas natural, a los procesos de medición y la normatividad nacional e internacional que rige cada uno de los trabajos que se realizan.

De manera específica adquirí conocimiento y contribuyo en:

- Administración, configuración, gestión y evaluación del sistema de administración de las mediciones.
- Análisis, procesamiento y validación de reportes y datos provenientes de sistema de gestión de medición SAM externos.
- Validación de gráficos de componentes y de la estructura de estaciones de medición en el sistema de monitoreo dedicado en el SCADA.
- Desarrollo de mapas, esquemas, así como la elaboración de diagramas de tuberías e instrumentación (DTI) del Sistema de Transporte y Almacenamiento Nacional Integrado de Gas Natural (SISTRANGAS).
- Elaboración de bases de datos con históricos de medición y validación de la información de campo aplicando conocimientos del contexto energético nacional y la gestión de trabajo continuo con personal de campo.
- Análisis e interpretación de certificados de calibración de instrumentos de estaciones de medición.
- Estimación de rangos operativos de las estaciones de medición.
- Complementación y actualización de esquemas de redes de tuberías “unifilares” del sistema.
- Carga de mediciones en el sistema dedicado para su posterior facturación.
- Análisis de ubicación de puntos de calidad de gas, así como corrientes y direcciones de flujo en el Sistema Nacional de Gasoductos y el Sistema Naco-Hermosillo.

Mediante el sistema de capacitación brindado por la empresa adquirí conocimiento de:

- Cálculo de volumen y energía en fase gaseosa.
- Programa de Implementación del Sistema de Gestión de Medición.
- Introducción a la Metrología y la Estimación de Incertidumbre.
- Transporte de gas Natural: Principios cálculos y aplicaciones en el control de flujo.
- Análisis de datos de medición y utilización de Sistemas de Administración de la Medición de Gas Natural.
- Introducción a la operación, planeación, proyección, diseño y mantenimiento en infraestructura de la industria petrolera.

Finalmente, la apertura de las actividades me permitió el desarrollo profesional en campos algo olvidados por los egresados de la carrera. Claro es el caso de la medición de hidrocarburos en transferencia de custodia donde se pueden observar un grupo completo de diferentes disciplinas mostrando una gran carencia de ingenieros petroleros quienes no aplican para estos puestos con oportunidad de mejora y desarrollo.

Anexo 1 Panorama en la industria de gas natural.

Los siguientes datos son de acuerdo a la página oficial del CENAGAS del año 2020.

SISTRANGAS

El SISTRANGAS o Sistema de Transporte y Almacenamiento Nacional Integrado de Gas Natural está conformado por el Sistema Nacional de Gasoductos, el Gasoducto de Tamaulipas, Gasoducto Zacatecas, Gasoducto de Bajío, Ramones Fase I, Ramones Fase II-Norte y Ramones Fase II-Sur. (Figura 17)

