

Ingeniería conceptual para la actualización de los sistemas de medición de gas de las estaciones de recolección y tratamiento Casabe 2, 3, 4 y 5 de la gerencia de operaciones de desarrollo y producción del río de Ecopetrol S.A

Carolina Parsons Martínez

Monografía presentada para optar el título de Especialista en Ingeniería del Gas

Director:

Manuel Enrique Cabarcas Simancas

MSc. en Ingeniería Química

Universidad Industrial de Santander

Facultad de Ingenierías Físicoquímicas

Escuela de Ingeniería de Petróleos

Especialización en Ingeniería del Gas

Bucaramanga

2020

Contenido

	Pág.
Introducción	12
1. Descripción de la Monografía.....	13
1.1 Planteamiento del problema.....	13
1.2. Justificación	14
1.3 Alcance	15
1.4 Objetivos.....	15
1.4.1 Objetivo General.....	15
1.4.2 Objetivos Específicos.....	16
2. Marco Teórico.....	16
2.1 Gas Natural	18
2.1.1 Clasificación del gas natural	20
2.1.1.1 Según su origen.....	20
2.1.1.2 Según su composición.....	20
2.1.2 Propiedades del gas natural.....	21
2.1.2.1 Peso molecular aparente.	21
2.1.2.3 Gravedad específica.....	22
2.1.2.4 Factor de compresibilidad.....	23
3. Tecnologías usadas en la medición de gas natural.....	23
3.1 Presión diferencial:	26

3.2 Turbina.....	27
3.3 Coriolis.....	29
3.4 Ultrasónico.....	31
3.5 Magnético.....	34
4. Estaciones de tratamiento y recolección.....	35
4.1 Líneas de flujo.....	36
4.2 Múltiples o manifolds de producción.....	37
4.3 Separadores.....	37
4.3.1 Componentes de los separadores.....	38
4.3.2 Secciones del separador.....	39
4.3.3 Separadores de prueba.....	40
4.3.4 Separadores generales.....	41
4.3.5 Scrubber o Depurador de gas.....	41
4.4 Tratadores térmicos.....	42
4.5 TEA.....	44
4.5.1 Principales componentes de una TEA.....	45
5. Diagnóstico de los sistemas de medición de gas actuales en las estaciones de recolección y tratamiento 2, 3, 4 y 5 de Campo Casabe.....	47
5.1 Artículos de la Resolución 41251 de 2016 aplicables a los sistemas de medición de gas.	48
5.2 Diagnóstico por estación.....	51
5.2.1 Estación 2.....	51
5.2.2 Estación 3.....	52
5.2.3 Estación 4.....	53

5.2.4 Estación 5.....	54
5.3 Selección de los medidores de flujo.....	59
5.4 Dimensionamiento de los equipos para la tecnología de medición seleccionada.....	61
Referencias Bibliográficas	63

Lista de Figuras

	Pág.
<i>Figura 1</i> .Tecnologías de medición.	24
<i>Figura 2</i> .Tipos Placas de orificio.....	27
<i>Figura 3</i> . Interno medidor Turbina.	28
<i>Figura 4</i> . Medidor de flujo Tipo Coriolis.....	30
<i>Figura 5</i> . Ubicación receptores – Transductores medidor Ultrasónico.....	32
<i>Figura 6</i> . Medidor Ultrasónico.	33
<i>Figura 7</i> . Medidor Magnético.....	35
<i>Figura 8</i> . Esquema sistema de facilidades de producción.....	36
<i>Figura 9</i> . Separador de prueba ERTC-3.....	38
<i>Figura 10</i> . Scrubber de gas estación Auxiliar Cantagallo	42
<i>Figura 11</i> . Esquema Tratador térmico horizontal.....	43
<i>Figura 12</i> . Tratadores Térmicos Campo Casabe.	44
<i>Figura 13</i> . Tipos de teas elevadas: auto soportada, soportada por cables y soportada por estructura.....	45
<i>Figura 14</i> . Tea en Funcionamiento estación auxiliar Cantagallo	46
<i>Figura 15</i> . Normas técnicas de obligatorio cumplimiento para medición de gas - Tabla 1 Resolución 41251 de 2016.....	50
<i>Figura 16</i> . Diagrama de Flujo de la Estación 2	55

<i>Figura 17.</i> Diagrama de Flujo de la Estación 3	56
<i>Figura 18.</i> Diagrama de Flujo de la Estación 4	57
<i>Figura 19.</i> Diagrama de Flujo de la Estación 5	58
<i>Figura 20.</i> Evaluación y selección de la tecnología para medición de gas de consumo y medidores de Prueba	60
<i>Figura 21.</i> Evaluación y selección de la tecnología para medición de gas de gas de Tea	61

Lista de Tablas

	Pág.
Tabla 1. <i>Composición típica de yacimientos colombianos de gas natural</i>	19
Tabla 2. <i>Equipos estación 2</i>	52
Tabla 3. <i>Equipos estación 3</i>	52
Tabla 4. <i>Equipos estación 4</i>	53
Tabla 5. <i>Equipos estación 5</i>	54
Tabla 6. <i>Dimensionamiento medidores Coriolis</i>	62

Lista de Apéndices

Ver documentos adjuntos en el CD-ROM y pueden ser visualizados en la Base de Datos de la Biblioteca UIS

Apéndice A. Cromatografía de Gases

Apéndice B. Simulaciones

Resumen

Título: Ingeniería conceptual para la actualización de los sistemas de medición de gas de las estaciones de recolección y tratamiento Casabe 2, 3, 4 y 5 de la gerencia de operaciones de desarrollo y producción del río de Ecopetrol S.A, con el fin de dar cumplimiento a la Resolución 41251 de 2016 del Ministerio de Minas y Energía*

Autor: Carolina Parsons Martínez**

Palabras clave: Medición de gas, Ingeniería conceptual

Esta ingeniería, nace de la necesidad que tiene Ecopetrol S.A. de dar cumplimiento a la resolución de la 41251 de 2016, emitida por el ministerio de Minas y Energía, la cual tiene por objeto establecer los requisitos mínimos que deben cumplir los operadores para la medición del volumen y determinación de la calidad de los hidrocarburos que se produzcan en el país, con el fin de tener un cálculo exacto de las regalías y contraprestaciones económicas en favor del estado, siendo diciembre de 2019 el plazo máximo dado por el ministerios las productoras y operadores para implementar dicha resolución.

En el presente trabajo se hace la ingeniería conceptual para la actualización de los sistemas de medición de gas de las Estaciones de Tratamiento y Recolección # 2,3,4 y 5 del Campo Casabe, pertenecientes a la Gerencia de Operaciones de Desarrollo y Producción del Río de Ecopetrol S.A. En primera instancia se realiza el diagnóstico de los equipos y sistemas de medición de gas actuales, con el fin de establecer de cuantificar los cambios o modificaciones requeridas, en la segunda parte, se hace la selección de la tecnología de medición a utilizar y, por último, se realizan las simulaciones pertinentes con el fin de dimensionar los equipos a instalar, todo esto enmarcado dentro de las necesidades operacionales del campo.

El desarrollo del proyecto se basó en la información suministrada por Ecopetrol S.A. y en los levantamientos hechos en campo, de las Estaciones 2,3,4 y 5 de Campo casabe, en el municipio de Yondó, en el departamento de Antioquia.

* Trabajo de Grado

** Facultad de Ingenierías Físicoquímicas Escuela de Ingeniería de Petróleos Especialización en Ingeniería del Gas
Director: Manuel Enrique Cabarcas Simancas

Introducción

Con el presente trabajo de grado se busca realizar la ingeniería conceptual que servirá de base para el desarrollo de las ingenierías básica y de detalle para la actualización de los sistemas de medición de gas, de las Estaciones de tratamiento y Recolección 2,3,4 y 5 del Campo Casabe. Esta actualización busca que los sistemas de medición cumplan con la Resolución 41251 de 2016.

En el primer capítulo se hace el planteamiento del problema y se fijan los objetivos del proyecto, en el segundo capítulo se presentan las generalidades y características del gas natural, en el tercer capítulo se describen las principales tecnologías para la medición de gas y se detallan algunas de sus ventajas y desventajas, características que sirvieron de base para la selección de la tecnología a usar. En el cuarto capítulo se hace una descripción de los equipos y facilidades usadas en la recolección, tratamiento y aprovechamiento del gas natural en las estaciones de producción.

Por último, en el capítulo 5 se realiza el diagnóstico de los sistemas de medición de gas presentes, teniendo como base la resolución 41251 del Ministerio de Minas y energía, con el fin de determinar si cumplen a cabalidad la norma y se incluyen los equipos que aún no cuentan con sistema de medición.

1. Descripción de la Monografía

1.1 Planteamiento del problema

El Ministerio de Minas y Energía emite el 23 de diciembre de 2016 la Resolución 41251, la cual tiene por objeto establecer los requisitos mínimos que deben cumplir los operadores para la medición del volumen y determinación de la calidad de los hidrocarburos que se produzcan en el país, para prevenir las prácticas que puedan inducir a errores en el cálculo de las regalías y contraprestaciones económicas en favor del estado.

Las disposiciones contenidas en la resolución aplican a la medición del volumen y determinación de la calidad de los hidrocarburos (líquidos y gaseosos) y agua de producción que se recupere en pozos y campos productores ubicados en el territorio nacional continental o costa afuera, en etapa de evaluación o explotación comercial.

Dentro de las obligaciones generales de los operadores quedaron, entre otras, las siguientes disposiciones:

- Contar mínimo con un sistema de medición de volumen y determinación de la calidad de los hidrocarburos.
- Adoptar las mejores prácticas y estándares internacionales en materia de medición del volumen y determinación de la calidad de los hidrocarburos.

Al ser estas disposiciones de obligatorio cumplimiento, se hizo necesario que la Empresa Colombiana de Petróleos, en adelante, Ecopetrol S.A., hiciera una revisión exhaustiva de todos

sus sistemas, una vez se completó su diagnóstico, se procedió con la elaboración de las ingenierías conceptual, básica y de detalle, para asegurar el cumplimiento de los estándares de las especialidades mecánica, procesos, civil, eléctrica y electrónica, para los cambios requeridos, entre los que se encuentran; la instalación de nuevos medidores y el cambio de algunos de los existentes, así como la adecuación de algunas facilidades.

Es importante resaltar que los efectos de la resolución se extienden a aquellas personas jurídicas que hayan suscrito contratos de exploración y producción, asociación de producción incremental, de explotación de campos descubiertos no desarrollados o campos inactivos o de cualquier otra naturaleza, tanto con la Agencia Nacional de Hidrocarburos como con Ecopetrol S.A.

1.2. Justificación

Ecopetrol S.A. al ser una empresa de clase mundial, maneja los más altos estándares constructivos, por tanto, la realización de cualquier proyecto está sujeta a la elaboración de las tres fases de ingeniería: La conceptual, básica, y la de detalle. En el desarrollo de la ingeniería se tienen en cuenta la referencia normativa, el marco legal y las condiciones generales para el desarrollo del proyecto. Igualmente, deben señalarse los criterios de diseño de los diversos componentes del proceso y el dimensionamiento de éstos.

Por tal razón, la implementación de esta ingeniería tiene especial relevancia para los involucrados; Por su parte, el estado tendría seguridad de que la información usada para el cálculo de las regalías y contraprestaciones económicas es totalmente confiable y real, mientras que Ecopetrol S.A., tendría total certeza de que sus datos de producción, sus consumos, y en general,

todos sus balances de masa son reales. Por último, es imperativo dar cumplimiento a lo dispuesto en la Resolución 41251 de 23 de diciembre de 2016, siendo el 31 de diciembre de 2019 el plazo máximo otorgado por la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH) para la implementación de los cambios requeridos, so pena de tener que parar la operación, con las pérdidas económicas que esto generaría, adicional al pago de elevadas multas.

