

**MODELO PARA EVALUAR LA CAPACIDAD DE ENTREGA DE GAS EN
PUNTOS DE SALIDA ASOCIADOS A REDES DE TRANSPORTE DE GAS**

DAVID FERNANDO RAMIREZ CABALLERO

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-QUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
ESPECIALIZACIÓN EN INGENIERÍA DEL GAS
BUCARAMANGA**

2018

**MODELO PARA EVALUAR LA CAPACIDAD DE ENTREGA DE GAS EN
PUNTOS DE SALIDA ASOCIADOS A REDES DE TRANSPORTE DE GAS**

DAVID FERNANDO RAMIREZ CABALLERO

Monografía para optar al título de Especialista en Ingeniería del Gas

Director:

JHONN FREDY VELOSA CHACÓN

Especialista Ingeniería del Gas

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-QUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
ESPECIALIZACIÓN EN INGENIERÍA DEL GAS
BUCARAMANGA**

2018

CONTENIDO

INTRODUCCIÓN	10
1 REDES DE TRANSPORTE Y PUNTOS DE CONEXIÓN	11
1.1 ASPECTOS REGULATORIOS	14
1.2 ELEMENTOS QUE CONFORMAN UN PUNTO DE SALIDA	17
1.2.1 Punto de conexión	20
1.2.2 Líneas de conexión	23
1.2.3 Filtros y separadores	25
1.2.4 Etapa de regulación	28
1.2.5 Etapa de medición	33
1.2.6 Otros elementos	34
2 DETERMINACIÓN DE LA CAPACIDAD MÁXIMA	38
2.1 MODELOS APLICABLES	38
2.1.1 Caída de presión debido a fricción	39
2.1.2 Diferencial de presión límite	48
2.1.3 Velocidad de erosión	49
2.1.4 Capacidad de flujo en reguladores	51
2.1.5 Clases de exactitud en medidores	52
2.2 MODELO MATEMÁTICO CONSOLIDADO	55
2.2.1 Factores operativos	56
2.2.2 Factores de construcción	59
2.2.3 Criterios de diseño	59
3 DESARROLLO DE HERRAMIENTA PARA APLICACIÓN	61
3.1 DESCRIPCIÓN DEL PROCESO	61
3.2 INGRESO DE INFORMACIÓN Y VALIDACIÓN	63
3.3 EVALUACIÓN DE CAPACIDAD POR ELEMENTO	64
3.4 EVALUACIÓN GENERAL DE CAPACIDAD	67
3.5 INFORME DE EVALUACIÓN	68
4 VALIDACIÓN Y RESULTADO DE APLICACIÓN DEL MODELO	69
5 CONCLUSIONES	75
6 RECOMENDACIONES	76
BIBLIOGRAFÍA	77

LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Definiciones aplicables a conexión y punto de salida	15
Tabla 2. Propiedad y responsabilidad en puntos de conexión	16
Tabla 3. Parámetros mínimos en el diseño de un punto de salida.....	19
Tabla 4. Tecnologías de medición y normativa aplicable.....	33
Tabla 5. Calculo de propiedades del gas natural.....	38
Tabla 6. Ecuaciones de flujo	43
Tabla 7. Pérdidas de presión límite.....	48
Tabla 8. Límite de flujo en medidores	53
Tabla 9. Consolidación de los criterios aplicables.....	55
Tabla 10. Factores operativos requeridos.....	56
Tabla 11. Factores de construcción requeridos	59
Tabla 12. Parámetros de diseño requeridos	60
Tabla 13. Guía para optimización de elementos.....	66
Tabla 14. Guía para optimización de elementos.....	69

LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Mapa de red nacional de gasoducto.....	12
Figura 2. Componentes regulatorios de un punto de salida.....	17
Figura 3. Elementos que conforman un punto de salida.....	20
Figura 4. Accesorios de derivación.....	21
Figura 5. Punto de conexión.....	22
Figura 6. Líneas de conexión.....	23
Figura 7. Cabezales para entrega de gas en una estación.....	24
Figura 8. Filtros para gas natural.....	26
Figura 9. Configuración típica de un sistema de regulación.....	29
Figura 10. Elementos de un regulador de presión.....	30
Figura 11. Comportamiento de presión en reguladores.....	30
Figura 12. Reguladores de presión.....	31
Figura 13. Sistema de medición.....	34
Figura 14. Válvulas.....	35
Figura 15. Calentadores a gas para consumo de una termoeléctrica.....	36
Figura 16. Energía de un fluido.....	40
Figura 17. Diagrama de Moody.....	41
Figura 18. Comparación entre ecuaciones de flujo – igual flujo.....	46
Figura 19. Comparación entre ecuaciones de flujo – igual distancia.....	47
Figura 20. Alcance de operación para medidores.....	52
Figura 21. Diagrama punto de entrega para modelo matemático.....	55
Figura 22. Perfil de consumo usuario residencial.....	58
Figura 23. Diagrama de flujo para aplicación del modelo.....	61
Figura 24. Entorno para ingreso de composición en la herramienta.....	63
Figura 25. Entorno para ingreso de composición en la herramienta.....	64
Figura 26. Resultados de evaluación capacidad por elemento.....	65
Figura 27. Resultados de evaluación global de la capacidad.....	67
Figura 28. Formato informe de resultados de muestra.....	68
Figura 29. Resultados de evaluación – Sistema 1.....	70
Figura 30. Resultados de evaluación – Sistema 2.....	71
Figura 31. Resultados de evaluación - Sistema 3.....	72
Figura 32. Resultados de evaluación – Sistema 4.....	73
Figura 33. Resultados de evaluación – sistema 5.....	74

RESUMEN

TITULO: MODELO PARA EVALUAR LA CAPACIDAD DE ENTREGA DE GAS EN PUNTOS DE SALIDA ASOCIADOS A REDES DE TRANSPORTE DE GAS.*

AUTOR: DAVID FERNANDO RAMIREZ CABALLERO. **

PALABRAS CLAVE: Gas natural, líneas de transporte, redes de distribución, capacidad de entrega.

DESCRIPCIÓN:

Los puntos de salida de una red de transporte están compuestos por diferentes subsistemas: conexión, línea de conexión, sistema de regulación, sistema de filtración, calentamiento y medición. Cada uno de los subsistemas cuenta con su propio comportamiento y modelo matemático para definir su capacidad de flujo máxima. El elemento de la instalación que presente la menor capacidad es a partir del cual se definirá la capacidad máxima del punto de salida.

Los puntos de salida son construidos considerando diferentes aspectos operativos particulares, como por ejemplo: la presión disponible en la línea y el consumo de gas proyectado. No obstante, a medida que pasa el tiempo, las diferentes condiciones sobre las cuales fue construido el punto de salida pueden ir cambiando hasta que la capacidad del sistema ya no es suficiente para la situación real de consumo.

La consolidación de un modelo matemático unificado para todos los elementos que conforman el punto de salida y la automatización del proceso de evaluación de capacidad con respecto a este modelo, es una herramienta muy útil para los agentes involucrados en el proceso, con la finalidad de definir la condición operativa de todos los elementos y en caso de que esta condición ya haya sido superada, también permite definir con mayor claridad las acciones requeridas para que el sistema opere correctamente.

*Monografía.

**Facultad de Ingenierías Físico-Químicas. Especialización en ingeniería del gas. Director: John Fredy Velosa Chacón.

SUMMARY

TITLE: MODEL TO EVALUATE EXIT POINTS CAPACITY IN GAS TRANSMISSION NETWORKS. *

AUTHOR: DAVID FERNANDO RAMIREZ CABALLERO. **

KEYWORDS: Natural gas, pipelines transmission, distribution grid, delivery capacity.

DESCRIPTION:

The exit points of a pipeline transmission network are integrated by different subsystems: connection, connection line, regulation system, filtration system, heating system and measuring elements (primary, secondary and tertiary). Each of the subsystems has its own behavior and mathematical model to define its maximum flow capacity. The element of the installation with the lowest capacity is based on which the maximum capacity of the exit point will be defined.

The exit points are constructed considering different operational aspects, such as: the pressure available in the line and the projected gas consumption. However, as time goes by, the different conditions on which the exit point was built may change until the capacity of the system is no longer sufficient for the actual consumption situation.

The consolidation of a unified mathematical model for all the elements that make up the exit point and the automation of the capacity assessment process with respect to this model, is a very useful tool for the agents involved in the process, in order to define the operative condition of all the elements and in case this condition has already been overcome, also allows to define with greater clarity the actions required for the system to operate correctly.

*Monograph.

**Faculty of Physic-Chemistry Engineering. Specialization in Natural Gas. Director: Jhonn Fredy Velosa Chacón.

INTRODUCCIÓN

El transporte del gas natural está conformado por un conjunto de instalaciones y equipos necesarios para el manejo de gas desde su extracción hasta los sitios de uso final. El gas es transportado a través de tuberías denominados gasoductos, cuyos diámetros dependen del volumen de gas a transferir y la presión requerida de transmisión, su longitud puede variar de cientos de metros a miles de kilómetros, dependiendo de la fuente de origen y el punto de entrega requerido. La entrega a los clientes finales, remitentes, se realiza a través de instalaciones diseñadas para el acondicionamiento (presión, temperatura, calidad, entre otros) y medición del gas.

En la actualidad, la infraestructura para el transporte de gas en Colombia cuenta con instalaciones de muchos años de construcción, las cuales presentan diferentes sistemas y configuraciones. Lo anterior conlleva a tener desconocimiento de los diversos métodos, cálculos, procedimientos y herramientas utilizadas para la evaluación de la capacidad de flujo de gas de los componentes asociados a los puntos de entrega. Este desconocimiento puede generar inconvenientes operacionales e incumplimientos regulatorios al presentarse situaciones en las cuales uno o varios elementos de la instalación son sometidos a condiciones operativas por fuera de su condición de diseño.

El presente trabajo tiene como finalidad la consolidación y validación de un modelo estándar para evaluar la capacidad de entrega de gas de puntos de salida existentes que se encuentran conectados a redes de transporte de gas. Entendiendo como punto de salida los elementos que van desde la conexión a la red de transporte hasta el sistema de medición de entrega a los remitentes.

Considerando que la variación en las condiciones operativas de los puntos de entrega es una condición frecuente en las redes de transporte y distribución, debido a la dinámica del consumo de gas actualmente en Colombia, a partir del modelo desarrollado un transportador podría definir planes de acción para el acondicionamiento y ampliación de la capacidad de sus sistemas, así como también prevenir que las condiciones operativas superen las capacidades existentes, disminuyendo de esta forma los mantenimientos correctivos por causa de la operación.

El trabajo sirve para obtener un modelo aplicable a cualquier punto de entrega de gas, o incluso de entrada, asociado a una red de transporte de gas, para determinar la capacidad de flujo de los sistemas existentes y evaluar la capacidad proyectada para futuras ampliaciones.

1 REDES DE TRANSPORTE Y PUNTOS DE CONEXIÓN

Existen varios campos de producción de gas natural en Colombia, siendo las cuencas de la Guajira y los Llanos orientales las que generan mayor producción.

El transporte del gas natural desde las locaciones de producción a los centros de distribución y grandes usuarios se realiza a través de gasoductos o grandes tuberías de acero, por las que el gas natural fluye a alta presión. Estas redes de gasoductos atraviesan montañas, valles y ríos, entre más grande sea la red, mayor cantidad de territorio tiene acceso al gas.

De manera general, los puntos de entrada y de salida cuentan con una configuración similar, ya que en cada caso la función de estos es acondicionar el gas para realizar la entrega en custodia a uno de los agentes de la cadena.

En la Figura 1 se puede observar un mapa de la red de gasoductos de Colombia, en la cual se pueden diferenciar dos grupos principales de gasoductos, aquellos ubicados en la zona de la costa caribe, los cuales son operados por la empresa Promigas y aquellos ubicados en el interior del país, operados en su gran mayoría por TGI¹. Para el caso particular de TGI, la red de transporte cuenta a la fecha con 10 puntos de entrada de gas y 360 puntos de salida.

Para efectos de definir los requerimientos aplicables a las estaciones de salida de gas natural, en Colombia se cuenta con la NTC3949² “Estaciones de regulación de presión para líneas de transporte y redes de distribución de gas combustible” publicada por Icontec, en la cual se establecen los requisitos mínimos de diseño, construcción, ensayo, operación y mantenimiento aplicables, tanto a puntos de salida de redes de transporte como a puntos de salida de redes primarias de distribución. La norma en mención es general para estaciones de regulación, no obstante, aclara que estas estaciones eventualmente pueden contar con sistemas de medición, calentamiento de gas, filtración y odorización, esto último exclusivo de redes de distribución de gas.