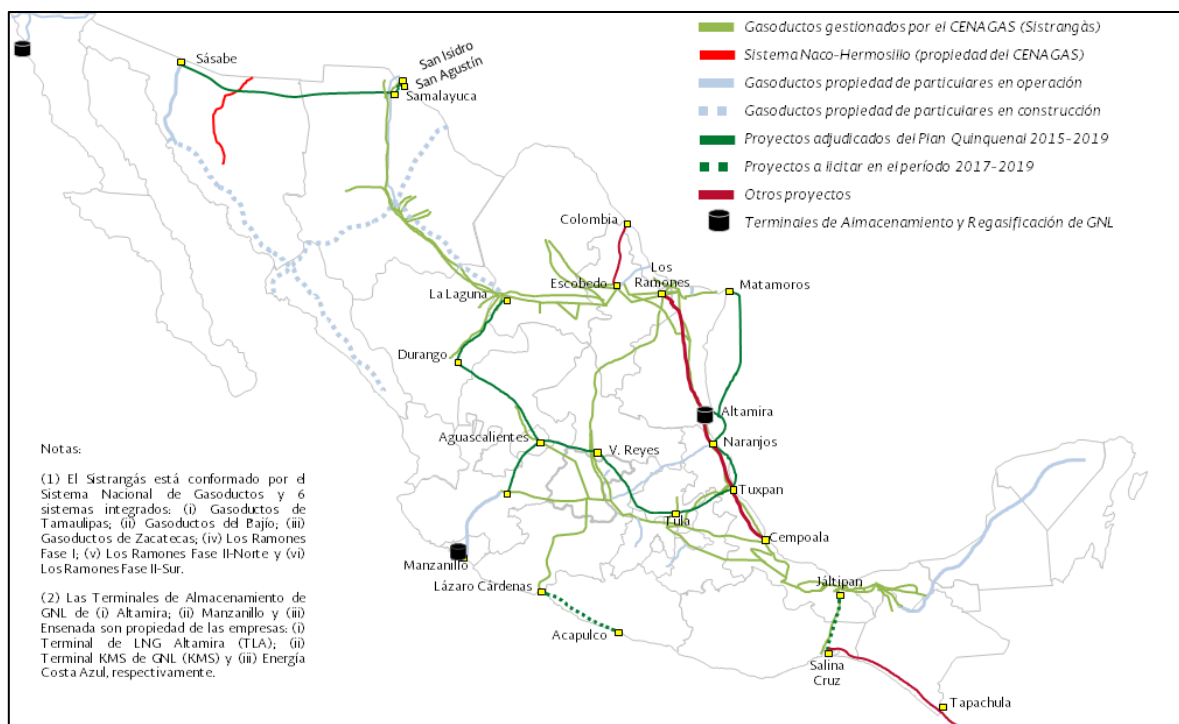


Figura 17.-Mapa de la red de gasoductos que conforman el SISTRANGAS. (CENAGAS,2016)

Sistema Nacional de Gasoductos (SNG).

El Sistema Nacional de Gasoductos (SNG) tiene una longitud de 8,610.797 Km, los cuales atraviesan por diversos estados de la república, el sistema está constituido por ductos que van desde 4" hasta 48" de diámetro, 9 estaciones de compresión con una potencia instalada total de 256,400 (HP), así como 359 válvulas de seccionamiento, 142 trampas de envío de diablos y 141 trampas de recibo de diablos, 121 Estación de Regulación y Medición (ERM) que distribuyen el gas natural a distintos usuarios.(CENAGAS,2018).

Dentro de los puntos nacionales más importantes de inyección de gas natural al SNG se encuentran:

- Cd. Pemex con capacidad máxima de 630 mmpcd.
- Nuevo Pemex con capacidad máxima de 1500 mmpcd.
- Cactus con capacidad máxima de 1960 mmpcd.
- La Venta con capacidad máxima de 182 mmpcd.

Los puntos de importación de gas natural que se inyecta al SNG son:

- Cd. Mier en promedio 500 mmpcd.
- Camargo en promedio 2000 mmpcd.
- Arguelles en promedio 180 mmpcd.
- Reynosa en promedio 430 mmpcd.
- Altamira (GNL) en promedio 400 mmpcd.
- Manzanillo (GNL) en promedio 850 mmpcd.
- Gasoducto Marino en promedio 300 mmpcd.

El SNG está dividido en las siguientes regiones (residencias, Figura 18):

- Norte (Chihuahua, Torreón), con 2,106.718 Km de ductos.
- Noreste (Monterrey, Reynosa, Madero), con 2,485.927 Km de ductos.
- Centro (Valtierrilla, Tlaxcala, Edo de México), con 1,942.044 Km de ductos.
- Sur (Mendoza, Veracruz, Minatitlán, Cárdenas), con 2,076.118 Km de ductos