1.3 Alcance

Este trabajo de monografía presentará la ingeniería conceptual y de detalle para la actualización de los sistemas de medición de gas de las estaciones 2,3,4 y 5 del Campo Casabe de Ecopetrol S.A., en lo concerniente a las especialidades mecánica y procesos, incluyendo la planimetría para la construcción; Elaboración de los Diagramas de Tubería e instrumentación, así como los Isométricos

1.4 Objetivos

1.4.1 Objetivo General. Hacer la ingeniería conceptual para la actualización de los sistemas de medición de gas de las estaciones de recolección y tratamiento casabe 2, 3, 4 y 5 de la Gerencia de Operaciones de Desarrollo y Producción del Rio de Ecopetrol S.A

1.4.2 Objetivos Específicos

- Recopilar y revisar la información técnica pertinente y aplicable a sistemas de medición de gas.
- Realizar la revisión de los sistemas de medición de gas actuales y determinar qué cambios deben hacerse a estos sistemas en cada una de las estaciones con el fin de dar cumplimiento a la resolución.
- Seleccionar la tecnología de medición de gas a utilizar y hacer las simulaciones de los equipos para definir su dimensionamiento.

2. Marco Teórico

Este capítulo habla de la importancia del gas natural teniendo en cuenta el aumento mundial en su consumo, luego se presenta una breve descripción, haciendo una pequeña reseña de su clasificación; de acuerdo con su origen y su composición, y por último, se exponen sus principales propiedades.

El gas natural es la fuente de energía primaria de más rápido crecimiento en los años recientes; fue la tercera fuente de energía en 2005 con casi la cuarta parte de la energía total consumida en el mundo, representando cerca del 23%.

Entre 2000 y 2005 el consumo de gas natural creció a una tasa anual promedio de 2.8%, pasando de 91 cuatrillones de BTU en 2000 a 103.6 cuatrillones de BTU en 2005, superando la

media de crecimiento de consumo de energía total de los últimos 10 años. La mayor proporción del consumo (84%) se concentra en los países de la Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económico, OCDE y en el mercado formado por la ex URSS y las «Economías en Transición de Europa del Este», que representan respectivamente el 48% y 36% de la demanda mundial de gas natural. Dentro de las «regiones en desarrollo», el Medio Oriente y América Latina dan cuenta, cada una, de cerca del 5% de la demanda mundial. Les siguen Asia del Este y Asia del Sur con el 2.1% y el 1.4%, respectivamente, mientras que África representa el 1.45%, y la República Popular China el 0.75% del consumo mundial. El mayor dinamismo del consumo del gas natural se explica, entre otros factores, por la abundancia de reservas, lo que indica que existe una capacidad de oferta que podría mantenerse por muchos años, además del hecho de que dichas reservas no se encuentran muy concentradas geográficamente, a diferencia del petróleo, en que los países del Medio Oriente concentran cerca de dos tercios de las reservas mundiales disponibles. Los avances tecnológicos son otros de los factores que han permitido incrementar el consumo mundial de gas natural. La mayor importancia que ha adquirido en los últimos decenios la conservación del medio ambiente ha favorecido el consumo del gas natural por cuanto emite menos dióxido de carbono que el petróleo. La política de seguridad energética de los países de la OCDE que apunta a la reducción de la dependencia del petróleo importado, sobre todo del Medio Oriente, también ha contribuido a aumentar el consumo del gas para distintos usos. (Ministerio de Minas y Energía, s.f.)

En lo que respecta a Gas Natural se augura que será la fuente de mayor tasa de crecimiento, con valores promedio anuales de 2.3%, alcanzando 156 TPC para el año 2025. El uso de tecnologías avanzadas viabilizará proyectos de explotación de grandes reservas de gas natural que en el pasado se consideraban poco atractivos.

2.1 Gas Natural

Según fuentes (2010), el gas natural es una mezcla homogénea, en proporciones variables de hidrocarburos parafínicos, denominados alcanos, nombre que está relacionado con la hibridación. Los alcanos tienen cuatro orbitales híbridos, denominados (sp^3). Este tipo de hibridación indica que existe un enlace simple entre los carbonos, enlace difícil de romper, y por esta razón son denominados hidrocarburos saturados (Fuentes, 2010).

Este conjunto de hidrocarburos gaseosos formados principalmente por el metano (C_1), etano (C_2), propano (C_3). Si el gas que sale del yacimiento contiene también butanos (C_4) y pentanos (C_5), o fracciones más pesadas en cantidades suficientes, será un gas húmedo. El contenido de metano varía generalmente entre el 90 y el 98% molar, Contiene también etano, propano, butano y componentes más pesados en proporciones menores y decrecientes.

El metano puede ser el hidrocarburo más abundante en la tierra debido a su abundancia en el sistema solar (es el mayor componente en las atmósferas de Júpiter, Saturno, Urano y Neptuno), la disponibilidad en la litósfera terrestre y las grandes cantidades de hidratos en los océanos (Glossary Oilfield, s.f.).

El gas natural también tiene cantidades menores de gases inorgánicos como el Nitrógeno N_2 , El dióxido de Carbono CO_2 , Sulfuro de Hidrógeno H_2S , Oxígeno O_2 , Vapor de agua H_2O , entre otros. Todos estos componentes son considerados impurezas, algunas de estas impurezas causan verdaderos problemas operacionales, como es la formación de hidratos o el incremento del proceso de la corrosión en los equipos, causado por la presencia de los gases ácidos, además de la condensación del agua (Silva, 2011).

Las propiedades del gas tales como: composición, gravedad específica, peso molecular promedio y poder calorífico varían de un yacimiento a otro (Brucart, 1987).

Tabla 1.

Composición típica de yacimientos colombianos de gas natural

Compuesto	Fórmula Química	Guajira (Libre)	Cusiana (Asociado)
Metano	CH ₄	97,76	76,55
Etano	C ₂ H ₆	0,38	10,86
Propano	C ₃ H ₈	0,2	5,36
i-Butano	C ₄ H ₁₀	0	0,68
n-Butano	C ₄ H ₁₀	0	0,78
i-Pentano	C ₅ H ₁₂	0	0,13
n-Pentano	C ₅ H ₁₂	0	0,08
Hexano	C ₆ H ₁₄	0	0,05
Heptano	C ₇ H ₁₆	0	0
n-Octano	C ₈ H ₁₈	0	0
Hidrógeno	H ₂	0	0
Nitrógeno	N ₂	1,29	0,44
Oxígeno	O ₂	0	0
Dióxido de Carbono	CO ₂	0,37	5,07

2.1.1 Clasificación del gas natural

2.1.1.1 Según su origen

a) Gas Asociado

El gas asociado es aquel que se encuentra en contacto y/o disuelto en el petróleo del yacimiento. En los yacimientos, generalmente, el gas asociado se encuentra como gas húmedo ácido. Este gas tiene que ser sometido al proceso de separación gas – petróleo, para poder ser tratado y utilizado. Más del 90% de las reservas de gas natural corresponden a este tipo de gas (Fuentes, 2010).

b) Gas no asociado

El gas no asociado es aquel que se encuentra en yacimientos que no contienen crudo. Este gas puede hallarse como húmedo-ácido, húmedo-dulce o seco. Puede ser tratado y distribuido sin proceso de separación. La obtención de líquidos del gas producido sólo se alcanza a temperaturas criogénicas, por el orden de -250 °F (Fuentes, 2010).

2.1.1.2 Según su composición

a) Gas pobre o seco

Hace referencia al gas residual, principalmente metano y etano, que queda después de que se han condensado los hidrocarburos más pesados en el cabezal del pozo. Cuando se licua el gas pobre, se lo denomina gas natural licuado (LNG). Debido a su composición puede ser usado directamente como combustible (Glossary Oilfield, s.f.).

b) Gas rico o húmedo:

Este es un gas que tiene un alto contenido de componentes licuables, GPM, el cual se define la cantidad de hidrocarburos líquidos recuperables por cada mil pies cúbicos estándar de gas.

c) Gas Condensado

Este gas se define como un gas con líquido disuelto, con un contenido de metano superior al 60%

2.1.2 Propiedades del gas natural. Para comprender en debida forma el comportamiento de un gas, es necesario conocer los componentes que lo conforman y en qué proporción se encuentran dentro de éste, normalmente dicha concentración se expresa en fracción molar. La composición del gas es un factor determinante en el cálculo de las propiedades fisicoquímicas, tales como el peso molecular, la gravedad específica, el factor de compresibilidad y el poder calorífico.

2.1.2.1 Peso molecular aparente. Teniendo en cuenta que el gas natural es una mezcla de gases, compuesta por moléculas de diferentes tamaños, ésta se comporta como si tuviera un peso molecular definido, lo cual no es estrictamente correcto, por esta razón, se denomina peso molecular aparente y está definido como:

$$M_a = \sum_j y_j M_j$$

Ecuación 1. Peso Molecular Aparente

En donde, M_a es el peso molecular aparente de la mezcla de gases en $lbm / lbm-mol$, M_j es el peso molecular del componente j de la mezcla de gas en $lbm / lbm-mol$ y y_j es la fracción mol de la fase de gas del componente j en fracción.

2.1.2.3 Gravedad específica. La gravedad específica de un gas, o de una mezcla de gases, G , está definida como la razón de la densidad del gas a la densidad del aire seco, medido a las mismas condiciones de presión y temperatura. De la siguiente manera:

$$G = \frac{\rho_g}{\rho_{aire}}$$

Ecuación 2. Gravedad Específica

Donde G , es la gravedad específica del gas, ρ_g , es la densidad el gas en lbm/ft^3 y ρ_{aire} , es la densidad del aire en lbm/ft^3 .

Por otra parte, si se moldea el comportamiento del gas y del aire como gases ideales, a condiciones estándar de presión y temperatura, es decir 14.65 *psia* y 60°F, la ecuación anterior puede ser expresada como:

$$G = \frac{M_a}{M_{aire}}$$

Ecuación 3. Gravedad Específica

Donde M_a es el peso molecular aparente de la mezcla de gases en $lbm / lbm-mol$, M_{aire} es el peso molecular del aire, es decir, 28.9625 $lbm / lbm-mol$

2.1.2.4 Factor de compresibilidad. El factor de compresibilidad, Z , es una cantidad adimensional que se usa en la industria del gas natural para corregir el comportamiento ideal de los gases ($Z=1$) a su comportamiento real. El factor Z es la razón entre el volumen real ocupado por un gas a una presión y temperatura dada, y el volumen que el gas ocuparía a la misma presión y temperatura si se comportara como un gas ideal.

$$Z = \frac{Vol_{real}}{Vol_{ideal}}$$

Ecuación 4. Factor de Compresibilidad

El valor Z no es constante, varía con los cambios de composición del gas, presión y temperatura (Ribbon, s.f.).

3. Tecnologías usadas en la medición de gas natural

La medición de cantidad y calidad de los hidrocarburos, ya sean líquidos o gaseosos, es muy de vital importancia para todos los actores de las cadenas de producción, suministro y comercialización; dentro de los que se encuentran las empresas productoras, las agencias gubernamentales, los propietarios de las regalías, las empresas de transporte, las refinerías, las comercializadoras y los usuarios finales en general. Esta medición debe realizarse cumpliendo con todos los requisitos, estándares, normas, reglamentos y regulaciones que le aplique, según sea el caso.

La naturaleza y requerimientos de las mediciones ha conducido al desarrollo y uso de tecnologías y equipos especializados, así como la elaboración de procedimientos e instructivos que son continuamente verificados y auditados (Ecopetrol , s.f.).

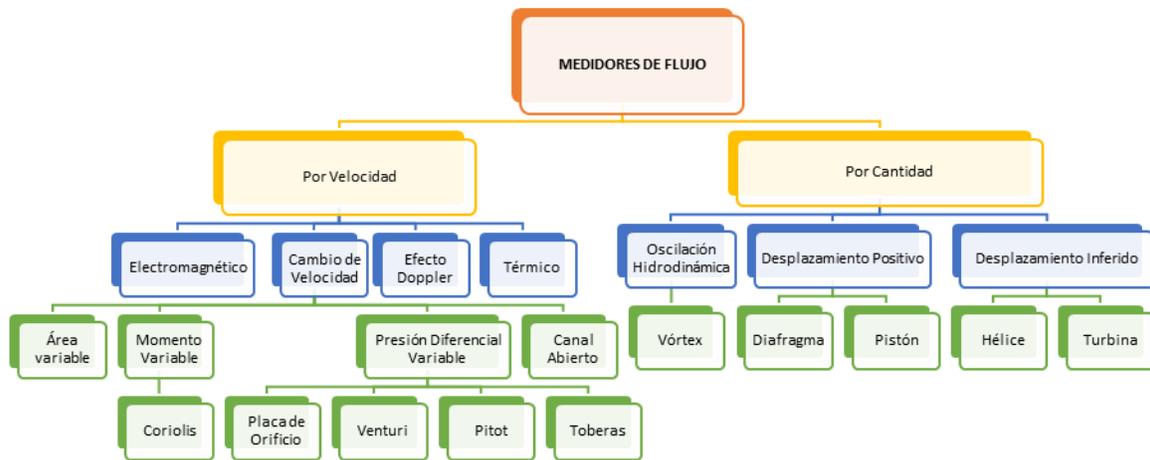


Figura 1 .Tecnologías de medición.Nota: Tomado de: Romero, L. A. S., & García, T. D. M. (s.f.)