Entre los aspectos establecidos por la norma como requisito para los puntos de salida de gas en redes de transporte y distribución se encuentran los siguientes:

- Requisitos para la selección del sitio donde se ubicará la estación de regulación, bien sea en superficie, subterránea o semi-subterránea. Los requisitos están enfocados en garantizar la seguridad y la operatividad de las estaciones, considerando entre otros lo siguiente: accesibilidad, tráfico

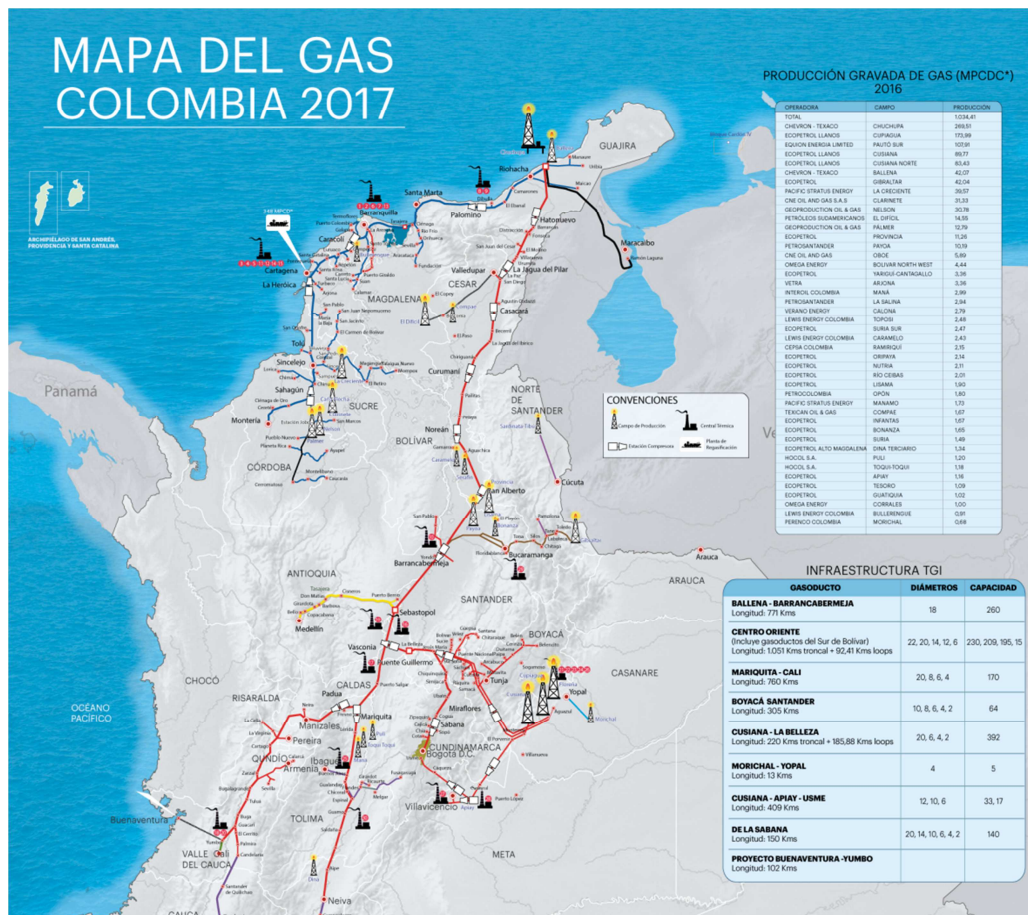
¹ TGI SA ESP: www.tgi.com.co [en línea] Citado en enero 20 de 2018.

² NTC3949. Estaciones de regulación de presión para líneas de transporte y redes de distribución de gas combustible, primera actualización. ICONTEC. 2011.

vehicular, separación de otro tipo de construcciones, disponibilidad de redes de comunicación y eléctricas, entre otros.

- Requisitos para la distribución de los elementos dentro de la estación, considerando entre otros lo siguiente: protecciones y seguridad contra terceros, niveles de ruido permisibles, ventilación, equipo eléctrico requerido, uso previsto y mantenimiento de la estación.
- Requisitos de diseño: garantizar las condiciones de operación normales en la entrega de gas, instalación de dispositivos de seguridad contra sobre presiones, instalación de válvulas de aislamiento, contar con aislamiento eléctrico, medición, calentamiento.

Figura 1. Mapa de red nacional de gasoducto.



Fuente: www.tgi.com.co/industria-del-gas-natural/cadena-del-gas-natural

Como complemento a lo establecido en la NTC3949³ para las estaciones de regulación, la industria del gas natural cuenta con la NTC3728⁴ “Gasoductos. Líneas de transporte y redes de distribución de gas” publicada también por Icontec, cuyo objeto es establecer los requisitos que deben cumplir las líneas de transporte y las redes de distribución de gases combustibles en cuanto al diseño, materiales, construcción, verificación, pruebas, condiciones de operación y exigencias relativas a la operación y mantenimiento.

La NTC3728 hace especial énfasis en que al dar cumplimiento a los diferentes requisitos mencionados y bajo condiciones de operación encontrados normalmente en la industria del gas, se puede satisfacer o exceder las especificaciones en materia de seguridad.

Considerando que la norma fue publicada en 2011 y que la mayoría de instalaciones fueron construidas antes de esta fecha, se establece que solo las facilidades construidas después de esta fecha deberán aplicar la totalidad de su contenido, para los sistemas existentes y nuevos solo será aplicable lo relacionado con la operación y mantenimiento, lo cual incluye los siguientes aspectos:

- Mantenimiento: control de corrosión, detección y clasificación de fugas, procedimientos de reparación, pruebas, mantenimiento de válvulas y otros elementos de la red de transporte y distribución.
- Operación: definición de las máximas presiones de operación permisibles, inspecciones, prevención de daños, señalización, planes de contingencia, odorización (en distribución), gasificación y purga de la red, interrupción y restablecimiento del servicio.

No obstante lo establecido en la normativa para el diseño, operación y mantenimiento de las estaciones, durante la etapa de diseño de los puntos de entrada y de salida se tienen en consideración muchos aspectos que no necesariamente están en control de quien diseña, algunos de los cuales obedecen más a la expectativa que tiene el agente sobre el comportamiento operativo del sistema, como por ejemplo: el consumo o producción de gas, según si es un punto de entrada o un punto de salida. Estas consideraciones que se deben tener durante la etapa de diseño pueden variar por diferentes factores, siendo el principal de ellos el tema del mercado.

Teniendo en cuenta que gran parte de la infraestructura de transporte cuenta con más de 20 años en operación, es muy común que las consideraciones y proyecciones de consumo establecidas al inicio de los proyectos ya se hayan

³ NTC3949. Estaciones de regulación de presión para líneas de transporte y redes de distribución de gas combustible, primera actualización. ICONTEC. 2011.

⁴ NTC 3728. Líneas de transporte y redes de distribución de gas, segunda actualización, ICONTEC. 2013.

alcanzado o que por el contrario hayan disminuido considerablemente; lo cual es entendible al considerar que dicha infraestructura partió de una condición en la cual no existía consumo alguno de gas y que por lo tanto en el país no se contaba con una estadística que pudiera predecir el futuro, mucho menos si se considera que en la época en la que estos proyectos fueron iniciados no se contaba aún con tecnologías desarrolladas para el uso del gas natural, como lo es el GNV.

La situación anteriormente descrita, engloba el objetivo del presente trabajo, en el cual si bien existen normas que definen con detalle los requisitos de diseño de una estación de salida para una condición particular, existe también situaciones en las cuales se requiere evaluar el comportamiento de un sistema para adaptarse a condiciones de operación diferentes para las cuales fue proyectado inicialmente.

1.1 ASPECTOS REGULATORIOS

En Colombia, la ley 142 de 1994 en el artículo 14 establece que la actividad de transporte de gas natural es una actividad complementaria del servicio público de gas natural, adicionalmente se define que es función de la CREG⁵ establecer las reglas y condiciones operativas que debe cumplir toda la infraestructura del Sistema Nacional de Transporte, lo cual se realiza a través del Reglamento Único de Transporte de Gas Natural (RUT)⁶.

El RUT, como herramienta para regular las actividades de servicio público en materia de gas tiene los siguientes objetivos con respecto al Sistema Nacional de Transporte:

- Asegurar acceso abierto y sin discriminación;
- Crear las condiciones e instrumentos para la operación eficiente, económica y confiable;
- Facilitar el desarrollo de mercados de suministro y transporte de gas;
- Estandarizar prácticas y terminología para la industria de gas;
- Fijar las normas y las especificaciones de calidad del gas transportado;
- Propender por un manejo seguro de la infraestructura del Sistema Nacional de Transporte.

Particularmente con respecto al primero de estos objetivos, acceso abierto al Sistema Nacional de Transporte, el RUT establece lo siguiente:

⁵ CREG, Comisión de Regulación de Energía y Gas. www.creg.gov.co [en línea] citado en enero 20 de 2018.

⁶ RUT Resolución CREG 071 de 1999.

“Los Transportadores de Gas Natural por tubería permitirán el acceso a los gasoductos, de su propiedad o que se encuentren bajo su control, a cualquier Productor-comercializador, Distribuidor, Usuario No Regulado, Usuario Regulado (no localizado en áreas de servicio exclusivo) atendido a través de un Comercializador, Almacenador, y en general a cualquier Agente que lo solicite...”.

Dada la cantidad de agentes que pueden estar involucrados en el acceso al Sistema Nacional de Transporte, se contempla en el RUT la definición de diferentes conceptos que establecen las diferentes etapas del proceso de entrega de gas, en la Tabla 1 se encuentran los conceptos más relevantes con respecto a este tema.

Tabla 1. Definiciones aplicables a conexión y punto de salida

Concepto	RUT Capítulo 1.1 Definiciones
Conexión	<i>“Conjunto de bienes que permiten conectar al Sistema Nacional de Transporte un Productor-comercializador, un Distribuidor, un Usuario No Regulado, un Sistema de Almacenamiento, o cualquier Usuario Regulado (no localizado en áreas de servicio exclusivo) atendido a través de un Comercializador.”</i>
Estaciones de entrada	<i>“Conjunto de bienes destinados, entre otros aspectos, a la determinación del volumen, la energía y la calidad del gas, que interconectan un Productor-Comercializador con el Sistema Nacional de Transporte. El Productor- Comercializador será el responsable de construir, operar y mantener la Estación. Las Interconexiones Internacionales para Importación, que se conecten al Sistema Nacional de Transporte, se considerarán como un Productor-Comercializador. Para el caso de intercambios internacionales los comercializadores involucrados acuerdan cómo asumir responsabilidades sobre la Estación.”</i>
Estaciones de salida	<i>“Conjunto de bienes destinados, entre otros aspectos, a la determinación del volumen y la energía del gas, que interconectan el Sistema Nacional de Transporte con un Distribuidor, un Usuario No Regulado, un Sistema de Almacenamiento o cualquier Usuario Regulado (no localizado en áreas de servicio exclusivo) atendido a través de un Comercializador. El Agente que se beneficie de los servicios de dicha Estación será el responsable de construir, operar y mantener la Estación.”</i>
Punto de salida	<i>“Punto en el cual el Remitente toma el Gas Natural del Sistema Nacional de Transporte y cesa la custodia del gas por parte del Transportador. El Punto de Salida incluye la válvula de</i>

	<i>conexión y la “T” u otro accesorio de derivación.”</i>
Punto de transferencia de custodia	<i>“Es el sitio donde se transfiere la custodia del gas entre un Productor-Comercializador y un Transportador; o entre un Transportador y un Distribuidor, un Usuario No Regulado, un Almacenador Independiente, un Usuario Regulado atendido por un Comercializador (no localizado en áreas de servicio exclusivo), una Interconexión Internacional, entre dos Transportadores, y a partir del cual el Agente que recibe el gas asume la custodia del mismo.”</i>
Estaciones para transferencia de custodia	<i>“Son aquellas instaladas en los puntos de transferencia de custodia y cuyos equipos e instrumentos de medición deben cumplir con las normas colombianas o, en su defecto, con las de AGA o ANSI, establecidas para la fabricación, instalación, operación y mantenimiento de los equipos e instrumentos. Estas estaciones pueden ser de Entrada, de Salida o Entre Transportadores”</i>
Instalaciones del agente	<i>“Equipos y redes utilizados por el Agente a partir de la Conexión, entre los cuales se pueden incluir filtros, odorizadores, compresores, válvulas de control y medidores de verificación, que no hacen parte del Sistema Nacional de Transporte.”</i>

Fuente: Autor.

Es necesario resaltar que debido a que el RUT fue publicado en el año 1999 y que a dicha fecha ya se encontraba consolidada gran parte de la infraestructura de transporte de gas natural, tanto al interior del país como en la costa caribe, la propiedad de los diferentes elementos que conforman los puntos de salida era en su totalidad inicialmente del transportador. A medida que se consolidan nuevos puntos de conexión y que se presentan modificaciones en la regulación debido al vencimiento del reconocimiento de activos vía tarifa, la propiedad de parte de los puntos de salida la van tomando los agentes remitentes.

En la Tabla 2 se encuentra un resumen del estado actual de la propiedad y responsabilidad en cuanto a mantenimiento y costos de los mismos para los diferentes elementos que conforman un punto de salida o de entrada.