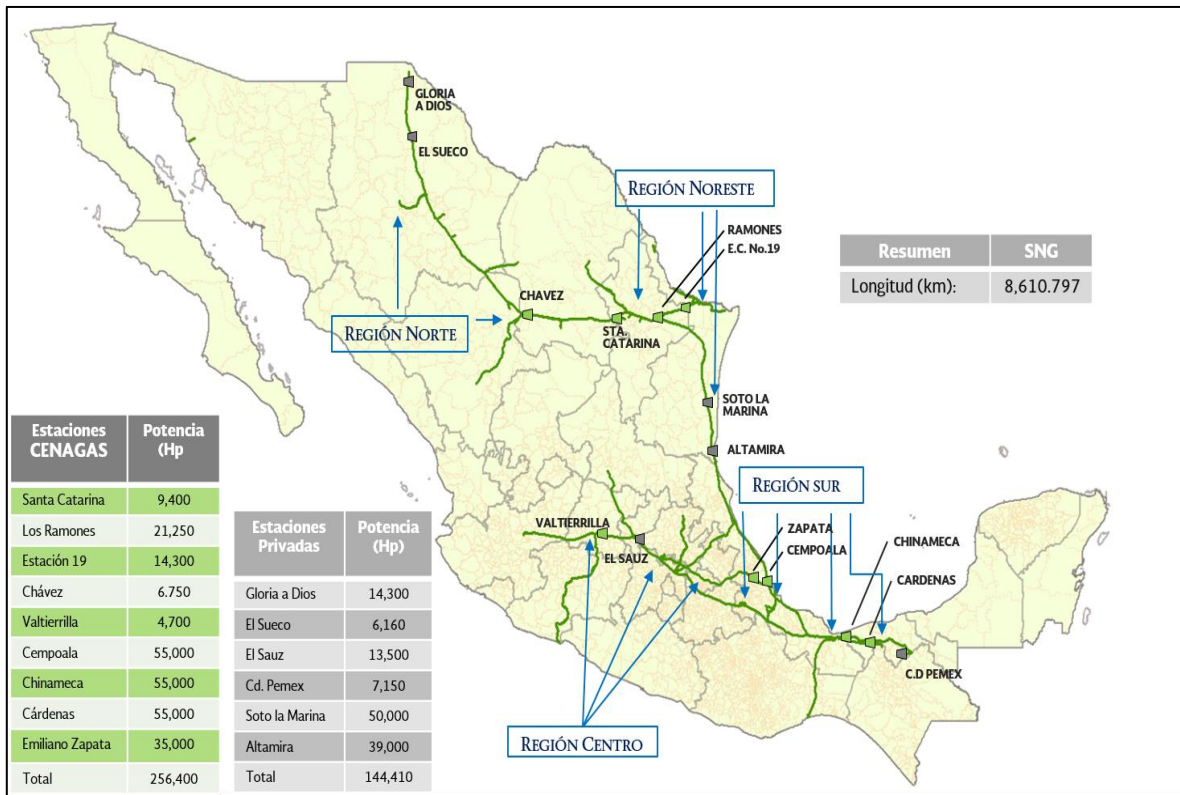


Figura 18.-Regiones del SNG (CENAGAS 2019)

Gas natural.

El gas natural es un compuesto no tóxico, incoloro e inodoro, constituido por una mezcla de hidrocarburos (Figura 19) en la que su principal componente es el metano (CH₄). Su composición química varía según su procedencia, acostumbra asociarse a otras moléculas o elementos como el ácido sulfhídrico (H₂S), el dióxido de carbono (CO₂), el nitrógeno (N₂) o el helio (He) que se extrae cuando se destina a usos industriales y domésticos (GAS NAURAL, 2012).

Para la empresa ECOPETROL el gas natural es una mezcla de hidrocarburos livianos en estado gaseoso, que en su

mayor parte está compuesta por metano y etano, y en menor proporción por propano, butanos, pentanos e hidrocarburos más pesados. Si el contenido de hidrocarburos de orden superior al metano es alto se le denomina gas rico, de lo contrario se conoce como: gas seco. Las

Elemento	Formulación	%
Metano	CH ₄	70-90%
Etano	C ₂ H ₆	
Propano	C ₃ H ₈	0-20%
Butano	C ₄ H ₁₀	
Dióxido de Carbono	CO ₂	0-8%
Oxígeno	O ₂	0-0,2%
Nitrógeno	N ₂	0-5%
Sulfato de Hidrógeno	H ₂ S	0-5%
Otros gases	A, He, Ne, Xe	trazas

Figura 19.-Ejemplo de composición de Gas Natural.

principales impurezas que puede contener la mezcla son vapor de agua, gas carbónico, nitrógeno, sulfuro de hidrógeno y helio, entre otros. El gas natural se encuentra al igual que el petróleo en yacimientos en el subsuelo. Puede ser asociado (gas mezclado con crudo) o libre. Las propiedades del gas tales como: composición, gravedad específica, peso molecular promedio y poder calorífico varían de un yacimiento a otro.

Gas natural en la generación de energía.

El gas natural emite entre un 45 % y un 55 % menos de gases de efecto invernadero que el carbón cuando se utiliza para generar electricidad, según los datos de la Agencia Internacional de la Energía (AIE). Hoy en día, las centrales eléctricas de carbón producen alrededor del 40 % de la electricidad mundial, lo que representa más de dos tercios de las emisiones mundiales de CO₂ derivadas de la generación de electricidad (Figura 20).

Estas ventajas significan un papel central del gas natural en la transición energética. En su Escenario de Nuevas Políticas, la AIE prevé que el uso del gas natural aumente un 45 % en los próximos 25 años. Se prevé que los países en desarrollo representen más de las tres cuartas partes de ese crecimiento.

El uso del gas natural también puede apoyar el desarrollo económico de los países en desarrollo, por ejemplo, mediante el empleo durante la construcción y la explotación de infraestructuras relacionadas con el gas, o mediante ingresos fiscales procedentes del comercio de gas. El gas proporciona energía para impulsar la fabricación y el desarrollo industrial. También puede ayudar a mejorar la fiabilidad del suministro de electricidad, apoyando la productividad en países donde la electricidad es limitada o los apagones son frecuentes (GAS NATURAL SHELL, 2019).