Introducción a la medición de caudal de gas

En la medición de hidrocarburos se utilizan la medición estática y la medición dinámica, para el caso del gas natural, la usada es la medición dinámica, que es la cantidad de fluido que pasa, a través de un medio de transporte, en un periodo de tiempo determinado. En la medición dinámica existen dos tipos medidores, los cuales dependen del tipo de caudal que se tenga, estos son los medidores volumétricos y másicos, entre las ventajas del uso de este tipo de medición se tienen el manejo de altos volúmenes y una mayor exactitud, toda vez que no hay incidencia del error humano. Algunos medidores de este tipo, tienen incorporados computadores de flujo, que realizan todas las correcciones directamente (Manual of Petroleum Measurement Standards , s.f.).

Para el desarrollo de esta ingeniería se tuvo en cuenta el MANUAL DE ESTÁNDARES DE MEDICIÓN DEL PETRÓLEO DEL AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE (API MPMS) en sus secciones:

- Capítulo 14 – Natural Gas Fluids Measurement
- Capítulo 20 – Production Measurement and Allocation of Oil and Natural Gas
- Capítulo 24 – Flow Measurement using Electronic Metering Systems

En general, un sistema de medición de hidrocarburos está conformado por tres tipos de dispositivos, a saber:

- **Dispositivo Primario:** Es un medidor que convierte el caudal del fluido que pasa a través de él, en una señal medible, como es el caso de los pulsos eléctricos, generados por un medidor de turbina, desplazamiento positivo, ultrasónico o coriolis. La incertidumbre del dispositivo primario no depende de los dispositivos secundarios y terciarios, sino de las características propias del medidor de flujo, las cuales son determinadas por el fabricante.
- **Dispositivos Secundarios:** Corresponde a los dispositivos para medir las señales de entrada como presión, temperatura, densidad y otras variables, que son procesadas por el sistema. Estos dispositivos normalmente llamados transmisores, son diseñados para enviar información de un punto a otro por medio de la adición de un circuito electrónico que convierte la salida del dispositivo a una señal estándar. Esta señal puede ser análoga, digital o de frecuencia.
- **Dispositivos Terciarios:** Son conocidos como computadores de flujo, estos reciben información de los dispositivos primarios y secundarios, y usan instrucciones programadas para calcular las cantidades transferidas del fluido que fluye a través del dispositivo primario.

Es importante tener en cuenta: Los dispositivos primarios y secundarios de un sistema electrónico para medición, deben estar localizados por definición en el campo. Los dispositivos terciarios pueden estar localizados en una sala de control o en campo, sin importar la distancia. Los registros de salida de un dispositivo terciario deben cumplir con los estándares legales, de auditoría, contables y operacionales para garantizar la trazabilidad de los reportes y requerimientos de seguridad, solicitados en el capítulo 21.2 de MMH de ECOPETROL S. A. (Ecopetrol , s.f.)

3.1 Presión diferencial:

Estos funcionan en base a cuando una corriente de flujo se restringe, su presión disminuye por una cantidad que depende de la velocidad de flujo a través de la restricción, por lo tanto, la diferencia de presión entre los puntos antes y después de la restricción puede indicar la velocidad de flujo. Los medidores más comunes de este tipo son el tubo Venturi y las platinas de orificio (Ecopetrol , s.f.).

La placa de orificio es un sensor de medición de flujo sencillo y muy utilizado en la industria, consiste en una lámina circular con un orificio concéntrico, excéntrico o segmentado y se fabrica generalmente en acero inoxidable. La placa de orificio tiene una dimensión exterior igual al espacio interno que existe entre los tornillos de las bridas del montaje, el espesor del disco depende del tamaño de la tubería y de la temperatura de operación.

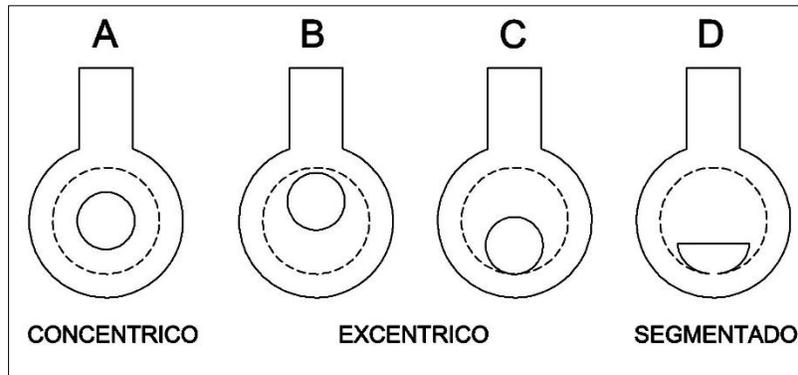


Figura 2. Tipos Placas de orificio

Este tipo de sensor tiene como ventajas principales: su bajo costo de fabricación y mantenimiento, fácil instalación, además su versatilidad para medir gases y líquidos; sin embargo, su principal desventaja es el bajo grado de exactitud que presenta en comparación con otros medidores de flujo (Mandmetro, 2000).

La placa concéntrica sirve para líquidos, excéntrica para gases y segmentada para fluidos que contienen un alto porcentaje de gases disueltos.

La placa de orificio se usa comúnmente en líquidos limpios, gases y vapor, y es especialmente adecuada cuando no se tienen limitaciones de caída de presión, especialmente en tamaños de tubería grandes (6" o mayor) (Serrano, 2013).

3.2 Turbina

Los medidores tipo turbina son medidores inferenciales que miden el flujo mediante el conteo de las revoluciones de un rotor, con álabes, el cual gira proporcionalmente a la velocidad del gas. A partir de la geometría y las dimensiones de los álabes del rotor y del canal de flujo, para un medidor tipo turbina de diámetro y modelo determinado, el volumen de gas a las condiciones de la línea se

puede inferir del conteo del número de revoluciones del rotor. Las revoluciones son convertidas en una señal digital o señal (es) electrónica(s) mediante una combinación mecánica de engranajes, generando pulsos electrónicos o pulso ópticos, o frecuencia.

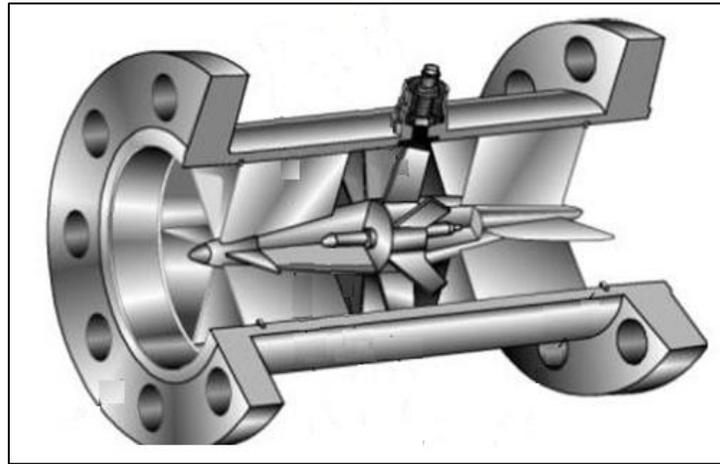


Figura 3. Interno medidor Turbina. Nota. Tomado de: Silver Instruments (s.f) Recuperado de: <https://es.silverinstruments.com/blog/turbine-flow-meters-tuf-used-in-oil-and-gas-industry-field.html>

Los medidores tipo turbina pueden operar en una gran variedad de gases y condiciones ambientales. Sus capacidades máximas de flujo están determinadas y limitadas por la máxima velocidad interna local del gas, la generación de ruido, erosión, velocidad del rotor, desgaste de los rodamientos y pérdidas de presión. La máxima capacidad de flujo a las condiciones de la línea es fija para un medidor tipo turbina en particular sin importar la presión y temperatura de operación. La máxima capacidad de flujo base se incrementa de acuerdo con las leyes e Boyle y Charles.

Las capacidades mínimas de flujo están limitadas por la fricción del fluido y de los elementos mecánicos (por ejemplo, resistencia aerodinámica y pérdida por fricción mecánica,

respectivamente) que ocasionan que el diseño de una turbina en particular exceda los límites de desempeño deseados o preestablecidos (Instituto Colombiano de Normas Técnicas y Certificación (ICONTEC). , 2012).

Dentro de las ventajas de los medidores tipo turbina se encuentran: una buena exactitud dentro del rango de operación del medidor, un costo intermedio, excelente rango de operación a altas presiones, y como desventajas se tiene que requiere una revisión periódica de todos sus componentes para garantizar una buena exactitud, no opera muy bien a bajas presiones y requiere de un perfil de velocidad uniforme, lo que implica, un tramo de tubería más largo para su instalación.

3.3 Coriolis

El principio de funcionamiento del medidor de flujo másico tipo Coriolis se fundamenta en el teorema del matemático francés, G. Coriolis, el cual expresa que una partícula que se desplaza con una velocidad lineal ‘v’, a través de una superficie que al a vez gira con una velocidad angular ar ‘w’, experimenta una aceleración adicional, denominada aceleración de Coriolis ‘a_c’, cuya magnitud es la siguiente:

$$a_c = 2wv$$

Ecuación 5. Aceleración Coriolis

El medidor de flujo másico tipo Coriolis está formado por un tubo doblado en ‘U’, y cuando el líquido del proceso ingresa en el sensor, se divide, durante esta operación, una bobina impulsora provoca que los tubos oscilen a su frecuencia de resonancia natural. A medida que los tubos

oscilan, el voltaje generado en cada bobina pickoff produce una onda sinusoidal. Esto indica el movimiento de un tubo en relación con el otro. La demora entre las dos ondas sinusoidales se denomina Delta-T, la cual es directamente proporcional al caudal másico. a través del cual fluye el gas natural, el cual se hace vibrar mediante dispositivos electromagnéticos, de tal forma, que para cualquier instante el tubo tenga una velocidad angular 'w'. Teniendo como base esto, el medidor mide el flujo másico censando la fuerza de Coriolis (Emerson, s.f.).



Figura 4. Medidor de flujo Tipo Coriolis. Nota. Tomado de Emerson (s.f.) Recuperado de: <https://www.emerson.com/>

Dentro de las ventajas del uso de este tipo de medidores se tiene:

- No son susceptibles a la presión o temperatura
- No es sensible al perfil de velocidad de flujo
- Fácil mantenimiento al no poseer partes móviles,
- Facilidad de instalación
- Alta exactitud de medición

- Proporcionan medición en línea de caudal másico y densidad, caudal volumétrico y temperatura.

Por otra parte, entre su mayor desventaja es su costo.

3.4 Ultrasónico

El funcionamiento de los medidores ultrasónicos se basa en el comportamiento de las ondas acústicas, las cuales se propagan con una velocidad específica a través de un medio. Si una onda acústica se origina en un medio en movimiento, su velocidad de propagación es el vector suma de la velocidad de la onda original y la velocidad promedio del medio. Este efecto se usa para medir la velocidad del fluido en un medidor ultrasónico. Su principio de medición se basa en calcular la velocidad del fluido, a partir del tiempo que demora un pulso acústico en viajar desde el transductor A hasta el transductor B, con respecto al tiempo que demora en viajar desde el transductor B hasta el transductor A. En la Figura 5 se muestra la ubicación de los transductores-receptores posicionados diametralmente opuestos sobre una trayectoria que posee un ángulo φ con respecto al eje de la tubería, separados por una distancia L (Herrmann, Ehrlich, & Dietz, 2004) (Lunde, Froysa, & Vestheim, 2000).