Tabla 2. Propiedad y responsabilidad en puntos de conexión

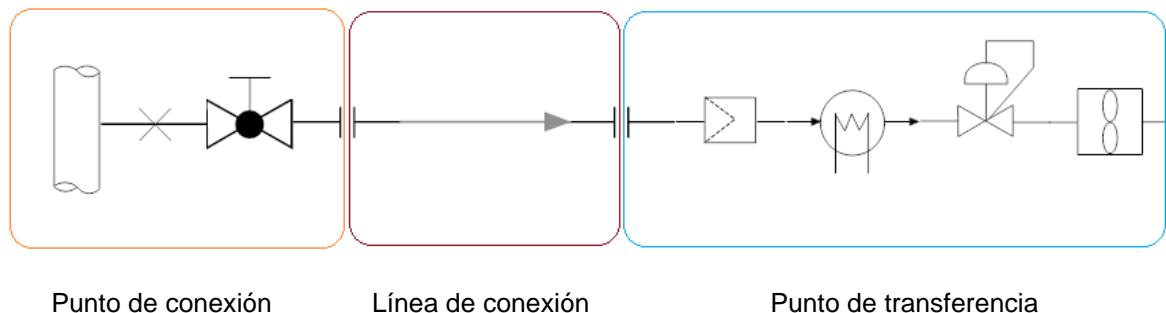
Elemento	Propiedad	Responsabilidad de mantenimiento	Asume costos de mantenimiento
Conexión de entrada	Transportador	Transportador	Productor
Conexión de	Transportador	Transportador	Agente remitente

salida			
Transferencia de custodia de entrada	Productor	Productor	Productor
Transferencia de custodia de salida	Transportador en conexiones antes del RUT; remitente en conexiones posteriores al RUT.	Agente propietario	Agente propietario

Fuente: autor

De manera complementaria a las definiciones contenidas en la Tabla 1, la Figura 2 contiene un diagrama de la conformación de un punto de salida del Sistema Nacional de Transporte considerando las diferentes definiciones dadas por el RUT. Como se puede observar en la figura, la conexión o el punto de salida como tal no representan el límite de la responsabilidad del transportador con respecto al título del gas, ya que la medición no se encuentra asociada a este punto; es por este motivo que se incluyen los términos punto de transferencia de custodia y estaciones para transferencia para hacer claridad en la ubicación de estos elementos.

Figura 2. Componentes regulatorios de un punto de salida



Fuente: Autor.

Independiente del agente que ostente la propiedad o responsabilidad de los elementos, la capacidad de un punto de salida viene dada por la interacción de todos los elementos instalados: desde la línea principal del Sistema Nacional de Transporte hasta el punto de transferencia de custodia.

1.2 ELEMENTOS QUE CONFORMAN UN PUNTO DE SALIDA

En el numeral anterior se estableció, desde el punto de vista normativo y regulatorio, los diferentes aspectos a considerar para definir las características de un punto de salida de la red de gasoductos, no obstante, más allá de la propiedad o responsabilidad, es necesario definir las características técnicas de los

diferentes elementos que lo componen, de tal forma que se pueda abordar posteriormente las variables que afectan la capacidad de flujo para cada uno.

El tipo de elementos que conforman una estación depende de muchos factores, entre los que se cuentan las siguientes: condiciones operativas del gasoducto, calidad del gas, volumen de gas entregado, entre otras. Diferentes criterios pueden ser empleados para clasificar los sistemas, uno de ellos es presentado en el manual AGA para el diseño de estaciones de regulación y medición 0, el cual contempla tres tipos de estaciones diferentes:

- Estaciones donde se requiere medición y control en el mismo sitio, con la finalidad de controlar requerimientos de seguridad operacional del gasoducto. Por ejemplo estaciones con regulación y calentamiento de gas.
- Estaciones donde lo más importante es determinar la cantidad que es comprado o vendido, mientras que las actividades de control y monitoreo son de menor importancia. Por ejemplo estaciones que operan a presión de línea y no requieren calentamiento ni regulación de presión.
- Estaciones donde el control y monitoreo del flujo de gas son la función principal y el volumen del gas es un aspecto secundario. Como por ejemplo, en las mediciones de succión y descarga de una estación de compresión.

Por otro lado, cuando se trata solamente del sistema de medición, otra clasificación que se puede considerar es la presentada en NTC6167⁷ “Medición de transferencia de custodia de gas natural en gasoductos”, la cual trata exclusivamente del desempeño metrológico del sistema y se relaciona directamente con el caudal horario de gas que es medido por el sistema:

- Sistemas Clase A: consumo mayor a 10000 m³/h (353,15 KPCH⁸).
- Sistemas Clase B: consumo mayor a 1000 m³/h (35,31 KPCH).
- Sistemas Clase C: consumo mayor a 280 m³/h (9,89 KPCH).
- Sistemas Clase D: Consumo menor a 280 m³/h (9,89 KPCH).

Para la clasificación presentada anteriormente se requiere que el sistema presente un mejor desempeño metrológico entre mayor sea el consumo, es por este motivo que para los sistemas clase A se requiere la instalación de un sistema completo de muy buenas características metrológicas que incluye hasta cromatografía de gases.

Como se mencionó anteriormente, la NTC3949 establece que para el diseño de un sistema de regulación debe considerarse un listado mínimo de elementos, los

⁷ NTC6167. Medición de transferencia de custodia de gas natural en gasoductos. ICONTEC. 2016. P 11.

⁸ KPCH: Miles de pies cúbicos estándar por hora.

cuales no todos afectan la capacidad de la estación sino que están relacionados más con aspectos de seguridad y operación confiable del sistema. En la Tabla 3 se relacionan los diferentes elementos que se deben considerar en el diseño de un sistema de acuerdo con NTC3949, indicando la función del elemento y si afecta la capacidad del sistema.

Tabla 3. Parámetros mínimos en el diseño de un punto de salida

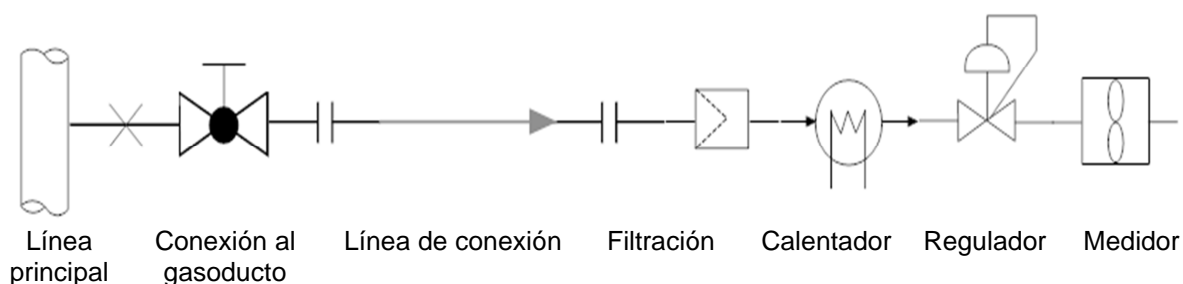
Parámetro	Función	El elemento afecta capacidad
Conexión	Garantizar las condiciones de operación normales en el suministro de gas a todos los usuarios de acuerdo con las presiones de operación definidas.	Si
Filtración	Garantizar que el gas no posea partículas que afecten la operación normal de los equipos, bien sea por su calidad o por “eventualidades de operación”.	Si
Separación	Es caso que habitualmente se presenten condensaciones, se deben prever los sistemas para su almacenamiento y extracción.	Si
Regulación	Prever la instalación de dispositivos de regulación y de protección con capacidad total para el control de sobrepresión. Si se utiliza regulador monitor, este puede estar montado en el mismo cuerpo del regulador principal.	Si
Aislamiento de proceso	Deben existir válvulas que permitan aislar la estación del sistema al cual están conectadas.	Si
Aislamiento eléctrico	La estación debe estar eléctricamente aislada de las tuberías de entrada y salida, si estas estuvieran protegidas catódicamente.	No
Seguridad	Garantizar que el elemento de seguridad no quede fuera de servicio por error o maniobra en sus elementos de control o por Bypass	No
Venteo	La salida del venteo, cuando existe, debe garantizar una distancia mínima segura para evitar el ingreso de gas a edificaciones.	No

Byppas	Cuando por las características del sistema atendido se requiera servicio continuo, debe contar con bypass que permita una regulación manual, salvo casos especiales.	No
Puesta a tierra	Los elementos metálicos de la estación deben estar puestos a tierra eléctricamente.	No
Calentamiento	Debe preverse un sistema de calentamiento de gas, y otras medidas para evitar la formación de hielo o hidratos, en el caso que este fenómeno pueda presentarse, así como para dar cumplimiento a los requisitos regulatorios en cuando a temperatura mínima de entrega.	Si
Otros	Niveles de ruido. Facilidades de mantenimiento. Tomas de presión suficientes para control de los elementos de la misma.	No

Fuente: Autor.

Como se puede observar de la tabla anterior, no todos los requisitos de diseño afectan la capacidad de la estación, es por esto que para efectos de validar si un diseño cumple con esta característica no hay necesidad de detallar su configuración. En la Figura 3 se presenta un diagrama de un punto de salida de una red de transporte considerando los elementos principales que lo conforman y que de acuerdo con la Tabla 3 afectan la capacidad de entrega de gas en la estación.

Figura 3. Elementos que conforman un punto de salida

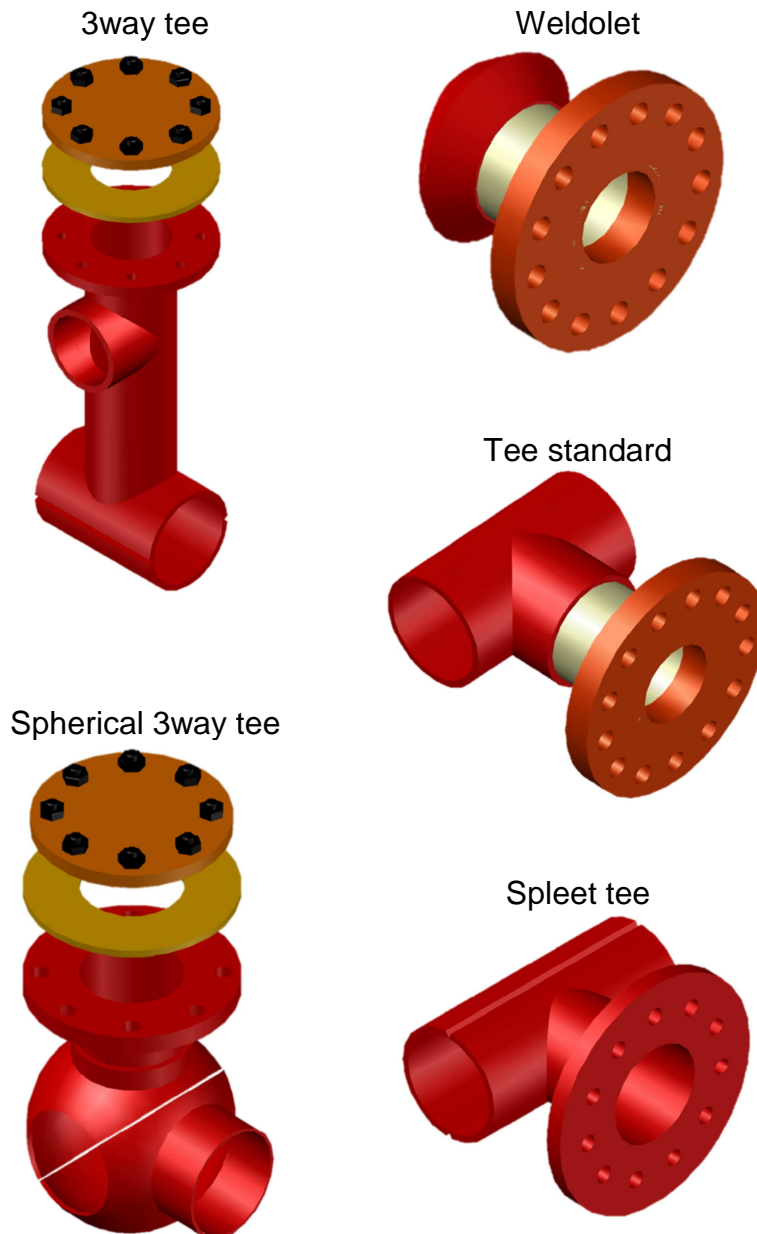


Fuente: Autor.

1.2.1 Punto de conexión

Existen diferentes tipos de conexión a los gasoductos, los cuales se seleccionan de acuerdo con las condiciones bajo las cuales se realizará la perforación del gasoducto, En la Figura 4 se presentan los diferentes tipos de accesorios de derivación que son empleados comúnmente en la industria para la conexión a los gasoductos.