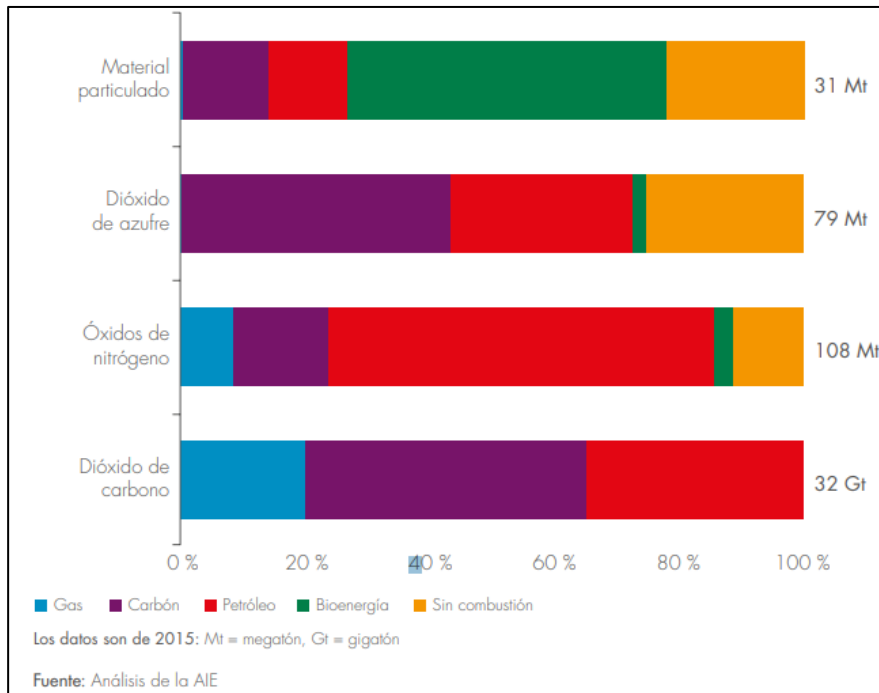


Figura 20.- Emisiones contaminantes producidas por diferentes combustibles. Un megatón es igual a 1,012 toneladas. (AIE,2019)

En las últimas décadas las reservas remanentes de gas natural en México han disminuido 53.5%, debido a la volatilidad del precio del crudo, aunado a las variaciones del tipo de cambio y tasas de interés que presionaron a la baja actividad de producción por parte de Pemex. (SENER, 2019)

La situación de consumo en el país no es favorable ya que se importa más del 60% de la demanda nacional de gas, lo que demuestra una necesidad de mejorar la administración y planeación de proyectos enfocados a la producción nacional (Figura 21).

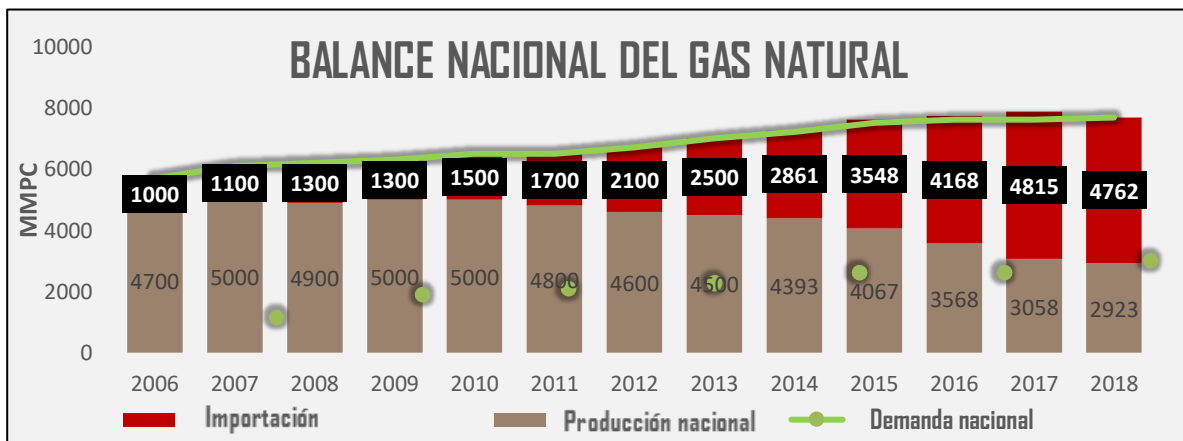


Figura 21.- Balance Nacional de gas natural (Sistema de información energética www.sie.energia.gob.mx).

Anexo 2 Estructura de la metrología.

Convenio del metro.

En 1875, tuvo lugar en París una conferencia diplomática sobre el metro, en la que 17 gobiernos, firmaron el tratado diplomático conocido como “La Convención del Metro”. Los firmantes decidieron crear y financiar una institución Científica de carácter permanente, el “Bureau International de Poids et Mesures” (BIPM). México firma el tratado en 1890.

Actualmente se estructura por tres elementos principales:

La CGPM o Conferencia General de Pesas y Medidas con representación de los gobiernos que administran el BIPM, esta reunión se celebra cada 4 años.

EL CIPM o Comité Internacional de Pesas y Medidas estructurado por 18 expertos en Metrología que se encargan de preparar las decisiones de CGPM, compuesto por diez comités que se reúnen anualmente. Supervisa al BIPM y proporciona los presidentes de los comités consultivos, coopera con otras organizaciones como ISO, IEC, etc.