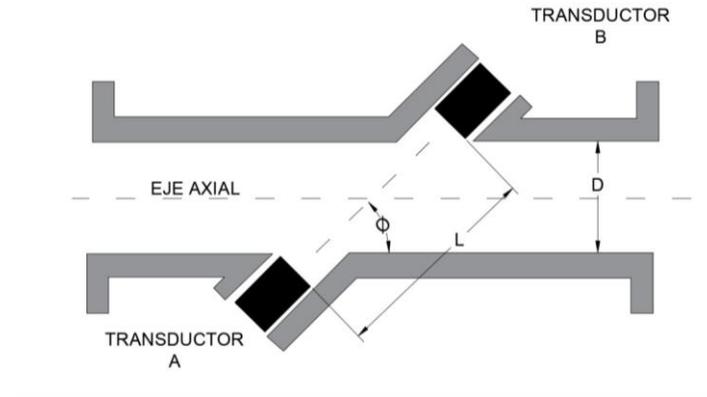


Figura 5. Ubicación receptores – Transductores medidor Ultrasónico.

Cuando el flujo a través del medidor es cero, el tiempo de tránsito de la onda desde A hasta B (t_{AB}) es igual al tiempo de tránsito desde B hasta A (t_{BA}). Ahora bien, asumiendo que el fluido se desplaza de izquierda a derecha con una velocidad V_m , el tiempo de tránsito del pulso acústico desde A hasta B disminuirá, mientras que de B hasta A aumentará; en otras palabras, la velocidad del pulso desde A hasta B, es mayor debido a que se acelera por viajar en el mismo sentido del flujo, en tanto que la velocidad del pulso desde B hasta A es menor debido que sufre una desaceleración por efecto de ir en sentido contrario al movimiento del fluido. El caudal a través del medidor se calcula a partir de:

$$Q = A \cdot V_m = \left[\frac{\pi \cdot D^2}{4} \right] \cdot \left[\left(\frac{L}{2 \cos \phi} \right) \cdot \left(\frac{1}{t_{AB}} - \frac{1}{t_{BA}} \right) \right]$$

Ecuación 6.

En los medidores de multi-trayectorias, la velocidad del fluido se mide en diversos planos y se obtiene un promedio.



Figura 6. Medidor Ultrasónico. Fuente: Slidex (s.f.) Recuperado de: <https://slidex.tips/download/sentinel-caudalimetro-ultrasonico-panametrics-para-transferencia-fiscal-de-gas-g>

Dentro de los principales componentes de los medidores ultrasónicos se destacan tres partes principales:

- El cuerpo, es decir la parte estructural del medidor fabricado de un material compatible con el fluido a cuantificar, provisto por lo menos con una toma para la medición de la presión estática y puertos para la instalación de los transductores y la electrónica asociada. Se caracteriza por conservar a lo largo del medidor, una circularidad tal que, se garantice que un valor de diámetro interno medido no varíe más de 0,5% del diámetro interno promedio en la sección medida (requisito establecido por el Reporte AGA 9 2007).
- Los transductores son el corazón de los medidores ultrasónicos y su propósito es convertir las señales eléctricas en señales acústicas y viceversa. Están compuestos principalmente por conectores eléctricos, carcasa y elemento piezoeléctrico. Los pulsos se producen cuando el elemento piezoeléctrico es excitado a partir de una señal de voltaje variable en el tiempo, generando la emisión de un pulso acústico bien definido. De igual forma, el piezoeléctrico proporciona una señal de voltaje variable cuando las ondas acústicas ejercen presión sobre su superficie.

- La Unidad de Procesamiento de Señal o SPU (Signal Processing Unit), es considerada como el cerebro del medidor, en ella se encuentra alojada toda la electrónica encargada del control de los transductores almacenamiento de datos, procesamiento de señales, algoritmos de cálculo, programas de autoevaluación y diagnóstico, puertos de comunicación, alimentación eléctrica, programas de comunicación y en fin, todo lo concerniente al control, comunicación y proceso de medición. De igual manera, en su interior se encuentran almacenados en memorias no volátiles los parámetros de configuración, contadores de volumen, huellas del medidor, alarmas y factores de corrección, entre otros.

3.5 Magnético

Su principio de medida está basado en la ley de Faraday la cual dice que al pasar un fluido conductor a través de un campo magnético, se produce una fuerza electromagnética, F.E.M, directamente proporcional a la velocidad del fluido. Está formado por un tubo, revestido interiormente con material aislante. Sobre dos puntos diametralmente opuestos de la superficie interna se colocan dos electrodos metálicos, entre los cuales se genera una señal eléctrica de medida. En la parte externa se colocan los dispositivos para generar el campo magnético y todo se recubre de una protección externa con diversos grados de seguridad. El flujo completamente sin obstrucciones es una de las ventajas de este medidor. El fluido debe ser ligeramente conductor debido a que el medidor opera bajo el principio de que cuando un conductor en movimiento corta un campo magnético se induce un voltaje (Robles & Castillo, s.f.).



Figura 7. Medidor Magnético. Nota. Tomado de Emerson (s.f.) Recuperado de: <https://www.emerson.com/>

4. Estaciones de tratamiento y recolección.

Las estaciones de tratamiento y recolección de crudo están compuestas por un grupo de facilidades y equipos que facilitan el recibo, la separación, medición, tratamiento, almacenamiento y despacho del petróleo. Por tal razón, las actividades que se realizan en cada una de ellas están encaminadas a separar el crudo de los demás compuestos con los que se extrae del subsuelo, como son; el gas, el agua, además de algunos compuestos sólidos.

Los equipos e instalaciones principales que conforman una estación son:

- Líneas de flujo
- Múltiples o Manifolds de producción
- Separadores de gas - líquido
- Equipos para deshidratación y desalado – Tratadores

- Scrubber o Depurador
- Tanques de almacenamiento de la producción
- Sistemas de tratamiento químico

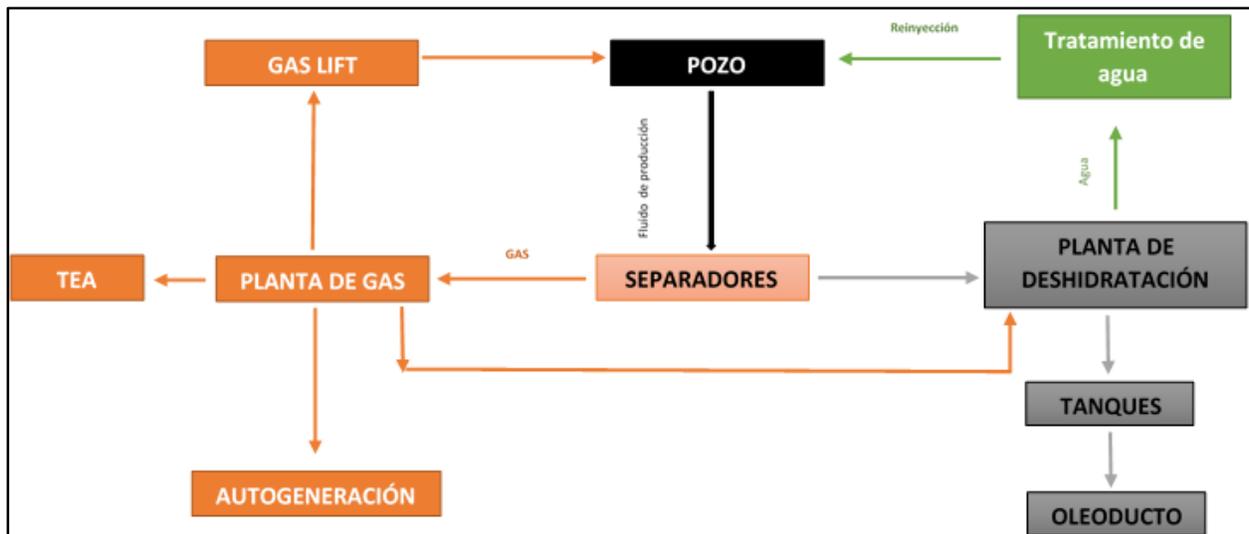


Figura 8. Esquema sistema de facilidades de producción.

Teniendo en cuenta que nuestro fluido de interés en este estudio es el gas, se realizará una breve descripción de los equipos y facilidades dentro de las estaciones donde se realiza su separación y dónde se le da uso.

4.1 Líneas de flujo

Las líneas de flujo son las tuberías de diferentes diámetros (varían con la gravedad API del petróleo y el flujo esperado), que conducen la producción de cada pozo a los sistemas de recolección denominados múltiples de producción, antes de ser enviados al resto de los equipos de producción que conforman una estación de flujo (Montoya Pallo, 2013).

4.2 Múltiples o manifolds de producción

El Manifold o Múltiple de Producción, consiste básicamente en un arreglo de válvulas y tuberías que permiten recibir y controlar adecuadamente la producción de los diferentes pozos que conforman un campo petrolero.

4.3 Separadores

Los separadores, como su nombre lo indica, sirven para separar los fluidos de producción y poder así tratarlos, teniendo en cuenta que el petróleo de venta debe cumplir con las especificaciones requeridas por el cliente o a las refinerías en cuanto a contenido de agua y de sólidos. Los separadores se clasifican de acuerdo con su configuración en verticales, horizontales y esféricos y según su función en separadores de prueba y separadores de producción general. También se pueden clasificar de acuerdo con la presión de operación en separadores de alta, media o baja. Adicionalmente, se pueden clasificar en bifásicos o trifásicos, de acuerdo con el número de fases que pueden separar. Los separadores más comunes son los de gas - líquido, y se usan para separar la fase gaseosa de la fase líquida (petróleo-agua). Los separadores trifásicos se utilizan para separar las tres fases: gas, petróleo y agua. Los separadores de producción general incluyen los dedicados a la deshidratación y desalación de los crudos. Son muy importantes, pues se encargan de que los crudos producidos se adapten con arreglo a las especificaciones y exigencias del mercado.



Figura 9. Separador de prueba ERTC-3.

4.3.1 Componentes de los separadores

- Recipiente de acero. El tamaño depende de la capacidad requerida. El grosor del acero del recipiente depende de la presión para la cual el recipiente ha sido diseñado (entre 25 y 10.000 psi).
- Espacio en el fondo del recipiente para la acumulación de líquidos producidos en los pozos.
- Espacio en la parte superior del recipiente para que el gas se acumule después que se separen los líquidos.
- Salida para el petróleo cerca del fondo del separador, consta de un tubo y una válvula automática. La válvula se abre cuando el nivel del líquido llega a un nivel predeterminado dentro del separador y se cierra cuando el afluente ha bajado el nivel hasta otro punto predeterminado.
- Conexión de drenaje en el fondo del recipiente con una válvula operada manualmente.

- Tubo de nivel en el exterior del separador para indicar el nivel del líquido en el recipiente. Para el caso de crudos pesados y viscosos, como el vidrio del nivel se opaca, se utilizan dos válvulas instaladas a diferente nivel y se verifica el nivel del líquido mediante estas válvulas.
- Dos líneas de salida de gas en la parte superior del recipiente que va al sistema. Colector de gas. Existe una válvula de contrapresión en esta línea que sirve para mantener la presión deseada en el separador.
- Válvula de relevo, ubicada en la parte superior del separador para evitar que la presión demasiado alta destruya el separador, si cualquiera de las válvulas de control no funcione debidamente.
- Extractor de vapor (solo en algunos separadores), que consiste de materiales metálicos tejidos para proporcionar extensivas áreas superficiales al flujo de gas húmedo. Las del condensado se forman en la superficie metálica y vuelven a caer en el líquido en el fondo del separador.

4.3.2 Secciones del separador

- **Sección de separación primaria:** Esta sección elimina el volumen global del líquido de la corriente de entrada. Es necesario eliminar lo más rápido posible las gotas más grandes de líquido de la corriente de gas, para reducir al mínimo la turbulencia del gas y el retorno de las partículas líquidas para el segundo paso de separación. En los tanques verticales, se cambia la dirección del flujo del fluido, esto permite mediante una toma divergente, hacer que la fuerza centrífuga elimine grandes volúmenes de líquido. En tanques horizontales y

esféricos, se realiza este efecto colocando placas de desviación lo cual causa que el retorno de líquido sea mínimo.