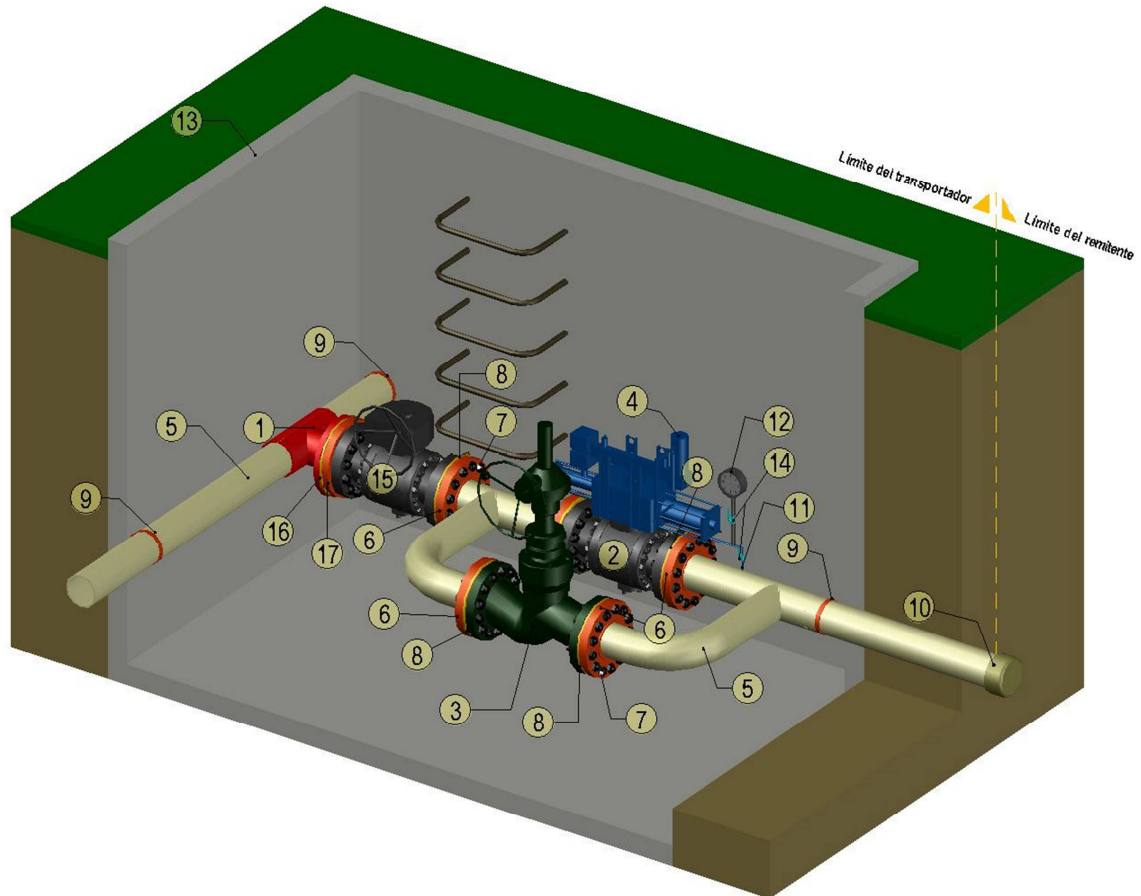
Figura 4. Accesorios de derivación



Fuente: Autor.

Adicionalmente al accesorio de derivación, las conexiones a los gasoductos deben contar con elementos como los siguientes: caja de inspección, actuador y válvulas de sacrificio. En la Figura 5 se encuentra una ilustración de cómo se configura un punto de conexión considerando para este caso una configuración de las más completas.

Figura 5. Punto de conexión



- 1) Split tee; 2) Válvula tipo bola; 3) Válvula tipo globo; 4) Actuador neumático; 5) Tubería principal; 6) Brida; 7) Espárragos; 8) Empaque espirometálico; 9) Sello aislante; 10) Cup; 11) Tubing; 12) Manómetro; 13) Caja de inspección en concreto; 14) Válvula de aguja; 15) Válvula de sacrificio; 16) empaque aislante; 17) Brida LOR.

Fuente: CREG⁹.

Generalmente, la construcción de las conexiones las realiza el transportador que opera el gasoducto y su construcción es asumida por el agente que la solicita; el reconocimiento de los costos de construcción se realiza sobre una base de remuneración que establece la CREG. Por tal motivo, el uso de algunos

⁹ CREG. www.creg.gov.co. [En línea] Citado 20 de enero de 2018.

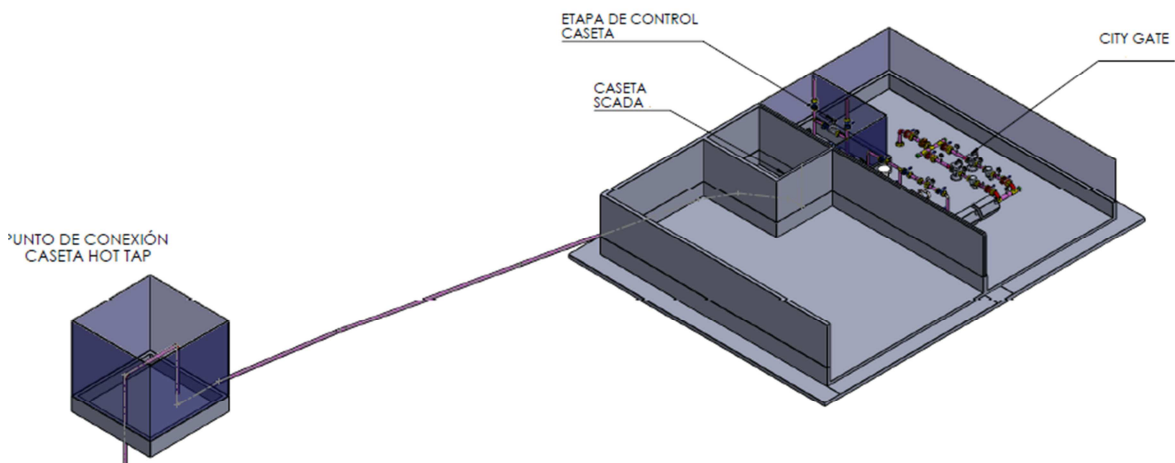
accesorios, como la válvula con actuador, se limitan solo para aplicación en conexiones con líneas de diámetro igual o superior a 6”.

1.2.2 Líneas de conexión

Teniendo en cuenta que las conexiones están sobre el gasoducto y todas las obras realizadas se encuentran dentro del derecho de vía del transportador y que la estación de transferencia de custodia se encuentra en un área de propiedad del remitente, se requiere una línea de tubería que conecte las dos facilidades.

La longitud de esta línea de conexión depende de las limitantes del terreno, el área disponible y los permisos de acceso que deben ser tramitados por el remitente. En algunas situaciones, como por ejemplo en estaciones de GNV conectadas directamente a la red de transporte, el paso del gasoducto no necesariamente coincide con la ubicación de la estación de servicio, por tal motivo, es necesario tender una línea de tubería de varios cientos de metros para poder entregar el gas.

Figura 6. Líneas de conexión



Fuente: CREG¹⁰.

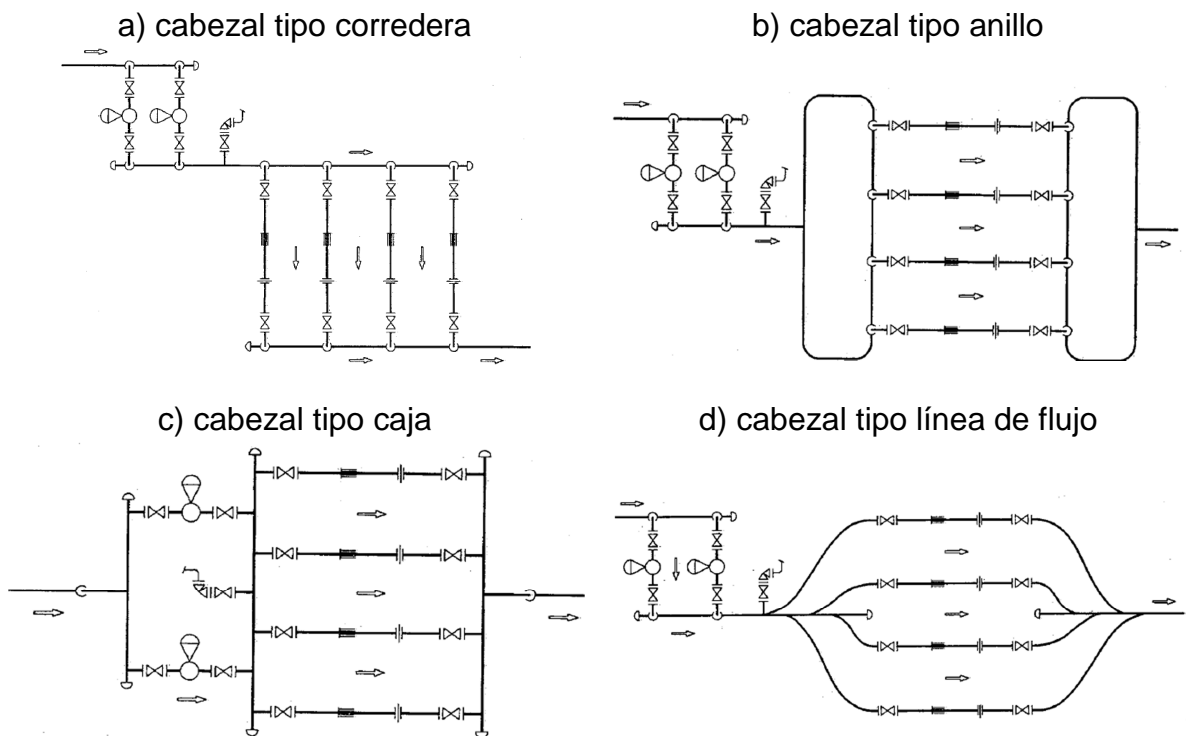
En la Figura 6 se ilustra la forma en cómo se ubican el punto de conexión y la línea de conexión en una situación real; con respecto a estas líneas de conexión, se deben tener en cuenta los siguientes aspectos:

- La línea de conexión puede tener cruces viales o de otras líneas de transporte (líquidos y gases) y por tal motivo, el remitente debe considerar en su proceso de construcción todos los permisos exigidos por la ley para su construcción.

¹⁰ CREG. www.creg.gov.co. [En línea] Citado 20 de enero de 2018.

- Considerando que la transferencia de custodia se realiza al final de dicha línea de conexión y que la misma es construida por el remitente, el transportador debe asegurar que la línea cumple con los estándares de calidad de acuerdo con la norma ASME B 31.8.¹¹ en cuanto a diseño, construcción, prueba y operación. La necesidad de asegurar la integridad de esta línea por parte del transportador radica en que al presentarse una falla en la misma, se puede presentar una afectación del gasoducto poniendo en riesgo el cumplimiento de los contratos a otros remitentes.
- Para conexiones iguales o superiores a 6 pulgadas es obligatoria la instalación de una válvula con actuador automático para cierre de la línea ante caídas de presión. No obstante, es una buena práctica la instalación del mismo tipo de válvulas cuando la distancia entre la estación de transferencia y la conexión es muy grande, por ejemplo más de 100 metros. La instalación de esta válvula sirve como medida de control ante eventuales daños en la línea de conexión.

Figura 7. Cabezales para entrega de gas en una estación



Fuente: Adaptado de Manual AGA Parte 9¹².

¹¹ ASME B31.8. Gas transmission and distribution piping system. 2014.

¹² AGA – Gas measurement manual part nine. Design of meter and regulation stations. 2000. P 9.5.2, P 9.5.4.

En la parte final de las líneas de conexión se encuentran las facilidades del área de transferencia de custodia: reguladores, calentadores, medición, etc., de las cuales se tratará en numerales posteriores, antes de estas facilidades se encuentran otro tipo de elementos que hacen parte de la conexión y que pueden afectar la capacidad para entrega de gas de la línea de conexión: los cabezales para entrega de gas en una estación.

Como se observa en la Figura 7 hay diferentes tipos cabezales, cada uno con comportamientos particulares de flujo que deben evaluarse en las etapas diseño para efectos de garantizar la función y estabilidad del sistema:

- Cabezal tipo corredera: es el más versátil de todos los tipos de configuración, ya que es adaptable al número de líneas que se requieran, permitiendo expandir fácilmente sin afectar el balance general de los tubos existentes. Es en general la configuración más económica de construir e instalar. Lo relacionado con el ruido se puede disminuir dejando bajo superficie los dos cabezales, tanto de entrada como de salida.
- Cabezal tipo anillo: funciona muy bien cuando todas las tuberías de salida están en funcionamiento al mismo tiempo, si uno o más tubos de salida se encuentra fuera de servicio, la estación se desbalancea.
- Cabezal tipo caja: Es el más económico de todos los tipos de cabezales, no obstante es el que más inconvenientes presenta en cuanto a flexibilidad y desbalance del flujo. Esta configuración también presenta un inconveniente en cuanto al ruido generado, ya que se si encuentran sobre superficie son muy difíciles de controlar.
- Cabezal tipo línea de flujo: es una configuración que trata de reducir la turbulencia al mínimo, ya que se diseña para evitar al mínimo el volumen muerto en los cabezales, eliminando de igual forma el ruido que se pueda presentar en las líneas. Este tipo de cabezales es el de mayor dificultad para el diseño, especialmente debido al cumplimiento de requisitos de tubería a alta presión. De igual forma, el balance del sistema es difícil de conseguir y su uso solo se justifica en aplicaciones en las cuales se tenga una gran restricción con respecto a la turbulencia y el ruido generado en las líneas.

1.2.3 Filtros y separadores

El gas natural por defecto contiene partículas indeseables que provienen desde el mismo yacimiento. Estas impurezas aparecen como hidrocarburos y agua en fase líquida, H₂S, CO₂ y sedimentos; con la finalidad de reducir estos componentes y dar cumplimiento a los límites establecidos por la regulación para la calidad del

gas 0, el productor cuenta con plantas de tratamiento para el acondicionamiento del gas antes del ingreso a la red de transporte. No obstante, la totalidad de los componentes no son retirados de la corriente de gas.

Los hidrocarburos y agua en fase líquida que ingresan a la red de transporte, así como las impurezas y sedimentos que se van acumulando a lo largo de la red, tienen el potencial de llegar al remitente a través de los puntos de entrega, en donde de acuerdo con el RUT¹³, el gas a entregar debe estar libre de líquidos y el contenido de polvos y material en suspensión debe ser de máximo 1,6 mg/m³.

Figura 8. Filtros para gas natural



Fuente: Autor

¹³ RUT. Resolución CREG 071 de 1999.