- Comité Consultivo de Electricidad y Magnetismo (CCEM).
- Comité Consultivo de Fotometría y Radiometría (CCPR).
- Comité Consultivo de Termometría (CCT).
- Comité Consultivo de Longitud (CCL).
- Comité Consultivo de Tiempo y Frecuencia (CCTF).
- Comité Consultivo de Radiaciones Ionizantes (CCRI).
- Subcomité Consultivo de rayos X, rayos gamma y partículas con carga.
- Subcomité Consultivo de medición de radionúclidos.
- Subcomité Consultivo de medición de neutrones.
- Comité Consultivo de Unidades (CCU).
- Comité Consultivo para la Masa y las Magnitudes Relacionadas (CCM).
- Comité Consultivo para la Cantidad de Sustancia: metrología en la química.
- Comité Consultivo de Acústica, Ultrasonidos y Vibraciones (CCAUV).

En 1960 en la décima primera reunión del CGPM, adopta el Sistema Internacional de Unidades, Siete unidades de base, correspondientes a las magnitudes de longitud, masa, tiempo, corriente eléctrica, temperatura, cantidad de materia e intensidad luminosa. Estas unidades son conocidas como el metro, el kilogramo, el segundo, el ampere, el kelvin, el mol y la candela, respectivamente.

Institutos nacionales de Metrología.

Un Instituto Nacional de Metrología (INM) fue creado en México a partir de la Ley federal sobre Metrología y Normalización, designado por decisión oficial nacional para desarrollar y mantener los patrones nacionales de medida.

El INM representa internacionalmente al país ante los institutos metroológicos nacionales de otros países, las organizaciones Metroológicas Regionales y el BIPM.

El INM, o el gobierno de su nación, según corresponda, podrá nombrar a otros institutos del país para que mantengan patrones nacionales específicos. Estos a menudo se denominan como “Institutos Designados” que participan en las actividades del Acuerdo de Reconocimiento Mutuo del CIPM.

Acuerdo de Reconocimiento Mutuo del CIPM (ARM-CIPM).

Es firmado en 1999, entre los institutos nacionales de metrología con objeto de establecer el grado de equivalencia entre los patrones nacionales de medida, mantenidos por los INM y proporcionar lo necesario para el mutuo reconocimiento de los certificados de calibración y de medida expedidos por los INM. Básicamente proporcionan a los gobiernos y otras partes interesadas, un fundamento técnico seguro, con miras al establecimiento de acuerdos más amplios relacionados con el comercio internacional, y con aspectos reglamentarios.

Estos objetivos se alcanzan a través de:

- La revisión de las Capacidades de Medida y Calibración (CMC) declaradas por los INM y de los Institutos designados (ID) participantes.
- La revisión de los sistemas de calidad y demostración de la competencia de los INM e ID.
- La participación exitosa de los INM e ID, en comparaciones internacionales de patrones de medida.

Laboratorios acreditados.

La acreditación es el reconocimiento por tercera parte de la competencia técnica, del sistema de calidad y de la imparcialidad de un laboratorio.

Pueden acreditarse tanto laboratorios públicos como privados. La acreditación es voluntaria, pero algunas autoridades internacionales y nacionales, para garantizar la calidad de los laboratorios de calibración y de ensayo, dentro de su área de competencia, piden la acreditación de estos por un organismo de acreditación.

ILAC (Cooperación Internacional para la Acreditación de Laboratorios) es una organización dedicada a la cooperación internacional, entre los distintos esquemas de acreditación de laboratorios que operan en el mundo. ILAC se inició como una conferencia en 1977 y se formalizó como entidad de cooperación en 1996. En el año 2000, 36 miembros firmaron el Acuerdo de Reconocimiento Mutuo de ILAC y para el año 2008 el número de miembros había subido a 60.

OIML (Organización Internacional de Metrología Legal) es una organización intergubernamental fundada en 1955 bajo un tratado basado en una convención, que fue modificado en 1968. La finalidad de la OIML es promover la armonización global de los procedimientos de la metrología legal. En 2008 la OIML contaba con 59 países miembros y 57 países en calidad de miembros correspondientes, que participaron en la OIML como observadores.

En México se tiene una entidad privada e independiente sin fines de lucro encargada de la acreditación, la “entidad mexicana de acreditación A.C.” o Ema. El 15 de enero de 1999 obtiene la autorización con la aprobación de las dependencias para operar como entidad de acreditación.

Anexo 3 Elementos de medición.

Placa de orificio.

La placa de orificio es un dispositivo que permite medir el caudal de un fluido que pasa por una tubería. Consta de un disco con un orificio en el centro de este que se coloca perpendicular a la tubería (AGA3, 2000).

El funcionamiento se basa en el efecto Venturi, el cual consiste en que un fluido en movimiento dentro de un conducto cerrado disminuye su presión al aumentar la velocidad después de pasar por una zona de sección menor. Para medir el flujo se colocan dos tomas de presión, una antes y otra después de la placa de orificio, dichas tomas muestran el diferencial de presión existente en la línea, a través del principio de Bernoulli se llega a que, la diferencia, es proporcional al cuadrado del flujo.