- **Sección de separación secundaria:** sirve para eliminar las gotas más pequeñas. Básicamente lo que se hace es reducir drásticamente la velocidad del gas, asentándose por gravedad la separación. La eficiencia de esta sección dependerá de las propiedades del gas y el líquido, el tamaño de las gotas y el grado de turbulencia del gas.
- **Sección de extracción de vapor:** en ella se elimina al máximo las gotitas de líquido que todavía permanece en la corriente de gas. Para lograrlo se acumulan pequeñas gotitas en una superficie de donde se escurren de la corriente de gas, las cuales al formar gotas más grandes caen en la sección de separación primaria.
- **Sección de acumulación de líquido:** Se reciben y eliminan los líquidos acumulados proveniente de las tres secciones suprayacentes. Esta acumulación de líquido debe ser eficientemente separada de la corriente de gas, para evitar su agitación. Posee volumen suficiente de almacenamiento y equipo de control de líquido para evitar el sobrellenado (De la Cruz, 2003).

4.3.3 Separadores de prueba. Son equipos destinados a operar con los fluidos de producción de un solo pozo, con el fin de medir el volumen producido de crudo, agua y gas. El petróleo y el gas se miden a través de medidores de flujo, mientras que el volumen de agua producido se obtiene al medir en el laboratorio el BSW del crudo, conociéndose así el porcentaje de agua que éste contiene.

4.3.4 Separadores generales. Los separadores generales tienen el mismo principio de operación de los separadores de prueba, lo único que los diferencia es su tamaño, dado que en ellos se realiza la separación primaria de toda la producción, a diferencia de los separadores de prueba que sólo manejan el fluido de un único pozo.

La capacidad en caudal de gas de un separador está dada por la velocidad a la que éste pasa por el equipo, y es proporcional a la presión y a la sección de pasaje. En separadores horizontales es función de su diámetro, densidad del gas y nivel de operación. Si el caudal que recibe el separador es alto, la velocidad de circulación del gas en el interior de este será elevada y puede arrastrar hacia la parte superior a las gotas más pequeñas del petróleo pulverizado, para evitar estas pérdidas, y favorecer la separación, se instalan deflectores de condensación. Estos dispositivos, así como los extractores de niebla se diseñan para permitir que el gas pase a través de estos, efectuando cambios bruscos de dirección e impactando contra una superficie de choque, produciéndose la coalescencia de las partículas, las que al tener mayor tamaño caen por gravedad a la parte inferior del equipo (Villavicencio, 2011).

4.3.5 Scrubber o Depurador de gas. Los scrubber o depuradores de gas son separadores bifásicos verticales usados para separar las partículas líquidas remanentes en el gas, provenientes de la separación primaria dada en los separadores de prueba o en los separadores generales de producción. El gas sale de este equipo seco y listo para ser usado como combustible, gas para instrumentos o para ser quemado en la Tea



Figura 10. Scrubber de gas estación Auxiliar Cantagallo

4.4 Tratadores térmicos

En los tratadores se realiza el tratamiento de la emulsión presente en el crudo y es normalmente ejecutado inmediatamente después que se le ha extraído el gas, en un recipiente diseñado como tratador bien sea térmico o termo-electrostático. La función del tratador es deshidratar el crudo producido, hasta alcanzar los niveles específicos de BSW (based solids and water) requeridos para la venta de la producción. La separación del crudo y del agua se puede lograr mediante calentamiento, rompimiento químico de la emulsión, placas coalescentes y/o campos electrostáticos.

El tratador térmico tiene como función separar la mayor parte del agua emulsionada que trae el crudo hasta valores de BSW iguales o inferiores al 1%, y el gas ocluido remanente dentro de la emulsión. Dadas las altas temperaturas que se requieren para reducir la viscosidad, el equipo tiene

un alto consumo de energía térmica. Estos equipos constan de tres secciones que se muestran en la Figura 11.

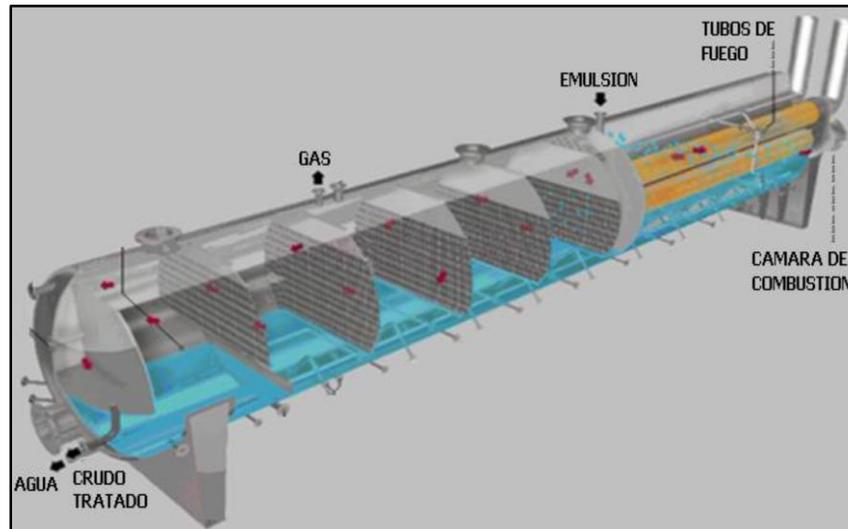


Figura 11. Esquema Tratador térmico horizontal. Tomado de: León, O. G., Molina, R., Morón, C., & de Zayas, M. E. (2014). Evaluación energética del tratador térmico en la planta de procesamiento de crudos de canasí. *Avances en Ciencias e Ingeniería*, 5(1), 41-56

En la primera sección se encuentra la cámara de combustión en la que con dos quemadores se quema el gas acompañante utilizado como combustible; los gases de combustión a través de dos tubos de fuego intercambian calor con la emulsión a la que le elevan su temperatura hasta valores cercanos a 140°C, y son evacuados por la chimenea mediante tiro natural. En la segunda sección, llamada de coalescencia, debido a las altas temperaturas de la emulsión y los choques y cambios de dirección con las ranuras de los bafles, se logra la coalescencia de las partículas del agua emulsionada. Al final de esta sección el agua ya separada sale por el fondo y es enviada hacia el enfriador, y por la parte superior sale el gas separado que va hacia la Tea

El crudo deshidratado cae por rebozo en la tercera sección o cámara de salida, ya con un contenido de agua muy pequeño, con valores de BSW inferiores a un 1 % ya listo para la venta (León, Molina, Morón, & De Zayas, 2014).



Figura 12. Tratadores Térmicos Campo Casabe.

4.5 TEA

La quema controlada de gas es una práctica necesaria y habitual en la exploración, producción y procesamiento de la industria del petróleo, siendo la seguridad de procesos la primera razón de su implementación, con el fin de minimizar el riesgo de incendio y/o explosión.

La disposición del gas en una antorcha o TEA asegura que el gas que no está siendo usado en el proceso, ya sea porque no puede ser almacenado o porque no es viable técnica o económicamente su aprovechamiento, pueda ser desechado de forma segura.

Por otra parte, con la quema en tea también se garantiza que no haya ninguna sobrepresión en el sistema, en caso de presentarse una emergencia y/o parada de planta.

Hay dos tipos principales de teas; las elevadas y a nivel de suelo. Las teas elevadas son las más usadas en la industria petrolera. En este tipo de teas, el gas de alivio es alimentado a una chimenea de entre 10 y 100 m de altura y se quema en la punta de la misma, quedando la llama expuesta a las perturbaciones atmosféricas tales como el viento y la lluvia.

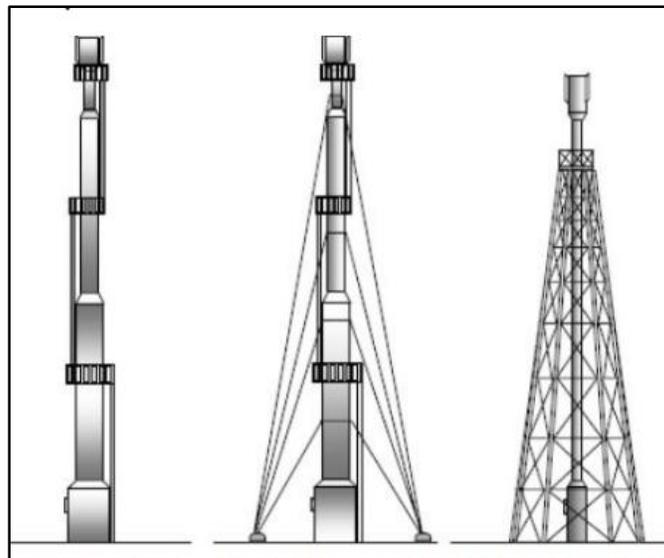


Figura 13. Tipos de teas elevadas: auto soportada, soportada por cables y soportada por estructura.

Tomado de. Standard, A. P. I. (2003). 537, Flare Details for General Refinery and Petrochemical Service.

4.5.1 Principales componentes de una TEA. En general los sistemas de teas cuentan con los siguientes componentes principales (Mondragón Guzmán, 2015):

- **Punta:** Se cuenta con dos tipos de puntas: el primer tipo corresponde a la punta sin asistencia, usualmente usada donde la quema asistida sin humo no se requiere. La llama

producida por este tipo de puntas es función de la composición del gas y de la velocidad de salida del gas. En las ocasiones en que debido a la composición del gas las puntas sin asistencia no garantizan la quema sin humo se requiere del segundo tipo de puntas: las que cuentan con asistencia. En este tipo de puntas se inyecta vapor, o aire en caso de que este no se encuentre disponible, con el fin de mejorar la eficiencia de la combustión y de esta manera lograr la quema sin humo.

- **Piloto:** La función del piloto es dar el encendido al gas de tea con el fin de iniciar la combustión. El piloto del sistema de tea debe proporcionar una ignición confiable. Si el piloto falla, hidrocarburos sin quemar pueden ser liberados a la atmosfera, generando posibles atmosferas explosivas o problemas de afectación a la salud.
- **Sistema** de encendido: es el encargo de garantizar que los pilotos estén encendidos. Básicamente generan la mezcla aire-gas de piloto en la proporción adecuada y generan la chispa para generar el inicio de combustión en el piloto, el cual como se describió anteriormente es el que se encarga de iniciar la ignición del gas de tea.



Figura 14. Tea en Funcionamiento estación auxiliar Cantagallo

5. Diagnóstico de los sistemas de medición de gas actuales en las estaciones de recolección y tratamiento 2, 3, 4 y 5 de Campo Casabe

Las estaciones de recolección y tratamiento 2, 3,4 y 5 de Campo Casabe, tienen el mismo esquema de procesamiento de gas y de crudo. El gas ingresa a las estaciones, asociado a los demás fluidos de producción a través de los manifolds de producción y es direccionado al separador general, donde se realiza su separación primaria del petróleo. Posterior a esto, se envía al scrubber donde se le retiran las trazas de líquidos que pudiera tener. A la salida del scrubber se divide en tres corrientes; la primera va hacia los quemadores de los tratadores termo electrostáticos donde es utilizado como combustible, la segunda corriente se dirige hacia los sistemas de Autogeneración de Energía eléctrica, y por último, el gas que no es utilizado es dirigido hacia la TEA para su quema.

El gas de los pozos en prueba surte el mismo proceso que el resto del gas, con la única diferencia, que no ingresa por el separador general si no a través de los separadores de prueba, donde continúa al scrubber y demás equipos.

En este capítulo se detallan los artículos de la Resolución 41251 de 2016 que deben cumplir cada uno de los sistemas de medición de gas y, teniendo en cuenta estos artículos se realizó la revisión de cada una de las estaciones, lo que nos llevó al diagnóstico que se presenta y que es el objeto de esta ingeniería básica.

5.1 Artículos de la Resolución 41251 de 2016 aplicables a los sistemas de medición de gas.

A Continuación se detallan los artículos de la resolución que deben cumplir los sistemas de medición de gas y cuyo cumplimiento se debe asegurar con la presente ingeniería.