Adicional al incumplimiento regulatorio, la falla en la remoción de estos componentes puede causar una ineficiencia en las redes de distribución, flujo intermitente y posible daño en procesos o equipos que se abastecen del gas natural. Por consiguiente, para cumplir la tarea de eliminación de líquidos y partículas en los puntos de entrega se debe instalar equipos separadores y limpiadores que estén en la capacidad de remover, entre otros, los siguientes componentes:

- Impurezas de construcción y residuos de soldadura.
- Cascarilla de las tuberías.
- Corrosión de la tubería al interior de la línea.
- Sólidos provenientes del yacimiento.

Los elementos instalados deben cumplir con los requisitos de velocidad y ser del tamaño adecuado para el flujo máximo en la presión mínima, es por esta razón que en las etapas de diseño se considera la pérdida de presión a través del elemento.

Existen diferentes tipos de elementos para cumplir esta función de limpieza, entre ellos los más utilizados son los siguientes:

- **Filtros:** Los filtros pueden ser diseñados con muy baja resistencia al flujo debido a que son construidos con áreas de filtrado extremadamente grandes, esto permite que la velocidad del fluido a través del elemento filtrado sea muy baja. Los filtros están diseñados para remover partículas de polvo tan pequeñas como una micra. Son extremadamente compactos y sus costos de operación son relativamente bajos.
- **Separador con baño líquido:** En los separadores de baño líquido, el gas pasa a través de un baño de aceite y es sometido a una fuerte turbulencia para asegurar una buena mezcla y por lo tanto una buena remoción de las partículas de polvo. Luego pasa por una etapa de extracción de niebla para remover las trazas de aceite. Las pérdidas de aceite son muy bajas en este proceso, ya que es posible posteriormente remover las partículas de polvo del aceite. Se considera que este tipo de elementos tienen un bajo costo de operación y son sencillos de mantener y operar
- **Separador rotativo de paletas:** Es un recipiente usualmente horizontal con dos compartimientos, puede remover líquidos y/o sólidos sin realizar ningún cambio o ajuste en su configuración. El primer compartimiento es una cámara de separación primaria, la segunda es un laberinto giratorio para la separación final. Este separador cuenta con características similares al separador con baño líquido, no obstante, el gas no pasa realmente a través

del aceite, reduciendo la cantidad de aceite que se va con la corriente y la pérdida de presión.

- **Separador tipo ciclón:** Conocidos también como separadores secos, han sido usados satisfactoriamente en gran número de instalaciones de gas. Su principio de operación se basa en el movimiento circular impartido al gas, generando fuerzas centrífugas que dirigen el material de mayor densidad que el gas hacia un compartimiento circular ubicado en las paredes del separador. Una desventaja es que las partículas más grandes son separadas más fácilmente que las pequeñas, por lo tanto, se presentan pérdidas de eficiencia cuando se opera por debajo del rango de diseño. Son generalmente muy compactos, con excepción de aquellos que funcionan a bajas presiones.

1.2.4 Etapa de regulación

La función primaria de cualquier regulador de gas es igualar el flujo de gas a través del regulador con la demanda de gas del sistema, mientras mantiene la presión de salida dentro de ciertos límites aceptables. El principio básico empleado en el diseño y operación de los reguladores de gas es el balance de fuerzas opuestas. Un cambio de fuerzas dentro del regulador significa que una fuerza interna también debe cambiar con la finalidad de establecer una condición de equilibrio. La condición de equilibrio se alcanza cuando el regulador iguala la carga de flujo demandada por el sistema.

Un sistema de regulación típico puede tener una configuración similar al mostrado en la

Si la carga decrece entonces el flujo en el regulador también. De otra forma el regulador suministraría demasiado gas al sistema y la presión de salida (P2) podría incrementarse. Por otro lado, si la carga incrementa entonces el regulador debe incrementar su flujo también con la finalidad de mantener la presión de salida (P2) debido a la disminución de gas aguas abajo.

Si el regulador es capaz de igualar instantáneamente su flujo con la carga del sistema, no se registraría ningún tipo de variación en la presión de salida (P2), en la práctica esta situación no se da, ya que los sistemas presentan normalmente una fluctuación en la presión de salida cuando se presentan cambios abruptos en la carga del sistema.

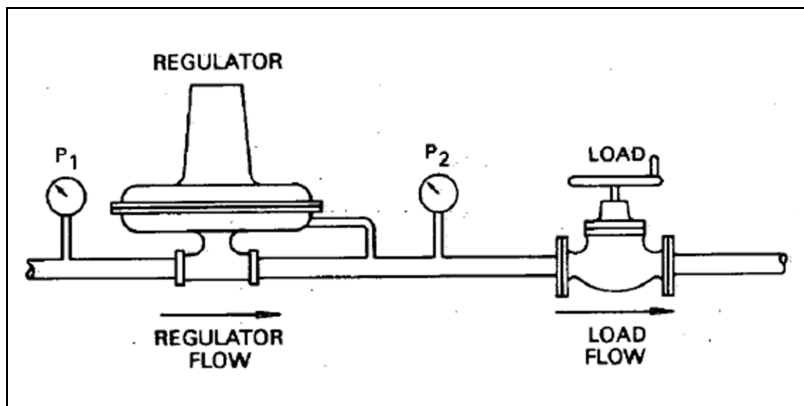
Figura 9, en donde el regulador es montado aguas arriba de la válvula o cualquier otro dispositivo que está variando la demanda de gas al regulador.

Si la carga decrece entonces el flujo en el regulador también. De otra forma el regulador suministraría demasiado gas al sistema y la presión de salida (P2) podría incrementarse. Por otro lado, si la carga incrementa entonces el regulador

debe incrementar su flujo también con la finalidad de mantener la presión de salida (P2) debido a la disminución de gas aguas abajo.

Si el regulador es capaz de igualar instantáneamente su flujo con la carga del sistema, no se registraría ningún tipo de variación en la presión de salida (P2), en la práctica esta situación no se da, ya que los sistemas presentan normalmente una fluctuación en la presión de salida cuando se presentan cambios abruptos en la carga del sistema.

Figura 9. Configuración típica de un sistema de regulación



Fuente: Manual AGA No. 10¹⁴.

Un regulador se compone de tres elementos principales: elemento de restricción, elemento de carga y elemento sensor Figura 10.

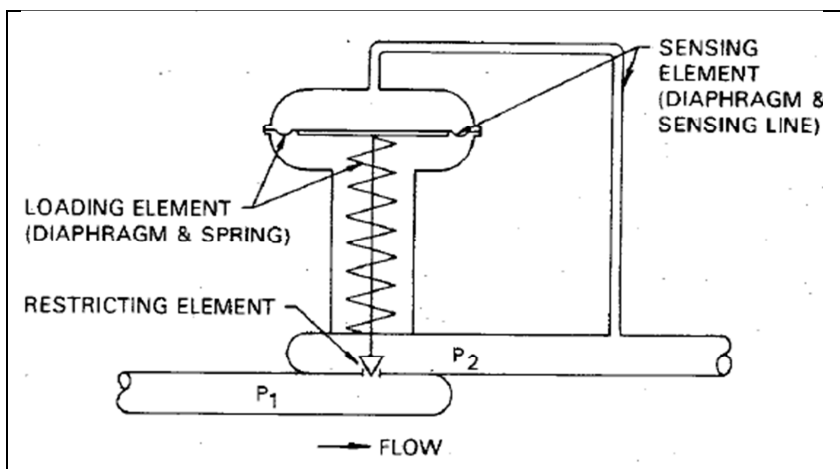
- **Elemento de restricción:** teniendo en cuenta que la función del regulador es modular el flujo del gas al sistema, uno de los elementos esenciales de cualquier regulador es el elemento de restricción que va dentro del sistema de flujo y proporciona una restricción variable que puede modular el flujo a través del regulador.
- **Elemento de carga:** para lograr que el elemento de restricción varíe, se requiere la aplicación de una fuerza, lo cual se logra mediante el elemento de carga, segundo elemento en importancia dentro de un regulador. Los elementos de carga más comunes son pesos, resortes, actuador con diafragma o actuador con pistón.
- **Elemento de monitoreo:** para controlar apropiadamente la presión aguas abajo del elemento de restricción, se requiere un elemento sensor adecuado. La función de este elemento es determinar si la presión a la salida del sistema se incrementa debido al paso de más gas del requerido,

¹⁴ AGA. Gas measurement manual Part ten. Pressure and volume control. 1985. P 10.1.1.

respondiendo a este aumento de presión con el accionamiento del sistema de carga, el cual cierra la válvula restringiendo el paso de gas al sistema. Por otro lado, si el regulador no entrega suficiente gas al sistema, la presión cae y el elemento de monitoreo responde generando menos fuerza en el elemento de carga. El sistema se abre permitiendo el paso de gas al sistema.

Los reguladores han evolucionado desde los modelos manuales hace más de cien años, hasta los reguladores sofisticados que se encuentran actualmente en la industria con diferentes metodologías de control aplicadas.

Figura 10. Elementos de un regulador de presión

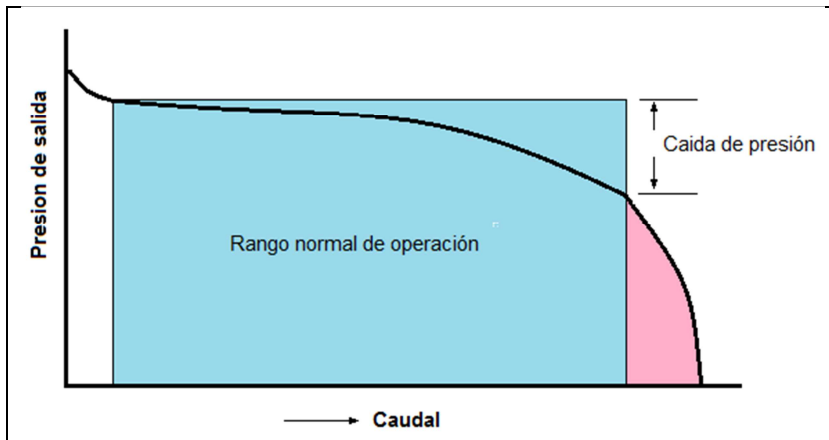


Fuente: Manual AGA No. 10¹⁵.

El desempeño de un regulador ideal podría describirse como la regulación de la presión de salida controlada a exactamente la misma presión desde el cierre completo de la válvula hasta su máxima capacidad para cualquier presión; lo cual no es posible obtener en la práctica debido a diferentes factores. El desempeño real de un regulador es influenciado por cambios de área en el diafragma, efectos del resorte, presión de entrada, histéresis, configuración del cuerpo, fuerzas en el tapón de la válvula y configuración de la tubería. En la Figura 11 se observa el comportamiento real de un regulador para diferentes presiones y caudales.

Figura 11. Comportamiento de presión en reguladores

¹⁵ AGA. Gas measurement manual Part ten. Pressure and volume control. 1985. P 10.1.3.



Fuente: Autor.

Hay diferentes tipos de reguladores disponibles para aplicación por el usuario en sus sistemas particulares. Aunque hay muchos tamaños de reguladores, estos son comúnmente clasificados por su aplicación más que por su tamaño. Las aplicaciones más comunes se relacionan a continuación:

Figura 12. Reguladores de presión



Fuente: Autor

- **Aplicación:** son el elemento de control final que precede cualquier aparato doméstico como hornos, calentadores de agua, secadores, etc. Estos reguladores son usualmente pequeños y cuentan con orificios relativamente grandes para altos caudales y bajas caídas de presión.
- **Servicio:** tienen la capacidad de suministrar servicio de gas a residencias o pequeños negocios. Se encuentran auto-contenidos y pueden reducir la presión desde la red de distribución.

- **Industriales:** pueden ser descritos como reguladores de servicio auto-contenidos de gran tamaño. Ellos pueden ser empleados típicamente en aplicaciones industriales y en edificaciones grandes de comercio. Cuentan con un número considerable de orificios disponibles para poder ajustarse a los requerimientos de capacidad.
- **Campo:** Pueden manejar reducciones de presión muy elevadas. Son empleados en aplicaciones de distribución para poblaciones pequeñas. También cuentan con diferentes orificios para el ajuste del regulador de acuerdo con las condiciones de proceso requeridas.
- **Distribución:** Son usualmente operados por un piloto y son usados en citygates para reducir la presión de las líneas principales a una presión de distribución primaria. En algunas ocasiones, aplicaciones especiales o de muy alto flujo requieren el uso de válvulas de control como reguladores, las cuales, al no ser auto-operadas requieren equipo adicional para su movimiento en orden a controlar la presión. Muchos tipos de válvulas de control pueden ser empleadas para el control de flujo de gas.

En el alcance del presente trabajo se detallará el funcionamiento y comportamiento de los reguladores aplicables a distribución, ya que son los de mayor tamaño y corresponden a los típicos encontrados en los puntos de salida de la red de transporte en Colombia.

Tal como se verá más adelante en detalle, en la selección de reguladores se debe tener en cuenta la información sobre la curva de comportamiento, curva de operación, capacidad, presión de operación, presiones diferenciales máximas y mínimas de operación, suministradas por el fabricante.

La mayoría de reguladores son instalados para controlar la presión aguas abajo del regulador. Estas instalaciones son diseñadas para proporcionar de manera segura y adecuada la presión aguas abajo en el sistema. Una regla general para el dimensionamiento de este tipo de elementos es que deben seleccionarse para los máximos flujos de gas esperados a la mínima presión de entrada prevista. También se deben considerar cambios de carga muy bajos y requerimientos de flujo mínimo cuando se tiene disponible la presión de entrada máxima.