Clasificación de placas de orificio:

- Concéntrica: En estas placas el orificio del disco se encuentra en el centro del mismo.
- Excéntrica: Son aquellas en las que el orificio no se encuentra en el centro del disco, sino que levemente hacia abajo. Se utiliza para tuberías de diámetro pequeño.
- Segmentaria: La diferencia con las otras placas concéntricas es que el orificio no es un círculo, sino que está segmentado, formando un semicírculo. Es utilizado para medición de fluidos que contienen partículas.

Ventajas.

- Son equipos pequeños de fácil instalación y desinstalación.
- Fácil mantenimiento.
- Fácil sustitución.
- Variedad que abarca gran rango de operación.
- Fácil construcción.
- No son equipos costosos, y no aumentan drásticamente de precio al aumentar de tamaño.

Desventajas.

- Requiere fluido homogéneo.
- Requiere flujo en una sola fase.
- Causa una caída de presión en el fluido.
- Su exactitud se ve afectada por la densidad, presión y viscosidad del fluido.
- Requiere de instalaciones rectas para asegurar que se mantenga la precisión.
- Un solo medidor abarca poco rango de operación.

Medidor ultrasónico.

El medidor ultrasónico usa la tecnología de tiempo de tránsito, la velocidad de tránsito depende de la velocidad del sonido en el fluido. La energía ultrasónica típicamente se acopla al fluido en la tubería utilizando transductores que pueden o no entrar en contacto con el medio.

Existen dos modos de colocar los transductores, en el modo invasivo en el que se introducen los transductores a través de una apertura en la estructura, no se emiten pulsos en la estructura contenedora, mientras que el modo no invasivo transmite pulsos acústicos en toda o en parte de la estructura contenedora.

Las trayectorias acústicas pueden ser ordenadas en geometrías reflexivas, no reflexivas o híbridas. Aquellas geometrías reflexivas se arreglan de tal modo que se refleja una o más veces la estructura contenedora, mientras que las no reflexivas no reflejan a la estructura.

Existen dos métodos empleados en la medición de flujo por medio de medidores de tipo ultrasónico:

•Efecto Doppler.

Los medidores de efecto Doppler dependen del desplazamiento de la frecuencia de Doppler, que ocurre cuando el sonido choca con un objeto en movimiento:

Los transductores transmiten continuamente energía acústica pulsada a través del flujo hacia un receptor. Si no existe flujo, la señal enviada es la misma que se recibe, pero al existir flujo la frecuencia reflejada por las partículas o burbujas en el fluido alteran la señal de respuesta debido al efecto Doppler.

Tiempo de Tránsito.

El medidor ultrasónico infiere la velocidad del gas que pasa a través de él, mediante la medición del tiempo en tránsito de los pulsos acústicos que son emitidos y recibidos por un par de transductores.

El pulso acústico es transmitido diagonalmente a través del área de la sección transversal de la tubería del cuerpo del medidor, el pulso acústico puede ser reflejado una o más veces en la pared de la tubería.

Un par (o más) de transductores transmiten una señal alterna de 100 a 200 KHz.

El medidor ultrasónico calcula el volumen a partir de la velocidad del gas y el área de la sección transversal del medidor.

Ventajas.

- No intrusivo (si aplica).
- Libre de partes móviles.
- Compacto.
- Amplio intervalo de operación.
- De fácil instalación.
- Capacidad para aplicaciones de flujo bidireccional.
- No causan caídas de presión considerables.

Desventajas.

- Rendimiento afectado por partículas suspendidas.
- Requiere un perfil de flujo turbulento desarrollado.

Desplazamiento positivo.

La tecnología de desplazamiento positivo es la única tecnología de medición de caudal que mide directamente el volumen del fluido que pasa a través del medidor.

Operan atrapando un volumen conocido (v) de líquido desde la entrada hasta la salida, y contando el número de volúmenes desplazados (N) en un tiempo determinado (t).

$$Q = \frac{vN}{t}$$

Ventajas.

- Buena exactitud y amplio rango de medida.
- Apto para fluidos con alta viscosidad, o con variaciones de la misma.
- Simplicidad conceptual de diseño y operación.
- No requiere distancia de tubería recta aguas arriba.
- No requiere alimentación eléctrica.
- Amplio rango de gasto.

Desventajas.

- Altos costos, especialmente en grandes tamaños.
- Alta pérdida de presión.
- No apto para fluidos sucios o abrasivos, pues es susceptible a daños.
- No resiste cambios bruscos de flujo.
- Las partes móviles tienen muy poca tolerancia entre ellas para evitar fugas.

Medidor de flujo tipo turbina.

Un medidor de flujo tipo turbina consiste en un rotor suspendido en la corriente de fluido sobre cojinetes que giran libremente, miden el flujo mediante el conteo de las revoluciones del rotor, el cual gira proporcionalmente a la velocidad del gas.

El fluido de una dirección impacta contra las cuchillas del rotor impartiendo una fuerza que causa la rotación. Es por esto que los medidores están diseñados para tener flujo en una sola dirección. Invertir el flujo puede no dañar internamente el medidor, pero los intervalos medidos no son correctos. (AGA 7, 2010).