Artículo 4. Obligaciones generales de los operadores. Son obligaciones generales de los operadores las siguientes:

1. Adoptar las mejores prácticas y estándares internacionales en materia de medición del volumen y determinación de la calidad de los hidrocarburos de conformidad con lo establecido en la presente resolución.

2. Contar mínimo con un sistema de medición del volumen y determinación de calidad de los hidrocarburos y del agua de producción que se extraiga, cumpliendo con los requisitos establecidos en la presente resolución.

Artículo 5. Medición del volumen de los hidrocarburos. La medición oficial del volumen de los hidrocarburos que se recupere en todo pozo o campo productor podrá ser estática o dinámica dependiendo del tipo y características del fluido a medir y los volúmenes a manejar

La medición dinámica podrá realizarse a través de equipos de medición que cumplan con los estándares establecidos en los artículos 16 y 18 de la presente resolución

Artículo. 7. Determinación de calidad de los hidrocarburos gaseosos. Para determinar la calidad de los hidrocarburos gaseosos se deberá establecer. Entre otros, la densidad, composición y poder calorífico. Para los puntos de medición oficial se deberá realizar como mínimo, una cromatografía mensual hasta C 12+. Los ensayos de calidad se deberán realizar sobre muestras representativas tomadas en los puntos de muestreo oficial, según la Norma API MPMS Capítulo 14.1 última versión

Artículo 9. Calidad de los hidrocarburos gaseosos en el punto de medición oficial. Los hidrocarburos gaseosos a medir en puntos de medición oficial deberán cumplir con las condiciones contractuales establecidas por las partes del contrato.

Artículo 11. Cifras significativas y conversión a sistema métrico, aplicables a los volúmenes calculados con los modelos. Las cifras significativas con las cuales se deberán reportar los resultados que se obtengan para cada una de las variables de los modelos de medición tendrán que cumplir con lo establecido en la versión vigente de las normas API MPMS12.2.1,12.2.2 y 12.2.3 (Medición Dinámica).

Artículo 17. Modelos de medición para hidrocarburos gaseosos. Los modelos de medición que deben ser utilizados para la determinación del volumen de hidrocarburos gaseosos serán los establecidos en (i) las normas referidas en el RUT cuando se trate de gas inyectado al SNT; y (ii) en la Figura 15 de la presente resolución cuando se trate de gas no inyectado al SNT, para cada tipo de medidor, previa aprobación de la autoridad de fiscalización.

Todo el gas producido deberá ser medido en forma continua y deberá llevarse un registro diario físico y/o electrónico de conformidad con lo establecido en la norma API MPMS 21.1.

Parágrafo. Se deberán medir los volúmenes de gas que se utilicen en la facilidad para levantamiento artificial o inyección al yacimiento, consumo en las operaciones, entregas a planta de procesamiento, generación de energía y quema. Las quemas de gas deberán ser aprobadas previamente por la autoridad de fiscalización.

Artículo 18. Normas técnicas de obligatorio cumplimiento para medición de hidrocarburos gaseosos. Los modelos, equipos y procedimientos que se utilicen como puntos de medición oficial y/o puntos de muestreo oficial de hidrocarburos gaseosos que entreguen al SNT deberán cumplir con los requerimientos del RUT.

Otros usos del gas de producción estarán regidos por la última versión de las normas que se relacionan en la siguiente tabla:

Instrumento	Norma
Platina de Orificio	Reporte AGA No.3, Parte 2
	API MPMS Capítulo 14, Sección 3
	GPA 8185, Parte 2
	ISO 5167-2
Medidor Tipo Turbina	Reporte AGA No.7
	ISO 9951
	NTC-5927
Medidor de Desplazamiento Positivo Tipo Rotativo	ANSI B 109.3
	OIML R 137-1
	NTC-4136
Medidor de Desplazamiento Positivo Tipo Diafragma	ANSI B 109.1 (Capacidad inferior a 500 ft ³ /h)
	ANSI B 109.2 (Capacidad igual o superior a 500 ft ³ /h)
	OIML R 137-1
	NTC-4454 (Capacidad superior a 16 m ³ /h)
Medidor Tipo Ultrasónico	Reporte AGA No.9
	ISO 17089-1
Medidor Másico Tipo Coriolis	Reporte AGA No.11
	API MPMS Capítulo 14, Sección 9
	ISO 10790
Medidor Tipo Tubos Vénturi y Boquilla de Flujo	ISO 5167-3
	ISO 5167-4
Factores de Compresibilidad del gas	Reporte AGA No.8
Temperatura / Presión	API MPMS Capítulo 7
	API MPMS Capítulo 21, Sección 1
	API RP 551
Cromatografía	ASTM D 7164
	ASTM D 1945
	API MPMS Capítulo 14, Sección 1
	ISO 6974-1
	ISO 6974-2
	ISO 6974-3
	ISO 6974-4
	ISO 6974-5
	ISO 6974-6
	ISO 6975
	GPA 2261
GPA 2286	
Muestreo de gas natural	API MPMS Capítulo 14, Sección 1
	ISO 10715
Computador de Flujo	API MPMS Capítulo 21, Sección 1
	en 12405-1
Medición de gas en teas	API MPMS Capítulo 14, Sección 10

Figura 15. Normas técnicas de obligatorio cumplimiento para medición de gas - Tabla 1 Resolución 41251 de 2016

5.2 Diagnóstico por estación

Al realizar la verificación del cumplimiento de la resolución 41251 de 2016 en las estaciones 2,3,4 y 5 de campo Casabe se encontró que en general se cumplen las directrices del ministerio en lo referente a gas, sólo se encontraron falencias en lo descrito en el Artículo 17: *“Se deberán medir los volúmenes de gas que se utilicen en la facilidad para levantamiento artificial o inyección al yacimiento, consumo en las operaciones, entregas a planta de procesamiento, generación de energía y quema.”*

A Continuación un resumen de lo encontrado por estación:

5.2.1 Estación 2

Para el caso de esta estación 2 se encontró que:

- ✓ los medidores de los separadores de prueba (V-4502 A/B) y el medidor del gas de los quemadores del Tratador Térmico Electroestático (V-4503) estaban en mal estado.
- ✓ El medidor del scrubber estaba sub dimensionado.
- ✓ La Tea no contaba con medición de flujo, impidiendo que se pudiera realizar la contabilización de cada una de las corrientes tanto producidas como consumidas y/o quemadas.

Tabla 2.

Equipos estación 2

ERTC-2	
Equipo	Resolución 41251
Separador de prueba A (V-4502A)	No Cumple
Separador de prueba B (V-4502B)	No Cumple
Separador de prueba C (V-4502C)	Cumple
Separador de prueba D (V-4502D)	Cumple
Separador General V-4501	Cumple
Tratador Térmico Electrostático (V-4503)	No Cumple
Scrubber (V-4504)	No Cumple
Tea	No Cumple

5.2.2 Estación 3. Al igual que en la estación 2, se presentó que:

- ✓ los medidores de los separadores de prueba (V-4602 A/B) y el medidor del gas de los quemadores del Tratador Térmico Electrostático (V-4603) estaban en mal estado.
- ✓ El medidor del scrubber (V-4604) estaba sub dimensionado y
- ✓ la Tea no contaba con medición de flujo, impidiendo que se pudiera realizar la contabilización de cada una de las corrientes tanto producidas como consumidas y/o quemadas

Tabla 3.

Equipos estación 3

ERTC-3	
Equipo	Resolución 41251
Separador de prueba A (V-4602A)	No Cumple
Separador de prueba B (V-4602B)	No Cumple
Separador de prueba C (V-4602C)	Cumple
Separador de prueba D (V-4602D)	Cumple
Separador General V-4601	Cumple
Tratador Térmico Electrostático (V-4603)	No Cumple
Scrubber (V-4504)	No Cumple
Tea	No Cumple

5.2.3 Estación 4. En la estación 4 se encontró que:

- ✓ los medidores de los separadores de prueba B/F (V-402B/F), el del scrubber y el de los quemadores del tratador estaban fuera de servicio
- ✓ la Tea no tenía medidor.

Tabla 4.

Equipos estación 4

ERTC-4	
Equipo	Resolución 41251
Separador de prueba A (V-402A)	Cumple
Separador de prueba B (V-402B)	Cumple
Separador de prueba C (V-402C)	No Cumple
Separador de prueba D (V-402D)	Cumple
Separador de prueba E (V-402E)	Cumple
Separador de prueba F (V-402F)	No Cumple
Separador General (V-401)	Cumple
Tratador Térmico Electrostático (V-403)	No Cumple

Scrubber (V-404)	No Cumple
Tea	No Cumple

5.2.4 Estación 5. Para el caso de la estación 5:

- ✓ El medidor del Scrubber estaba sobre dimensionado para el flujo que maneja
- ✓ La tea no tenía medidor

Tabla 5.

Equipos estación 5

ERTC-5	
Equipo	Resolución 41251
Separador de prueba A (R-SEP-3512A)	Cumple
Separador de prueba B (R-SEP-3512B)	Cumple
Separador General	Cumple
Tratador Térmico Electrostático	Cumple
Scrubber (R-D-3512)	No Cumple
Tea	No Cumple