Aunque muchos reguladores son diseñados para operar en un amplio rango de flujo y presión, usualmente es necesario considerar el uso de trenes de regulación en paralelo con la finalidad de poder realizar un control adecuado. Un regulador que funciona cerca de su punto de cierre durante periodos de tiempo prolongados tendrá más problemas de daño interno que si opera en un valor de al menos diez por ciento. Bajo esta condición se emplean dos reguladores de diferente tamaño con la finalidad de que solo uno de los dos se encuentre en servicio.

1.2.5 Etapa de medición

Considerando que la medición corresponde al punto exacto en donde se transfiere la custodia del gas entre el transportador y el remitente, es importante evaluar las limitantes que este tipo de elementos presentan en la determinación de la capacidad de los puntos de salida.

En primer lugar, se debe diferenciar lo que corresponde a sistema de medición y al elemento primario de medición. El sistema de medición hace referencia a la totalidad de los elementos requeridos para la cuantificación del volumen y la energía del gas que es entregado, incluye: el medidor, los elementos para medición de presión y temperatura, computador de flujo, dispositivos auxiliares e incluso en algunos casos cromatógrafo de gases.

Por otro lado, el elemento primario corresponde al medidor, que es el elemento del sistema que se encuentra en contacto con la corriente de gas y que por tal motivo tiene incidencia en la determinación de la capacidad de entrega de gas en la estación.

Tabla 4. Tecnologías de medición y normativa aplicable

Tecnología	Normativa aplicable
Ultrasónico	AGA Report No. 9 - Measurement of Gas by Multipath Ultrasonic Meters
Turbina	AGA Report No. 7 - Measurement of Natural Gas by Turbine Meter
Másico	AGA Report No. 11 - Measurement of Natural Gas by Coriolis Meter
Diafragma	AGA-ANSI B 109.1, AGA-ANSI B109.2 - for Diaphragm - Type Gas Displacement Meters
Rotativo	AGA-ANSI B109.3 - for Rotary-Type Gas Displacement Meters
Placa de orificio	AGA Report No. 3 - Orifice Metering of Natural Gas

Fuente: Autor.

Aunque existen muchas tecnologías de medición en el mercado, la regulación en Colombia limita el uso solo a tecnologías que cuentan con aprobación para transferencia de custodia de gas natural, lo cual se puede comprobar a través de las recomendaciones publicadas por AGA, u otra entidad internacional reconocida, en cuanto a las características técnicas y metrológicas que debe cumplir los elemento.

En la Tabla 4 se encuentran listadas las diferentes tecnologías permitidas para uso en transferencia de custodia en Colombia con la respectiva normativa aplicable.

En la Figura 13 se encuentra la configuración de un sistema de medición típico para transferencia de custodia de gas natural, en donde se pueden observar los diferentes elementos que conforman el sistema: primario, secundarios y terciario.

1.2.6 Otros elementos

Como se mencionada al inicio del capítulo, la cantidad de elementos que conforman un punto de salida es muy amplia y hasta ahora se han detallado aquellos que se pueden considerar como obligatorios: conexión, línea de conexión, regulación y medición; no obstante, otros elementos que se pueden encontrar en los puntos de salida bajo diferentes configuraciones son las válvulas y los sistemas de calentamiento.

Figura 13. Sistema de medición



Fuente: Autor

Válvulas: el número de válvulas usadas en control de fluidos es enorme y van desde válvulas muy sencillas para corte hasta sistemas automáticos muy complejos. También pueden variar desde diámetros muy pequeños (fracciones de pulgadas) empleados principalmente en instrumentación hasta válvulas de línea en gasoductos con diámetros muy grandes (varios pies).

De igual forma, las válvulas pueden contar con múltiples modos de operación: manuales, eléctricas, neumáticas, hidráulicas, etc. Muchas de las válvulas en uso hoy en día pueden ser consideradas como modificaciones de unos pocos tipos de válvulas. Las válvulas pueden ser clasificadas por tamaño, función, tipo de fluido que manejan, tipo de actuador, etc. Lo más usual es clasificar la válvula de acuerdo con la naturaleza de cierre que emplea. En la Figura 14 se observa un arreglo de válvulas típico encontrado en una estación de compresión de gas asociada a una red de transporte.

Figura 14. Válvulas



Fuente: Autor

En la industria del gas, se puede afirmar que la totalidad de las válvulas empleadas pueden clasificarse en unas de las siguientes seis categorías principales:

- **Válvulas de compuerta:** Se caracterizan por contar con un disco deslizante o compuerta, el cual es movido por el actuador o vástago de manera perpendicular a la dirección de flujo. Hay muchas variaciones en el diseño del asiento, vástago y campana para las válvulas de compuerta. Son empleadas normalmente como elementos de cierre, completamente abierta o completamente cerrada, no se consideran normalmente en labores de control. Cuando están completamente abiertas tienen una caída de presión baja.
- **Válvulas de bola:** Es básicamente una esfera dentro de un alojamiento. La rotación de 90 grados de la esfera cambia la posición de abierto a cerrado. El diseño de la bola puede ser fijo o flotante. Al igual que las válvulas de compuerta, también se cuenta con una amplia variedad de mecanismos para su accionamiento. Cuentan con muy poca pérdida de presión y cuando se encuentran cerradas el nivel de fuga es muy bajo.
- **Válvulas de tapón cónico:** Es similar a la válvula de bola, solo que el elemento de cierre es un tapón cónico en lugar de una esfera. Pueden comportarse de manera similar que las válvulas de bola, de compuerta y de globo. Las de mayor tamaño requieren lubricación.
- **Válvulas de globo:** Son empleadas principalmente para propósitos de estrangulamiento y puede considerarse como una válvula de control de flujo de propósito general. Su apertura y cierre es muy rápido en comparación a las válvulas de compuerta. Son útiles en control de presión, pero por este mismo motivo, para grandes diámetros se requiere considerable cantidad de energía para su operación.
- **Válvulas de mariposa:** el modelo típico consta de un disco que puede rotar alrededor de un eje dentro de un alojamiento. Al cerrar el disco contra un sello produce el cierre completo de la válvula. Son empleadas generalmente en aplicaciones de baja presión, donde las fugas de fluido no son muy relevantes. Generan muy baja presión en las líneas y son de muy bajo peso en comparación a otros modelos de válvulas.
- **Válvulas de cheque:** son similares a las válvulas de mariposa, la diferencia radica en que los discos son operados por el flujo de fluido, el cual actúa contra resortes de torsión. Su función principal es asegurar el flujo de fluido en una sola dirección y prevenir flujo en reversa.

Figura 15. Calentadores a gas para consumo de una termoeléctrica



Fuente: Autor.

Calentadores: Los sistemas de calentamiento son otro elemento típico encontrado en los puntos de salida de gas, los cuales son imperativos en sistemas que tienen caídas de presión muy elevadas (300 psi o más); su finalidad es prevenir el congelamiento tanto interno (hidratos en la corriente de gas) como externo (condensación de la humedad ambiente). Adicionalmente, desde el punto de vista regulatorio, la temperatura del gas en todos los puntos de salida de la red de transporte debe encontrarse por encima de 45°F.

Los dos tipos de calentadores empleados en la industria del gas son: calentadores de fuego indirecto y calentadores infrarrojos de combustión catalítica. En la Figura 15 se observa un sistema de calentamiento de fuego indirecto para una aplicación de gran consumo de gas.

- **Calentadores de fuego indirecto:** Emplean una solución de agua y anticongelante como medio de transferencia de calor entre la caja caliente y el serpentín donde pasa el gas natural. La combustión es controlada termostáticamente para garantizar la temperatura de salida del gas de la etapa de regulación, esto permite una optimización en el consumo de gas por parte del calentador.

- **Calentadores catalíticos:** Son la solución ideal para aplicaciones pequeñas, ya que para aplicaciones muy grandes se requiere un área de radiación impráctica a nivel industrial. La operación de este calentador no involucra llama en el proceso de combustión, ya que es una reacción química la que produce la temperatura mediante la cual se logra el calentamiento por radiación del gas.

2 DETERMINACIÓN DE LA CAPACIDAD MÁXIMA

En el capítulo anterior se estableció desde el punto de vista regulatorio y técnico los diferentes elementos que conforman un punto de salida y que por lo tanto deben considerarse en la determinación de la capacidad del sistema; como se pudo determinar en la descripción de los diferentes elementos, las variaciones de diseño no afectan por igual a todos los elementos en cuanto a la restricción de la capacidad debido principalmente a la función que cada uno desempeña.

A continuación se realizará una revisión de los diferentes modelos matemáticos que pueden emplearse para definir la capacidad de flujo de los diferentes elementos para que en conjunto se pueda determinar la capacidad máxima de un punto de salida.

2.1 MODELOS APLICABLES

La determinación de la capacidad máxima en conjunto de un punto de salida viene dada por el elemento con la mayor restricción que se encuentre en la línea, de nada vale para el sistema contar con la estación de transferencia de custodia con una capacidad superior al pico máximo proyectado si la conexión al sistema de transporte se realizó en un diámetro inferior al requerido.

Es por esta razón que se deben en primer lugar evaluar de manera individual todos los elementos con la finalidad de establecer cuál de ellos es el que genera la restricción del sistema; una vez identificado se procede a evaluar su capacidad con respecto a la condición operativa máxima histórica o la condición proyectada según sea el caso.

En la Tabla 5 se encuentran consolidados los diferentes elementos que hacen parte de un punto de salida, los cuales fueron descritos en el capítulo anterior, de igual forma, la tabla contempla una descripción de los diferentes modelos aplicables que se pueden emplear para la determinación de la capacidad máxima del sistema. Cada uno de estos modelos será descrito con mayor detalle en el presente capítulo.

Tabla 5. Cálculo de propiedades del gas natural

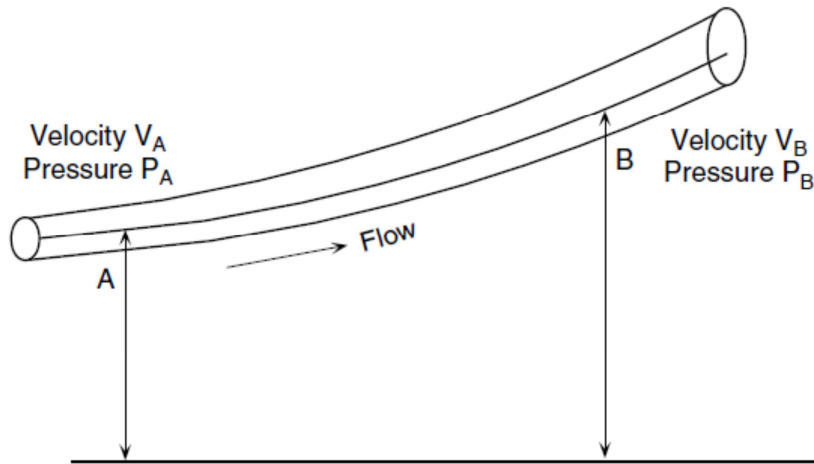
Componente	Modelo aplicable	Descripción
Tubería	Pérdida de presión	Aplicación de modelos matemáticos que emplean la geometría de las líneas y la composición del gas para determinar la pérdida de presión en un tramo, entre los modelos más usados se encuentran: Colebrook, Panhandle B y Panhandle A.
	Velocidad de erosión	Modelo matemático que estima la capacidad máxima de flujo a partir de la determinación de una velocidad límite en la cual las partículas del fluido empiezan a desgastar el material de la tubería y accesorios.
Reguladores de presión	Capacidad de flujo experimental	Capacidad determinada a partir de curvas y tablas de desempeño proporcionadas por fabricante del elemento regulador.
	Capacidad de flujo teórico	Capacidad determinada por medio de los coeficientes aplicables en ecuaciones estándar de flujo de gas.
Medidores de flujo	Cumplimiento de clases de exactitud para la aplicación particular	Determinación experimental de la capacidad máxima de flujo en los elementos primarios de medición, teniendo como límite de control el desempeño metrológico de los elementos en comparación con las clases de exactitud aplicables.

Fuente: Autor.

2.1.1 Caída de presión debido a fricción

A continuación se realizará la revisión de los diferentes métodos disponibles para calcular la pérdida de presión en una línea considerando como parámetro relevante la fricción al interior de la tubería. Lo anterior teniendo en cuenta que el caudal de gas en una tubería depende de las propiedades del fluido, el diámetro y longitud de la línea, la presión y temperatura del gas al inicio del segmento y la pérdida de presión debido a la fricción.

Figura 16. Energía de un fluido



Fuente: MENON E., Gas Pipeline Hydraulics¹⁶.

Cuando se hace referencia a flujo de fluidos en tubería el primer modelo que debe considerarse es la ecuación de Bernoulli, la cual relaciona la energía total del fluido con la energía debido a la presión, la energía debido a la velocidad y la energía debido a la posición o elevación (energía potencial). La ecuación de Bernoulli para dos estados como los mostrados en Figura 16 se expresa de la siguiente forma:

$$Z_A + \frac{P_A}{\gamma} + \frac{V_A^2}{2g} + H_p = Z_B + \frac{P_B}{\gamma} + \frac{V_B^2}{2g} + H_f$$

Ecuación 1

Donde H_p es el equivalente a la energía que debe ser añadida al fluido por compresión y H_f representa la pérdida de energía entre el punto a y el b debido a la fricción.