Las revoluciones del rotor o velocidad de rotación son directamente proporcionales a la razón de flujo que pasa a través del medidor y está en función del diseño del rotor considerando el tamaño y forma. La velocidad también depende de las cargas impuestas debido a la fricción mecánica, al arrastre del fluido, cargas externas y densidad del gas. (CIATEQ,2017).

Las revoluciones son enviadas dentro de una señal digital o señal electrónica mediante un arreglo que cambia la señal mecánica en eléctrica, generando pulsos continuos en onda senoidal, electrónicos, pulsos ópticos o frecuencia, en el que cada pulso representa un volumen discreto del flujo medio, lo que permite medir flujo laminar y turbulento.

Ventajas.

- Gran exactitud.
- La repetibilidad mínima de estos instrumentos es +/- 0.2.
- Tiene una fácil instalación con partes removibles e indicadores de dirección de flujo.
- Tiene una respuesta rápida.
- Baja pérdida de presión que está en función de la energía requerida para mover el mecanismo del medidor.
- Tiene capacidad para mediciones a presión alta, baja y flujo alto en un amplio rango de temperatura.
- Tiene un costo reducido.

Desventajas.

- Es necesario la instalación de un filtro aguas arriba para evitar que pequeñas partículas que contenga el fluido puedan dañar la hélice de la turbina.
- No aplicable a fluidos con altas viscosidades.
- Puede sufrir daño por operación fuera de rango.
- Partes móviles sujetas a corrosión, aunque es posible la utilización de recubrimientos anticorrosivos que alargan la vida de funcionamiento.

Medidor de flujo tipo Coriolis.

El medidor de Coriolis se basa en el teorema de mismo nombre. Coriolis (1795- 1843) fue un matemático francés que observó que un objeto de masa que se desplaza con una velocidad lineal a través de una superficie giratoria que gira con velocidad angular constante, experimenta una velocidad tangencial (velocidad angular por radio de giro) tanto mayor cuanto mayor es su alejamiento del centro. Si el móvil se desplaza del centro hacia la periferia experimentará un aumento gradual de su velocidad tangencial, lo cual indica que se le está aplicando una aceleración, que es precisamente la aceleración de Coriolis. (Creus, 2010).

El medidor Coriolis infiere el flujo másico de gas mediante la detección de la fuerza Coriolis a través de la vibración de un tubo o tubos.

La salida al medidor contiene un conducto que consiste en uno o más tubos forzados a vibrar a una frecuencia de resonancia. El tubo es movido por una bobina electromagnética que genera un movimiento constante cuando el tubo es energizado, esta bobina está localizada en el centro de las curvas y causa que los tubos oscilen en sentido opuesto. Los detectores de velocidad electromagnética localizados en cada extremo del tubo sensor, miden la velocidad de la vibración del tubo.

El fluido ingresa a la unidad sensor pasando la mitad del fluido por el tubo de flujo. Durante la operación, la bobina generadora provoca que los tubos oscilen arriba y abajo en oposición uno con el otro. El voltaje generado desde cada bobina captora crea una onda sinusoidal.

El flujo másico es determinado midiendo la diferencia de tiempo que se genera en el desfase entre las dos ondas sinusoidales que son obtenidas por los medidores electromagnéticos.

De acuerdo a la segunda ley de Newton de movimiento (Fuerza = masa por aceleración), la magnitud de la deformación del tubo sensor es directamente proporcional a la cantidad de flujo másico que esta pasando a través del tubo.

Si la masa aumenta, la frecuencia natural del sistema disminuye y si la masa disminuye, la frecuencia natural del sistema aumenta.

Cuando no hay flujo, no está presente el efecto Coriolis.

Referencias.