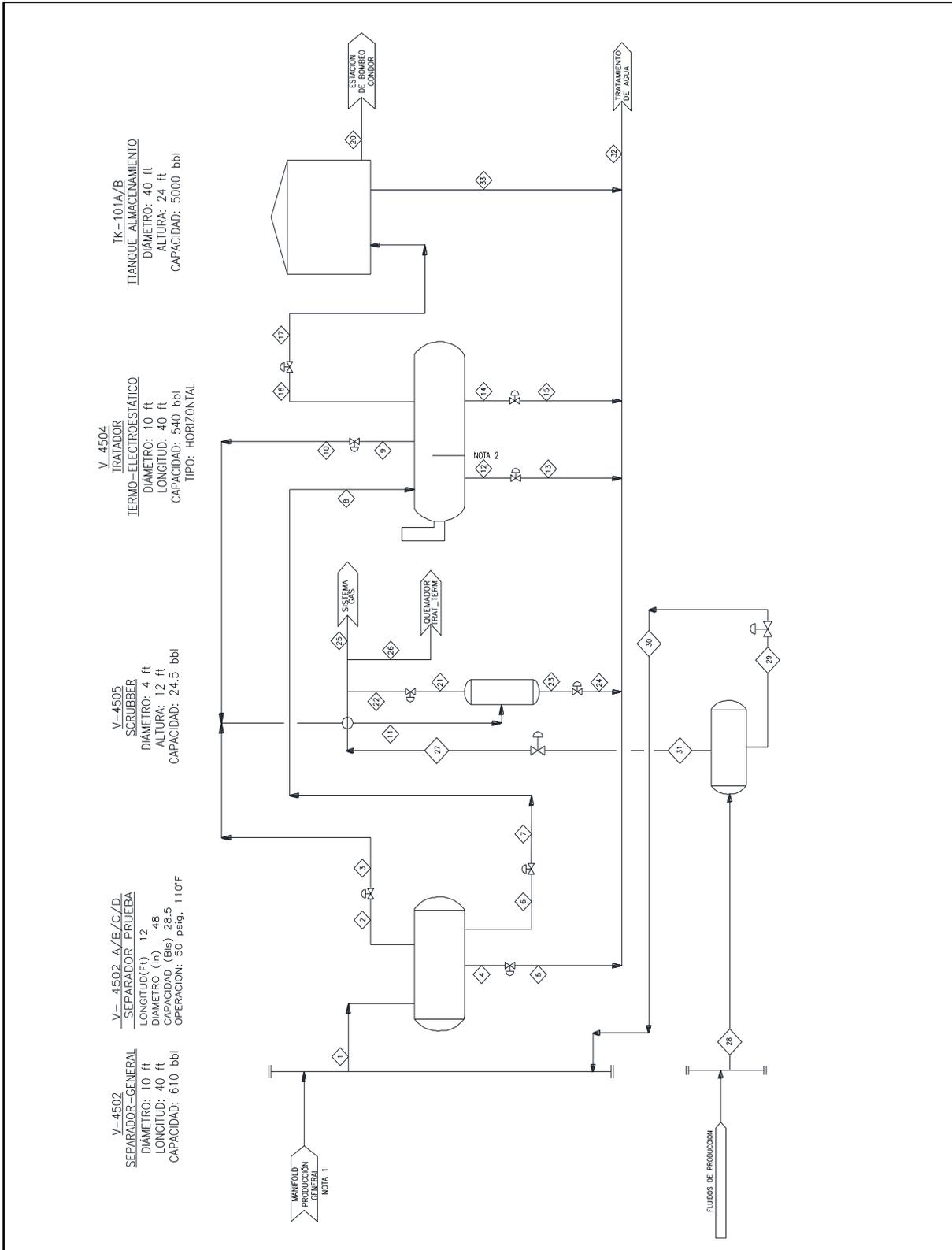


Figura 16. Diagrama de Flujo de la Estación 2

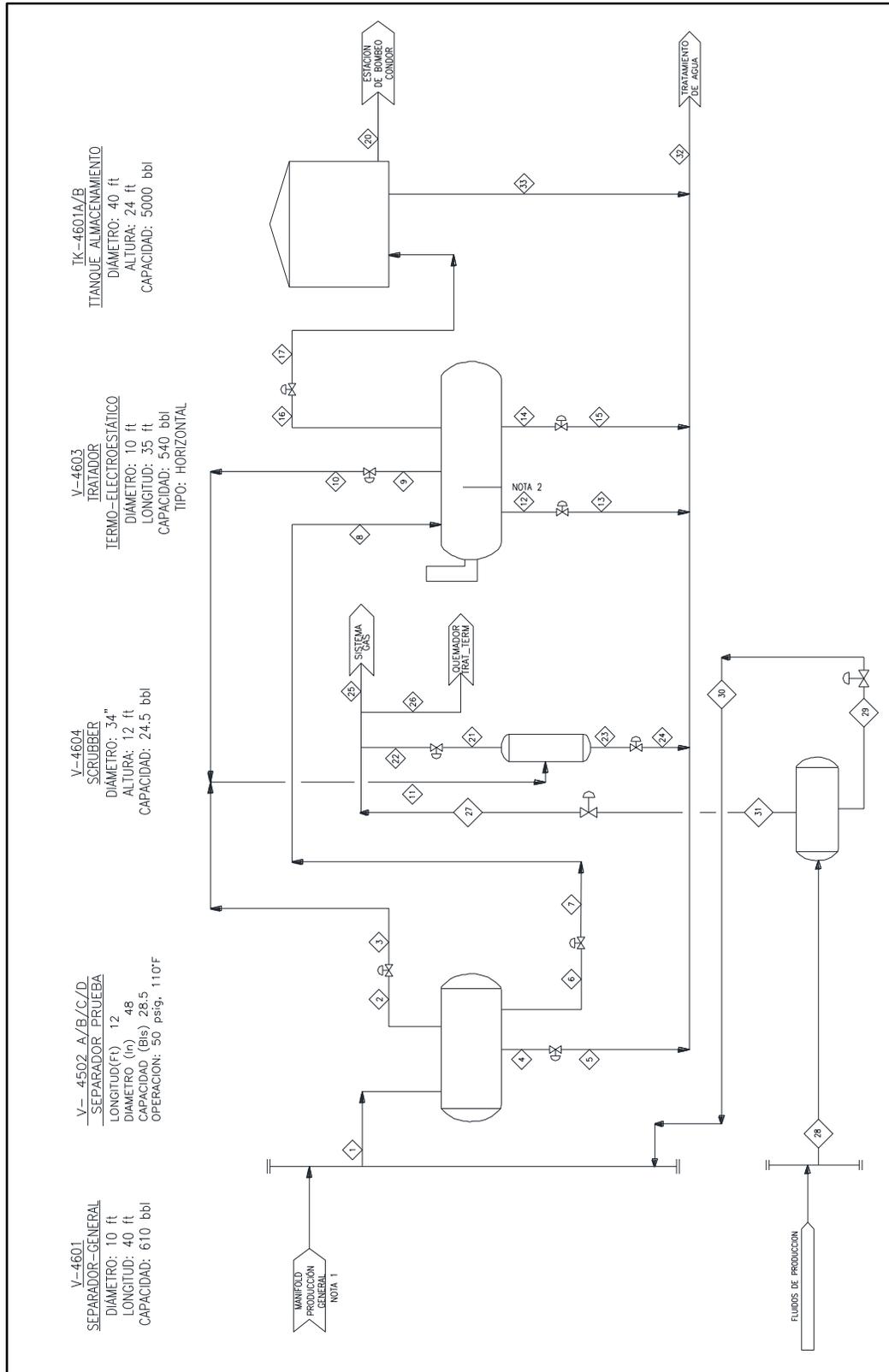


Figura 17. Diagrama de Flujo de la Estación 3

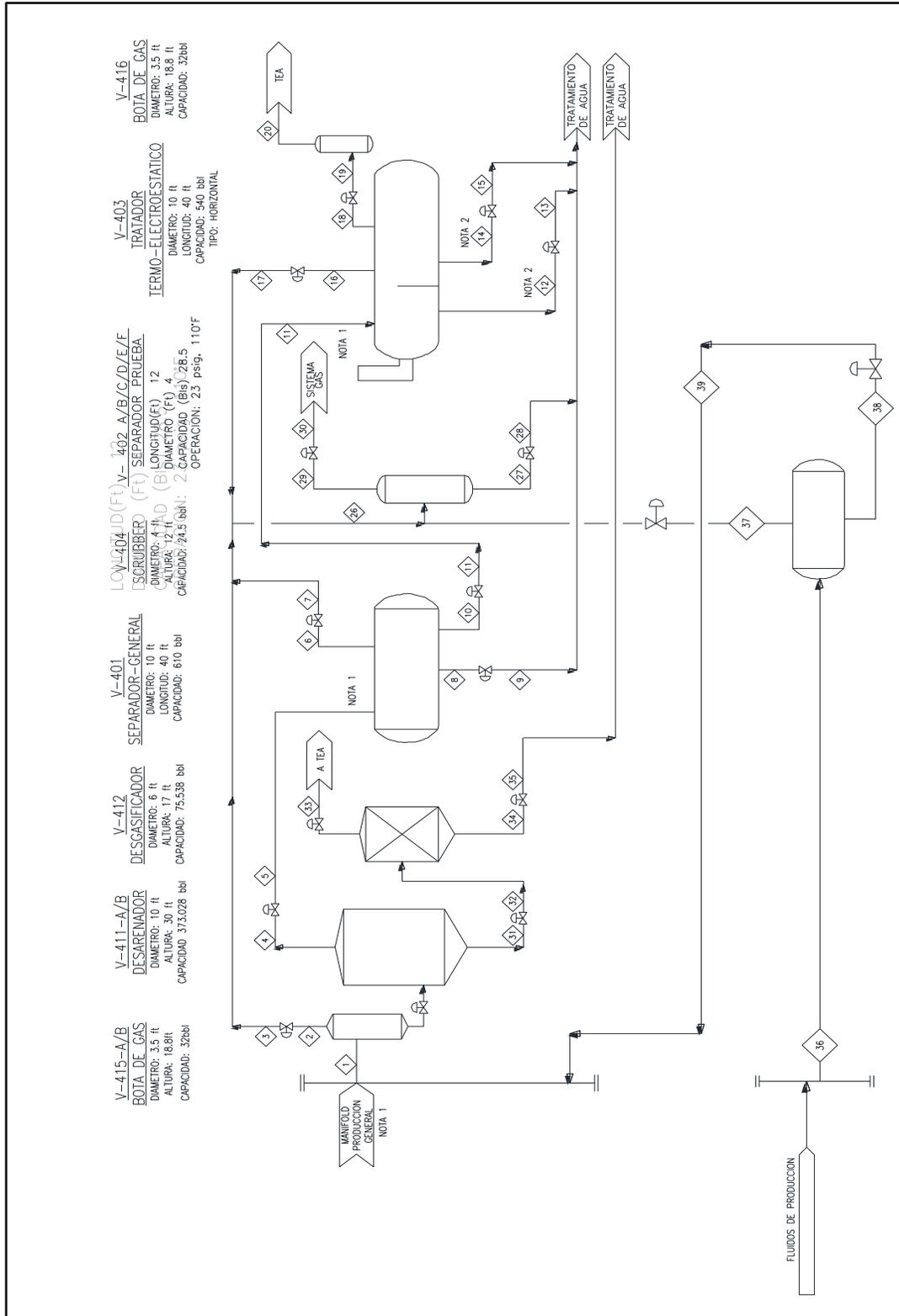


Figura 18. Diagrama de Flujo de la Estación 4

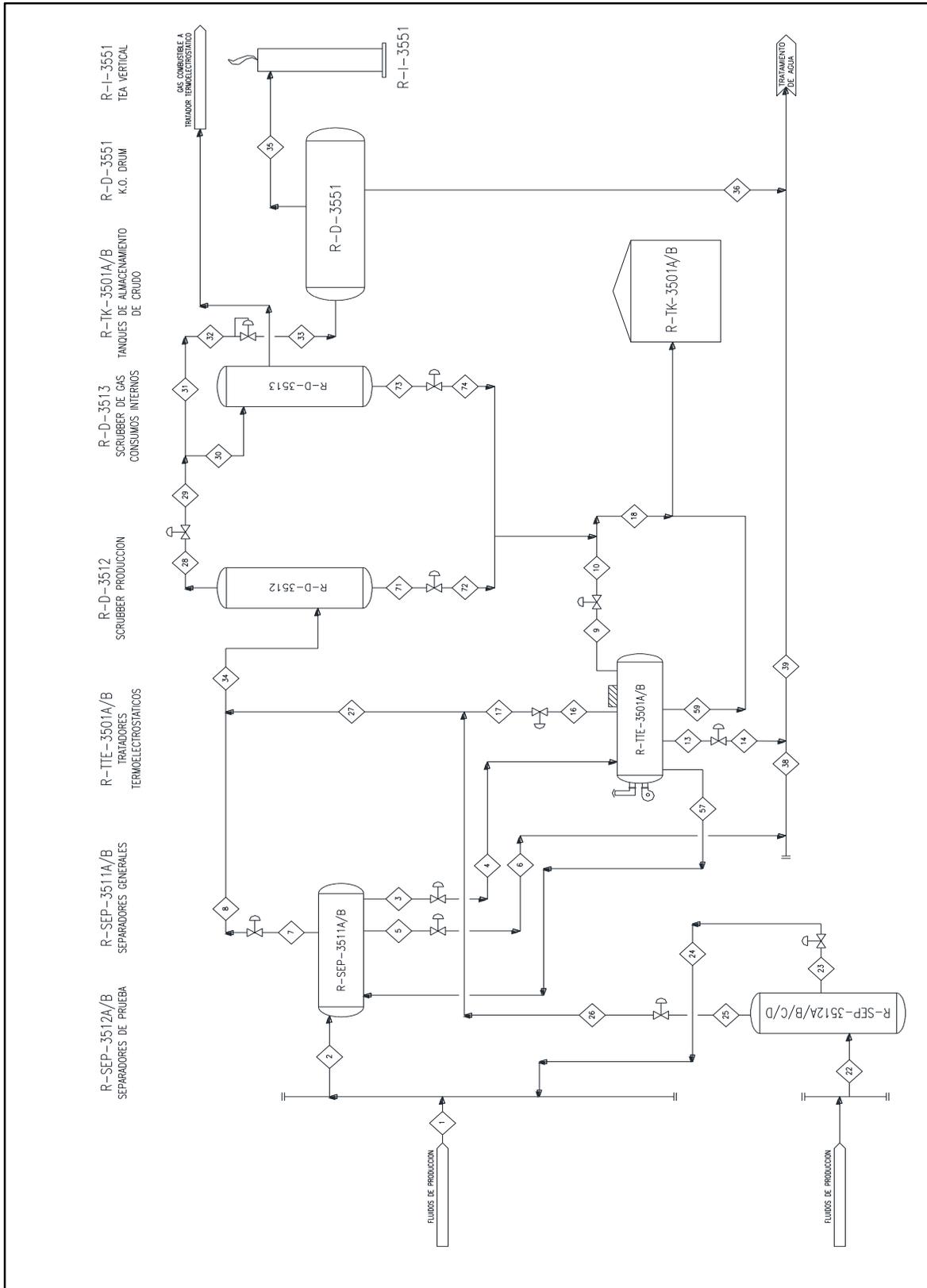


Figura 19. Diagrama de Flujo de la Estación 5

5.3 Selección de los medidores de flujo

El flujo, es tal vez, la variable más medida y de mayor relevancia en la industria, dado que sin ella sería imposible el balance de materiales, el balance de productos, el control del proceso productivo y contabilización de la producción, lo que redundaría en pago de prestaciones económicas al estado.