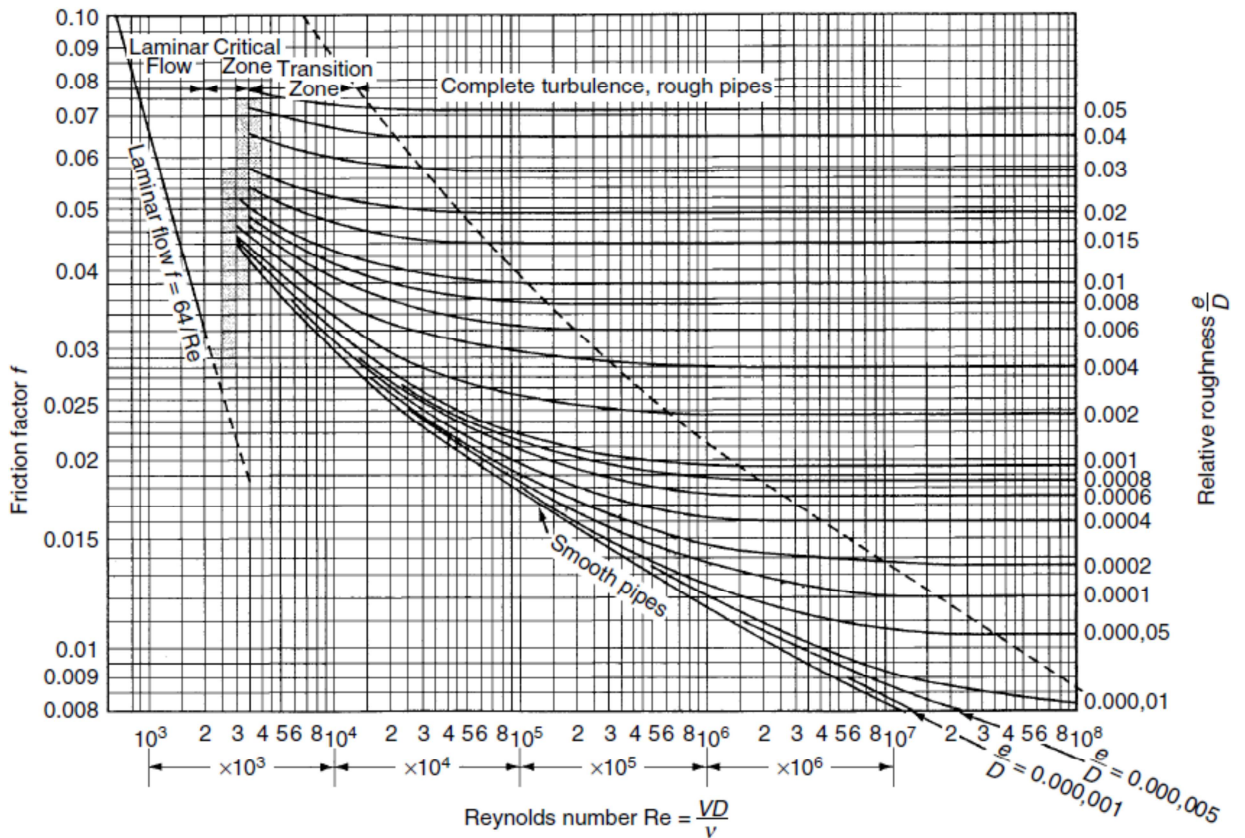
Partiendo de la ecuación de energía básica (

$$Z_A + \frac{P_A}{\gamma} + \frac{V_A^2}{2g} + H_p = Z_B + \frac{P_B}{\gamma} + \frac{V_B^2}{2g} + H_f$$

Ecuación 1) y después de considerar las leyes de los gases, la aplicación de otros factores de comportamiento real y algunas simplificaciones, se han desarrollado diferentes fórmulas para predecir el desempeño del gas transportado por tuberías.

¹⁶ MENON. E., Gas pipeline Hydraulics – Cap 2. Pressure drop due to friction, first edition, Taylor And Francis Group, 2005. P 32.

Figura 17. Diagrama de Moody



Fuente: MENON E., Gas Pipeline Hydraulics¹⁷.

Estas fórmulas buscan demostrar la relación entre las propiedades de los gases tales como gravedad y compresibilidad, con el caudal, el diámetro y longitud de la tubería y la presión a lo largo de la línea. En consecuencia, para una tubería en partículas, es posible predecir el caudal a través de la línea con base en la presión de entrada y salida del segmento.

Algunas veces es necesario introducir simplificaciones adicionales al modelo con miras a encontrar una aproximación de resultados, como por ejemplo: uniformidad en la temperatura del gas (flujo en estado estable isotérmico) sin transferencia de calor entre la tubería y el ambiente alrededor. Lo cual para la mayoría de los casos es suficiente teniendo en cuenta en líneas largas la temperatura del gas tiende a estabilizarse.

¹⁷ MENON. E., Gas pipeline Hydraulics – Cap 2. Pressure drop due to friction, first edition, Taylor And Francis Group, 2005. P 46.

Antes de proceder a describir las ecuaciones de flujo más relevantes es necesario describir en primer lugar algunos factores que afectan dichas ecuaciones, como lo son el factor de fricción y la rugosidad de las tuberías.

- Factor de fricción

Con la finalidad de calcular la pérdida de presión en una tubería a un caudal dado, se debe entender en primer lugar el concepto de fricción. El término factor de fricción es un parámetro adimensional que depende del número de Reynolds del flujo. En diferentes fuentes bibliográficas es común encontrar mencionados dos factores de fricción diferentes: El factor de fricción de Darcy¹⁸ y el factor de fricción de Fanning¹⁹, siendo el factor de Darcy el más común de los dos.

Desde el punto de vista matemático, para un flujo en estado laminar el factor de fricción (Darcy) es únicamente función del número de Reynolds y es inversamente proporcional a dicho valor; mientras que para flujo turbulento, el factor de fricción es función del número de Reynolds, el diámetro interno de la tubería y la rugosidad interna de la misma.

Con la finalidad de determinar este factor se han desarrollado diferentes relaciones empíricas, entre las que se cuentan las ecuaciones Colebrook-White y AGA, ver Tabla 6. No obstante, la existencia de las relaciones anteriormente mencionadas, un método aproximado para la determinación del factor de fricción es mediante el uso del diagrama de Moody (Figura 17). Este diagrama contiene las variaciones en el factor de fricción como una función del número de Reynolds y la rugosidad relativa de la tubería, considerando diferentes regímenes de flujo: laminar, transición o turbulento.

Como se puede observar del diagrama de Moody, las pérdidas por fricción en tuberías son muy sensibles a los cambios de diámetro y rugosidad de las paredes. Para un caudal determinado y un factor de fricción fijo, la pérdida de presión por metro de tubería varía inversamente a la quinta potencia del diámetro. Por ejemplo, si el diámetro se reduce en 2%, se ocasiona un incremento en la pérdida de la presión del 11%; a su vez, una reducción del 5% en el diámetro produce un incremento del 29% en la pérdida por fricción.

Esta condición debe tenerse en cuenta principalmente en líneas que se encuentran en servicio, ya que es muy común el incremento de la rugosidad con el uso (debido a la corrosión o incrustación) en una proporción determinada por el material de la tubería y la naturaleza del fluido.

¹⁸ MENON. E., Gas pipeline Hydraulics – Cap 2. Pressure drop due to friction, first edition, Taylor And Francis Group, 2005. P 45.

¹⁹ CRANE, Flujo de fluidos de válvulas y accesorios, Cap 1 y 2, Flujo de fluidos, quinceava edición, Mc Graw Hill. P 1.1.

No todas las ecuaciones de flujo emplean el factor de fricción para modelar el comportamiento del fluido al interior de las tuberías, principalmente porque se debe conocer el estado de rugosidad interno de la misma, y esta no es una información de la que se pueda disponer comúnmente.

Ecuaciones como Panhandle y Weymouth no emplean la rugosidad de la tubería directamente en los cálculos Tabla 6. En lugar de esto, estas ecuaciones hacen uso del término eficiencia de la tubería para compensar las condiciones internas y el tiempo de uso de la misma.

En la Tabla 6 se encuentran relacionadas las ecuaciones de flujo más comunes empleadas, tanto las que emplean el factor de fricción como el factor de eficiencia en las tuberías. El uso de una u otra ecuación dependerá de la aplicación y de la disponibilidad de información que se tenga.

Tabla 6. Ecuaciones de flujo

Nombre de la ecuación	Formula
General Flow	$Q = 77,54 \left(\frac{T_b}{P_b} \right) \left(\frac{P_1^2 - P_2^2}{GT_f LZ_f} \right)^{0,5} D^{2,5}$ <p>Q= caudal de gas f= factor de fricción P_b = presión base T_b = temperatura base P_1 = presión aguas arriba P_2 = presión aguas abajo G= gravedad del gas T_f = Temperatura promedio del gas L= longitud del segmento de tubería Z= factor de compresibilidad del gas D= diámetro interno de la tubería</p>
Colebrook-White	$\frac{1}{\sqrt{f}} = 2 \log_{10} \left(\frac{e}{3,7D} + \frac{2,51}{Re\sqrt{f}} \right)$ <p>f= factor de fricción D= diámetro interno de la tubería e=rugosidad absoluta de la tubería Re= número de Reynolds del flujo</p>

Nombre de la ecuación	Formula
Colebrook-White modificada	$F = -4 \log_{10} \left(\frac{e}{3,7D} + \frac{1,4125F}{Re} \right)$ <p>F= factor de transmisión D= diámetro interno de la tubería e=rugosidad absoluta de la tubería Re= número de Reynolds del flujo</p>
AGA	$F_t = 4 \log_{10} \left(\frac{Re}{D_f} \right) - 0,6$ <p>Ft= factor de transmisión de Von Karman Df= factor de arrastre de la tubería</p>
Weymouth	$Q = 433,5E \left(\frac{T_b}{P_b} \right) \left(\frac{P_1^2 - e^5 P_2^2}{G T_f L_e Z_f} \right)^{0,5} D^{2,667}$ <p>Q= caudal de gas E=factor de eficiencia P_b = presión base T_b = temperatura base P_1 = presión aguas arriba P_2 = presión aguas abajo G= gravedad del gas T_f = Temperatura promedio del gas Le= longitud equivalente del segmento de tubería Z= factor de compresibilidad del gas D= diámetro interno de la tubería</p>
Panhandle A	$Q = 435,87E \left(\frac{T_b}{P_b} \right)^{1,0788} \left(\frac{P_1^2 - e^5 P_2^2}{G^{0,8539} T_f L_e Z_f} \right)^{0,5394} D^{2,6182}$ <p>Q= caudal de gas E= eficiencia de la tubería P_b = presión base T_b = temperatura base P_1 = presión aguas arriba P_2 = presión aguas abajo G= gravedad del gas T_f = Temperatura promedio del gas</p>

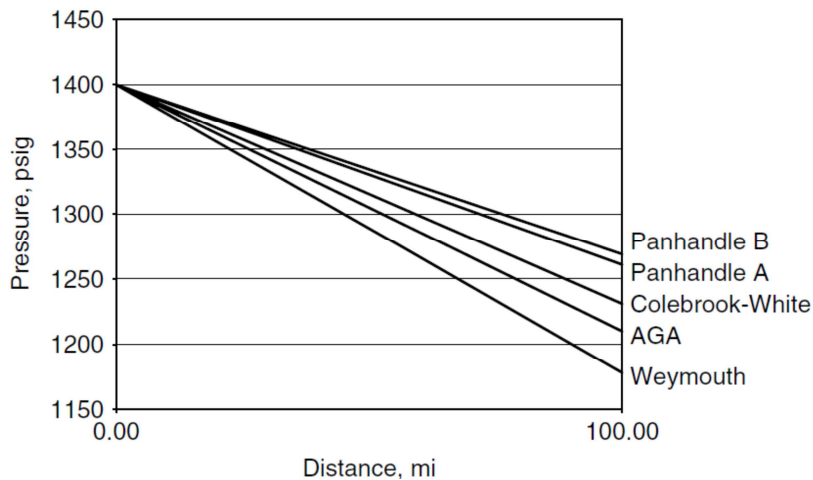
Nombre de la ecuación	Formula
	Le= longitud equivalente del segmento de tubería Zf= factor de compresibilidad del gas D= diámetro interno de la tubería
Panhandle B	$Q = 737E \left(\frac{T_b}{P_b}\right)^{1,02} \left(\frac{P_1^2 - e^5 P_2^2}{G^{0,961} T_f L_e Z_f}\right)^{0,51} D^{2,53}$ Q= caudal de gas E= eficiencia de la tubería P _b = presión base T _b = temperatura base P ₁ = presión aguas arriba P ₂ = presión aguas abajo G= gravedad del gas T _f = Temperatura promedio del gas Le= longitud equivalente del segmento de tubería Zf= factor de compresibilidad del gas D= diámetro interno de la tubería
IGT	$Q = 136,9E \left(\frac{T_b}{P_b}\right) \left(\frac{P_1^2 - e^5 P_2^2}{G^{0,8} T_f L_e \mu^{0,2}}\right)^{0,555} D^{2,6671}$ Q= caudal de gas E= eficiencia de la tubería P _b = presión base T _b = temperatura base P ₁ = presión aguas arriba P ₂ = presión aguas abajo G= gravedad del gas T _f = Temperatura promedio del gas Le= longitud equivalente del segmento de tubería Zf= factor de compresibilidad del gas D= diámetro interno de la tubería μ= viscosidad del gas
Spitzglass	$Q = 3,839 \times 10^3 E \left(\frac{T_b}{P_b}\right) \left(\frac{P_1 - P_2}{G T_f L_e Z \left(1 + \frac{3,6}{D} + 0,03D\right)}\right)^{0,5} D^{2,5}$ Q= caudal de gas E= eficiencia de la tubería P _b = presión base T _b = temperatura base P ₁ = presión aguas arriba P ₂ = presión aguas abajo G= gravedad del gas

Nombre de la ecuación	Formula
	T_f = Temperatura promedio del gas L_e = longitud equivalente del segmento de tubería Z_f = factor de compresibilidad del gas D = diámetro interno de la tubería
Mueller	$Q = 85,7368E \left(\frac{T_b}{P_b} \right) \left(\frac{P_1^2 - e^5 P_2^2}{G^{0,7391} T_f L_e \mu^{0,2609}} \right)^{0,575} D^{2,725}$ Q = caudal de gas E = eficiencia de la tubería P_b = presión base T_b = temperatura base P_1 = presión aguas arriba P_2 = presión aguas abajo G = gravedad del gas T_f = Temperatura promedio del gas L_e = longitud equivalente del segmento de tubería μ = viscosidad del gas D = diámetro interno de la tubería
Fritzsche	$Q = 410,1688E \left(\frac{T_b}{P_b} \right) \left(\frac{P_1^2 - P_2^2}{G^{0,8587} T_f L_e} \right)^{0,538} D^{2,69}$ Q = caudal de gas E = eficiencia de la tubería P_b = presión base T_b = temperatura base P_1 = presión aguas arriba P_2 = presión aguas abajo G = gravedad del gas T_f = Temperatura promedio del gas L_e = longitud equivalente del segmento de tubería D = diámetro interno de la tubería

Fuente: Autor.