1. AGA Reporte número 3. (2000). Medición de gas natural con medidor tipo placa de orificio.
2. AGA Reporte número 7. (1993). Medición de gas natural con medidores tipo turbina.
3. AGA Reporte número 8. (1994). Factor de compresibilidad de gas natural y otros gases hidrocarburos.
4. AGA Reporte número 9. (2007), Medición de gas por medidor ultrasónico.
5. Aguirre, Alicia. (2017). Consideraciones en la medición del gas natural. Tesis licenciatura. UNAM.
6. Caraballo, Juan. (2017). Presentación: Sistemas de filtrado de gas. Curso EMERSON.
7. Caraballo, Juan. (2017). Presentación: Sistemas de medición de flujo de gas. Curso EMERSON.
8. Caraballo, Juan. (2017). Presentación: Sistemas de regulación de presión. Curso EMERSON.
9. Centro Nacional de Control de Gas Natural. (2016). Procedimiento interconexión. Presentación.
10. Centro Nacional de Control del Gas Natural. (2016). Términos y condiciones para la prestación de los servicios del transporte de gas natural (TCPSTGN).
11. Creus, Antonio. (1995). Instrumentación industrial. 5° Edición. Editorial Marcombo.
12. Creus, Antonio. (2010). Instrumentación industrial. 8° Edición. Editorial Alfa Omega grupo editor s.a. de C.V.
13. Diario Oficial de la Federación. (2019). Resolución por la que la comisión reguladora de energía expide las disposiciones administrativas de carácter general en materia de medición aplicables a la actividad de transporte por ducto de hidrocarburos, petrolíferos y petroquímicos número RES-776-2015.
14. Gallagher, James (2006). Natural Gas Measurement Handbook (10° Edition) Gulf Publishing Company. Houston, Texas.
15. Gas Industry Co. (2015). Gas measurement requirements and procedures. Reporte Gas Natural. (2012). Manual de instalaciones receptoras.
16. Gonzales, Jesús. (2017). Presentación: Daniel Measurement and control (medidor de flujo ultrasónico). Curso EMERSON.
17. Gonzales, Jesús. (2017). Presentación: Descripción del computador de flujo S600+.
18. González, D. Matamoros, L. Coronel, C. (2005). Guía para el curso de fenómenos de transporte válvulas y accesorios. TEF1221. Universidad Simón Bolívar.
19. Hernández, J. Pérez, J. Chávez, M. Nieves, L. (2017). Curso: Formación de habilidades para los operadores del centro de control transporte de gas natural por ducto, principios, cálculos y aplicaciones. Innovación tecnológica para la competitividad. CIATEQ.

20. Holzbock, W.G. (1991). Instrumentos para medición y control. 2° edición. Editorial Cecsca.
21. ISO 10012 (2003). Sistemas de gestión de la medición. España.
22. JMAD (2018). Requerimientos técnicos para cumplir con la normatividad y disposiciones de carácter general tiendas súper precio s.a. de C.V. Reporte de sistema de seguridad.
23. López, Amaudy. (2017). Descripción de computador de Flujo 107. Curso EMERSON.
24. Márquez, Miguel. (1989). La industria del gas natural en México. El colegio de México.
25. Millan, L. y Serna, E. (2016). Análisis y diagnóstico de una estación de medición de gas natural con placa de orificio. Tesis licenciatura. UNAM.
26. Páez, Oscar. Norma ISA. Universidad de Santiago de Chile. Facultad de Ingeniería.
27. Petróleos Mexicanos (2014) Sistemas electrónicos de medición de flujo para hidrocarburos en fase gaseosa. PROY-M-NRF-083-PEMEX-2004.
28. Petróleos Mexicanos. (2010). Condiciones generales para la prestación del servicio de transporte de gas natural.
29. Petróleos Mexicanos. (2015). Requerimientos técnicos mínimos para cumplir con la normatividad de la medición en las estaciones de medición de gas natural.
30. Secretaría de Energía. (2019). Estatus de la infraestructura del gas natural. Presentación.
31. Valencia, Javier. (2018). Estimación de la incertidumbre en la medición de caudal de gas natural. Instituto Mexicano del Petróleo.
32. VAM INDUSTRI. (2019). Tuberías, válvulas y accesorios. Texto académico. Universidad Autónoma de Barcelona.
33. Vázquez, Eslí. (2018). Presentación: Medición del gas natural. Centro Nacional de Control de Gas Natural.
34. Villareal, Santana. (2013). Diseño y análisis de la red interna de la red de conducción y distribución de gas natural hacia los centros de consumos de la planta metal-mecánica, bajo normas de uso y manejo de gas natural. Tesis de licenciatura. IPN.
35. NORMA Oficial Mexicana NOM-001-SECRE-2010, Especificaciones del gas natural.
36. Pietro Fiorentini. (2020). Filtro.
(https://www.fiorentini.com/us/es/product/completesolutions/gas-compressor-stations/unidad_de_filtraci%C3%B3n_de_gas_natural).
37. Pietro Fiorentini. (2020). Regulador de presión.
(<https://www.fiorentini.com/us/es/product/components/direct-acting-gas-pressure-regulators/norval>).
38. SATEL.(2020). Válvula de alivio.
(https://blog.satelimportadores.com/valvulas/valvula-de-alivio-de-presion_y_o_seguridad/).

Referencias.

39. COIMSUR. (2020). (http://coimsur.com/coimsur_servicios_especializados/)
40. JCGM. (2012). Vocabulario Internacional de Metrología conceptos fundamentales y generales y términos asociados.
41. COMEVAL VALVE SYSTEMS. (2020).
<https://www.comeval.es/formacion/formacion-valvulas-idustriales-glosario-definiciones/>
42. CIATEQ. (2017). Innovación tecnológica para la competitividad. Calidad de gas. México 2017.
43. Aquilino Rodríguez Penin. (2013) Sistemas SCADA. 3ª edición. Alfaomega México D.F:
44. Roberto Garcia Soutullo (2013) Los Diferentes Tipos de Válvulas. Ingeniero Marino Plataforma Especializada en la Promoción de Empresas del Sector Naval y Servicios para Profesionales del Mar.