Existen muchos métodos para medir flujos, en la mayoría de los cuales, es imprescindible el conocimiento de las características básicas de los fluidos y del proceso donde se va a utilizar.

A continuación se detallan los criterios a tener en cuenta para la adecuada selección de un medidor de flujo:

- a. Propiedades del fluido a medir: viscosidad, densidad, propiedades corrosivas o abrasivas, presión de vapor, Número de Reynolds y contenido de agua y/o sólidos.
- b. Condiciones ambientales y de Operación: presión, Temperatura, Humedad, Presión atmosférica, máxima caída de presión permisible en el sistema.
- c. Condiciones de Instalación: Dirección del flujo, Diámetro de la tubería, espacio para su instalación, Localización y tipo de válvulas y/o Accesorios presentes en el sistema, accesibilidad para servicio de calibración y mantenimiento, Localización de la instrumentación secundaria, Tecnología de medición a usar.
- d. Aspectos Económicos: Precio de compra, costos de instalación, costos de mantenimiento, costos de calibración, costo y facilidad de la consecución de los repuestos, costo obras civiles.
- e. Rendimiento del Equipo: Exactitud requerida, repetibilidad requerida, Rangeabilidad, Máxima caída de presión permitida, señales de salida requeridas.

- f. Para el caso de los medidores de TEA, además de los criterios ya expuestos, es clave, que la tecnología o medidor seleccionado no presente restricción alguna al flujo ni pérdida de presión, todo esto por motivos de seguridad de procesos.

CRITERIOS PARA SELECCIÓN DE MEDIDORES Y ALTERNATIVA EVALUADA PARA MEDICIÓN DE GAS DE CONSUMO Y GAS DE SEPARADORES					
Preguntas clave		Alternativa evaluada para gas			
Campos Casabe Estaciones de Tratamiento y Recolección 2,3,4,5.	1	¿Cuál es la tecnología aplica para condiciones ambientales y las características físicas y químicas del gas?	PLATINA DE ORIFICIO	CORIO LIS	ULTRASÓNICO
	2	¿Cuál tecnología no requiere de instrumentos adicionales para su funcionamiento?	PLATINA DE ORIFICIO	CORIO LIS	ULTRASÓNICO
	3	¿Cuál tecnología no requiere conservar una distancia mínima de flujo para su operación antes y después del medidor?	PLATINA DE ORIFICIO	CORIO LIS	ULTRASÓNICO
	4	¿Cuál es la tecnología de menor costo?	PLATINA DE ORIFICIO	CORIO LIS	ULTRASÓNICO
	5	¿Cuál es la tecnología que requiere menor frecuencia de mantenimiento preventivo y correctivo?	PLATINA DE ORIFICIO	CORIO LIS	ULTRASÓNICO
ALTERNATIVA SELECCIONADA		PLATINA DE ORIFICIO	CORIO LIS	ULTRASÓNICO	

Figura 20. Evaluación y selección de la tecnología para medición de gas de consumo y medidores de Prueba

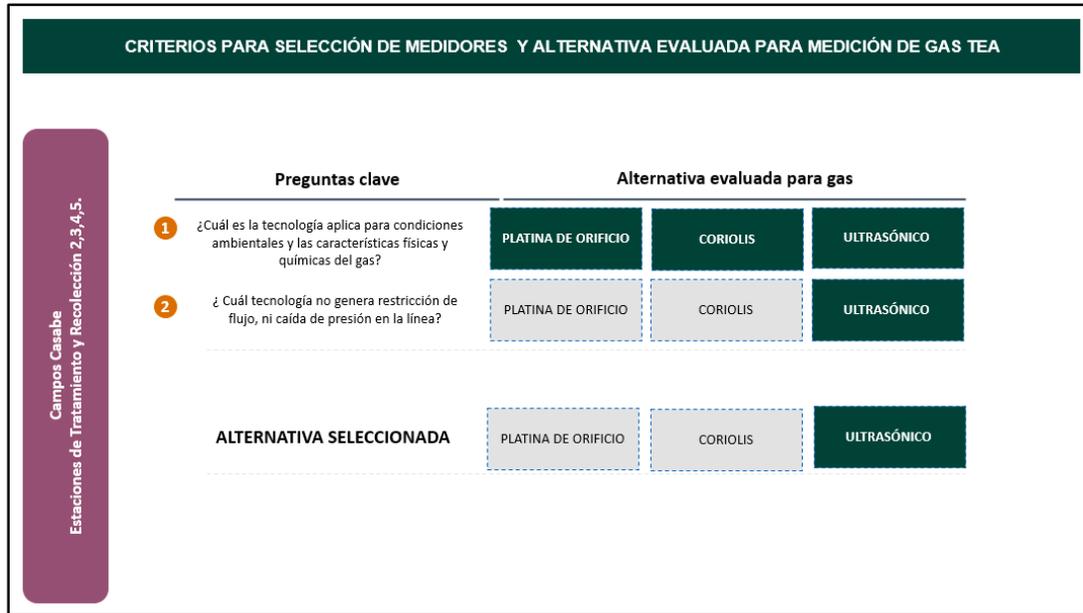


Figura 21. Evaluación y selección de la tecnología para medición de gas de gas de Tea

5.4 Dimensionamiento de los equipos para la tecnología de medición seleccionada

Para el caso de los medidores de Tea, teniendo en cuenta que se seleccionó la Tecnología de medición de gas ultrasónica, no fue necesario determinar el diámetro del instrumento, puesto que este diámetro es el mismo de la tubería.

En cuanto al dimensionamiento de los medidores Tipo Coriolis se realizó con un software de uso libre de la página www.emerson.com, teniendo como parámetros de entrada:

- a) Condiciones operacionales: Flujo, Presión, Temperatura
- b) Condiciones Climáticas: Temperatura ambiente
- c) Propiedades Físico químicas: Densidad, Viscosidad, presión de vapor
- d) Requerimientos: precisión a máximo flujo y máxima caída de presión
- e) Composición de las Corrientes de gas (Apéndice A. Cromatografía de gases)

El Diámetro obtenido para los medidores se detalla en la tabla mostrada a continuación:

Tabla 6.

Dimensionamiento medidores Coriolis

Ítem	Estación	Equipo	Tipo Medidor	TAG	Diámetro	Diámetro	Rating	Flujo	Flujo
					Instrumento	Instrumento		Línea (in)	Tubería
					(in)			(SCFD)	(SCFD)
1	Estación 2	Separador de prueba A	CORIOLOGIS	FIT-3112A	1/2	2	#150	3.000	85.000
2	Estación 2	Separador de prueba B	CORIOLOGIS	FIT-3112B	1/2	2	#150	3.000	80.000
3	Estación 2	Scrubber	CORIOLOGIS	FIT-4505	1	2	#150	40	310.000
4	Estación 2	Quemadores Tratador	CORIOLOGIS	FIT-4504	3/4	2	#150	230	150.000
5	Estación 2	Tea	ULTRASONICO	FIT-4511	4	4	#150	0	300.000
6	Estación 3	Separador de prueba A	CORIOLOGIS	FIT-3212A	1/2	2	#150	1.000	85.000
7	Estación 3	Separador de prueba B	CORIOLOGIS	FIT-3212B	1/2	2	#150	1.000	85.000
8	Estación 3	Scrubber	CORIOLOGIS	FIT-4605	1	2	#150	40	310.000
9	Estación 3	Quemadores Tratador	CORIOLOGIS	FIT-4604	1	2	#150	40	310.000
10	Estación 3	Tea	ULTRASONICO	FIT-4611	4	4	#150	0	300.000
11	Estación 4	Separador de prueba C	CORIOLOGIS	FIT-402C	3/4	1	#150	1.000	80.000
12	Estación 4	Separador de prueba F	CORIOLOGIS	FIT-402F	3/4	1	#150	1.000	80.000
13	Estación 4	Scrubber	CORIOLOGIS	FIT-404A	2	4	#150	100.000	550.000
14	Estación 4	Quemadores Tratador	CORIOLOGIS	FIT-404B	3/4	1,5	#150	20.000	115.000
15	Estación 4	Tea	ULTRASONICO	FIT-415A	8	8	#150	50000	500000
16	Estación 5	Scrubber	CORIOLOGIS	FIT-3505	3	6	#150	76.000	590.000
17	Estación 5	Tea	ULTRASONICO	FIT-3513	10	10	#150	250.000	5.000.000

Referencias Bibliográficas

- Brucart, E. B. (1987). *Gas natural: características, distribución y aplicaciones industriales*. Reverte.
- Chávez, E. S. (s.f.). *Medición Ultrasónica de Gas*. Obtenido de [PDF] sistemamid.com
- De la Cruz, L. (2003). *Producción de petróleo. Manual. Centro de Ingenieros del estado Carabobo, Valencia*.
- Ecopetrol . (s.f.). *Manual de medición de hidrocarburos y Biocombustibles Líquidos Capítulo 1 – Condiciones Generales*.
- Emerson. (s.f.). *Pagina oficial*. Obtenido de www.emerson.com
- Fuentes, E. (2010). *Descripción de las características y propiedades del Gas Natural*. Universidad de Oriente.
- Glossary Oilfield. (s.f.). *Gas pobre*. Obtenido de https://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/1/lean_gas.aspx
- Herrmann, V., Ehrlich, A., & Dietz, T. (2004). *Multipath Ultrasonic Gas flow meter –How can desing improvements reduce total measure uncertanties*”. 22th International North Sea Flow Measurement Workshop, .
- Instituto Colombiano de Normas Técnicas y Certificación (ICONTEC). . (2012). *NTC 5927: Medición de gas natural con medidores tipo Turbina*.

- León, O. G., Molina, R., Morón, C., & De Zayas, M. E. (2014). Evaluación energética del tratador térmico en la planta de procesamiento de crudos de canasí. . *Avances en Ciencias e Ingeniería*, 5(1), 41-56.
- Lunde, P., Froysa, K., & Vestrheim, M. (2000). *GERG Project on Ultrasonic Gas Flow Meters, Phase II*.
- Mandmetro, M. (2000). *De placas de orificio*.
- Manual of Petroleum Measurement Standards . (s.f.). *Chapters 14,20,24*.
- Ministerio de Minas y Energia. (s.f.). *La cadena del Gas Natural en Colombia*. Obtenido de http://www.upme.gov.co/docs/chain_gas_natural.pdf
- Mondragón Guzmán, J. A. (2015). *Propuesta de guía ambiental para el quemado de gas en instalaciones de exploración y producción petrolera en Colombia*.
- Montoya Pallo, C. G. (2013). *Descripción del proceso de separación que abarca el control de las facilidades de producción del crudo semipesado Bloque 15 campo Indillana, operado por Petroamazonas EP*. (Bachelor's thesis, universidad Tecnológica Equinoccial. Facultad: Ciencias de la Ingeniería .
- Ribbon. (s.f.). *Propiedades de los Hidrocarburos*.
- Robles, A. P., & Castillo, J. I. (s.f.). *Medidores de Flujo*.
- Serrano, A. (2013). *Propuesta técnico-económica para la selección de medidores de gas a teas de la superintendencia de operaciones Huila Tolima*.
- Silva, F. (2011). *Tratamiento y procesamiento del crudo y del gas natural*. U-Virtual.
- Standard, A. P. I. (2003). 537, *Flare Details for General Refinery and Petrochemical Service*.

Villavicencio, G. (2011). *Recolección, transporte y distribución del gas natural y el crudo Tomo IV*. UVirtual Centro de Excelencia.