Como se mencionaba anteriormente, las ecuaciones son ligeramente diferentes unas de otras, algunas consideran la eficiencia de la tubería mientras que otras emplean el valor de rugosidad interna. En consideración a lo anterior, para condiciones similares de longitud y diferencial de presión todas las ecuaciones proporcionan valores de caudal diferentes. De igual forma, para una tubería con una presión inicial dada, las ecuaciones predicen caídas de presión diferentes, es decir que algunas calculan una pérdida de presión por fricción mayor que otras.

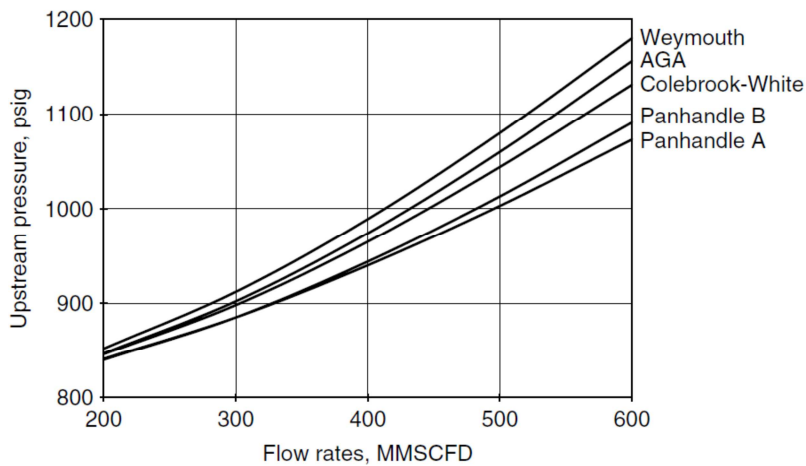
Figura 18. Comparación entre ecuaciones de flujo – igual flujo



Fuente: MENON E., Gas Pipeline Hydraulics²⁰.

En las Figura 18 y Figura 19 se muestra la comparación de los resultados de caudal y caída de presión empleando las ecuaciones AGA, Colebrook-White, Panhandle y Weymouth.

Figura 19. Comparación entre ecuaciones de flujo – igual distancia



Fuente: MENON E., Gas Pipeline Hydraulics²¹.

La Figura 18 considera una tubería de 100 millas (aproximadamente 160,93 km) de longitud, diámetro nominal de 16 pulgadas con un espesor de pared de 0,25 pulgadas, operando con un caudal de 100 MMSCFD a una temperatura de 80°F. Con una presión de entrada fija en 1400 psig, se puede observar en la figura que la mayor pérdida de presión es calculada por la ecuación Weymouth y la menor pérdida es calculada con la ecuación Panhandle B.

²⁰ MENON. E., Gas pipeline Hydraulics – Cap 2. Pressure drop due to friction, first edition, Taylor And Francis Group, 2005. P 80.

²¹ Íbid. P 81.

En la Figura 19 se muestra la comparación de las ecuaciones de flujo desde una perspectiva diferente. En este caso, se calcula la presión aguas arriba requerida para que en una tubería de 30 pulgadas de diámetro nominal con 100 millas de longitud mantenga una presión de entrega constante en 800 psig. La presión aguas arriba se evalúa para varios caudales, entre 200 y 600 MMSCFD. Nuevamente, la ecuación de Weymouth es la que predice la mayor presión para cualquier caudal, mientras que Panhandle A calcula el menor valor.

2.1.2 Diferencial de presión límite

De acuerdo con la revisión de las ecuaciones de flujo que se realizaba en la sección anterior, el caudal es directamente proporcional al diferencial de presión presentado en la línea. No obstante, cuando la pérdida de presión es crítica, como en puntos de salida que deben mantener un nivel de presión para garantizar el suministro a los usuarios, se deberían considerar niveles máximos de pérdida de presión. Al respecto Norsok publica una recomendación de la pérdida de presión admisible considerando la presión de operación de la línea Tabla 7.

Tabla 7. Pérdidas de presión límite

Presión de operación (bar / psi)	Pérdida de presión admisible (bar/100m)
0 a 35	0,001 a 0,11
25 a 138	0,11 a 0,27
Mayor a 138	Presión de operación / 500

Fuente: Norsok²².

Se debe entender que el diferencial de presión corresponde a una pérdida de energía no solo las tuberías sino también de los accesorios que conforman la instalación. Cuando el fluido se encuentra en estado estable a lo largo de una tubería de diámetro uniforme, la corriente asume un perfil de flujo desarrollado con cierta forma característica, cuando la corriente se encuentra algún impedimento que cambia la dirección del flujo se altera el patrón generando turbulencia adicional, lo cual genera una pérdida de energía mayor de la que se genera normalmente en una tubería recta. Todas las válvulas y accesorios en una línea de tubería deberían considerarse cuando se está evaluando la pérdida de presión en el sistema.

La pérdida de presión total producida por una válvula (o accesorio) se compone de tres elementos:

²² NORSOK STANDARD P-001, Process Design, STANDARDS NORWAY, 2016. P 13.

- La pérdida de presión dentro de la válvula.
- La pérdida de presión en la tubería de entrada, la cual es mayor a la que se produce normalmente si no existe válvula en la línea. El efecto es pequeño.
- La pérdida de presión en la tubería de salida, la cual es superior a la que se produce normalmente si no hubiera válvula en la línea. A diferencia de la pérdida de presión en la tubería de entrada, este efecto si puede ser grande.

Desde el punto de vista experimental es difícil medir las tres caídas por separado. Sin embargo, su efecto combinado es la cantidad deseada y se puede medir de manera exacta a través de métodos bien documentados²³, los cuales cuentan con datos sobre pruebas de pérdida de presión para una amplia variedad de válvulas y accesorios. Sin embargo, debido al tiempo y costo para el desarrollo de las pruebas, en la práctica es imposible obtener datos de pruebas de cada elemento, válvula y accesorio.

Por lo anterior, los esfuerzos se concentran en la generación de métodos confiables de extrapolación de la información disponible sobre pruebas para abarcar aquellos elementos que no han sido o no pueden ser probadas con facilidad. Los conceptos que a menudo se usan para llevar a cabo esto son la "longitud equivalente - L/D" "coeficiente de resistencia - K" y "coeficiente de flujo - C".

Para consolidar lo relacionado con diferencial de presión en sistemas de flujo en tuberías, se puede mencionar que la pérdida de presión se debe a varias características del sistema, que pueden clasificarse como sigue:

- Rozamiento en las paredes de la tubería, que es función de la rugosidad de la superficie interior de la misma, del diámetro interior de la tubería y de la velocidad, densidad y viscosidad del fluido.
- Cambios de dirección del flujo.
- Obstrucciones en el paso del flujo.
- Cambios repentinos o graduales en la superficie y contorno del paso del flujo.

2.1.3 Velocidad de erosión

Como se ha visto en las secciones anteriores, la velocidad está relacionada directamente con el caudal; a medida que el caudal de gas aumenta la velocidad del fluido también lo hará. Al igual que para el parámetro de presión diferencial, lo

²³ CRANE, Flujo de fluidos de válvulas y accesorios, Cap 1 y 2, Flujo de fluidos, quinceava edición, Mc Graw Hill. P 2.2 – P 2.2.

importante en cuanto a la velocidad del fluido es definir cuál sería el límite máximo admisible.

La velocidad de un fluido a través de una tubería es algo que se debe analizar pues si esta es demasiado alta se presentan problemas de vibraciones, ruido y de manera muy importante, desgaste de las paredes por fricción la cual puede destruir la película de inhibidor que en algunos casos protege la pared de la tubería dejándola expuesta a la corrosión o si la fricción es muy alta se puede presentar desgaste de la tubería por abrasión; por otra parte si la velocidad es demasiado baja se pueden presentar problemas de deposición de sólidos y esto reduce el tamaño de la tubería .

Las diferentes referencias bibliográficas definen la velocidad máxima en las líneas como una función de la velocidad de erosión, y a su vez, la velocidad de erosión se define a partir de la densidad del gas y de la calidad de la tubería y uso de la misma²⁴.

En las Ecuación 2 y Ecuación 3 se encuentra el modelo para determinar la velocidad máxima en una tubería de acuerdo con los parámetros mencionados anteriormente.

$$\text{Velocidad de erosión} = \frac{c}{\sqrt{\rho}}$$

Ecuación 2

$$\text{Velocidad máxima} = \text{Velocidad de erosión} \times k$$

Ecuación 3

Donde,

p: densidad del gas a la temperatura del flujo [libras/pies cúbicos].

C: Parámetro adimensional que considera el tipo de uso que se le da a la línea, se ubica entre 75 y 150, siendo 150 una instalación en donde son permisibles los temas de ruido y vibraciones [adimensional].

k: factor de fricción en la tubería, corresponde al porcentaje de la velocidad de erosión que es admisible en la tubería, su valor se encuentra en tre 40 y 50% [adimensional].

Velocidad de erosión: máxima velocidad en la tubería en la cual se podría presentar daño por erosión [pies/segundo].

Velocidad máxima: velocidad máxima de la tubería en servicio [pies/segundo].

²⁴ MOHIPOUR M., GOLSHAN H. Y MURRAY A., Natural gas transmission – Cap 3. Pipeline Design and construction, Second edition, ASME PRESS, 2003.

Las constantes C y k pueden tomar valores más elevados a los recomendados, no obstante su definición corresponde principalmente a un criterio de diseño cuando se revisa la capacidad y uso del sistema.

Un caso particular en el cual se debe evitar emplear criterios que correspondan a velocidades de fluido muy elevadas se da cuando se tiene presencia de partículas en la corriente de gas, los cuales pueden acelerar el proceso de abrasión.

2.1.4 Capacidad de flujo en reguladores

Los reguladores y válvulas de control son dimensionados a la medida para los sistemas de gas que controlan, por tal motivo, se debe tener en consideración los diferentes factores que afectan los requerimientos de capacidad para una aplicación específica.

Cuando se selecciona un regulador generalmente se tienen en cuenta diferentes condiciones de servicio con la finalidad de seleccionar un elemento que permita dar cobertura a la totalidad de los escenarios de operación planteados. Entre los aspectos operativos a considerar se encuentran: las presiones de entrada y de salida, capacidad de flujo máxima y mínima de la válvula y por lo tanto del orificio, el ruido en caso de encontrarse cerca a zonas residenciales, calidad del fluido ya que la presencia de contaminantes podría requerir la instalación de materiales especiales en los sellos de la válvula y temperatura ambiente con la finalidad de seleccionar materiales que se puedan mantener flexibles en el tiempo.

Los parámetros más importantes para la selección y operación de un regulador: presión de entrada, presión de salida, capacidad máxima. Con dichos parámetros los fabricantes están en capacidad de predecir el comportamiento de los elementos que conforman el regulador, lo cual se realiza mediante tres formas: tablas, curvas de desempeño y fórmulas de flujo.

- **Capacidad mediante tablas:** es el método más fácil para determinar la capacidad de una válvula, sin embargo, las válvulas se describen con base en un comportamiento ideal que no corresponde con la condición del elemento en la instalación. Una tabla simplemente lista las capacidades de flujo mediante algún criterio estándar de capacidad, por ejemplo, a una pulgada de agua o al 10% de pérdida de presión en la salida.
- **Curvas de desempeño:** Las curvas de desempeño son gráficas que muestran el caudal versus la presión de salida para varias presiones de entrada. Las curvas ofrecen más información que las tablas porque se muestra la totalidad de la curva y no solamente un conjunto de valores. Se puede seleccionar el flujo para cualquier conjunto de valores de presión de salida.

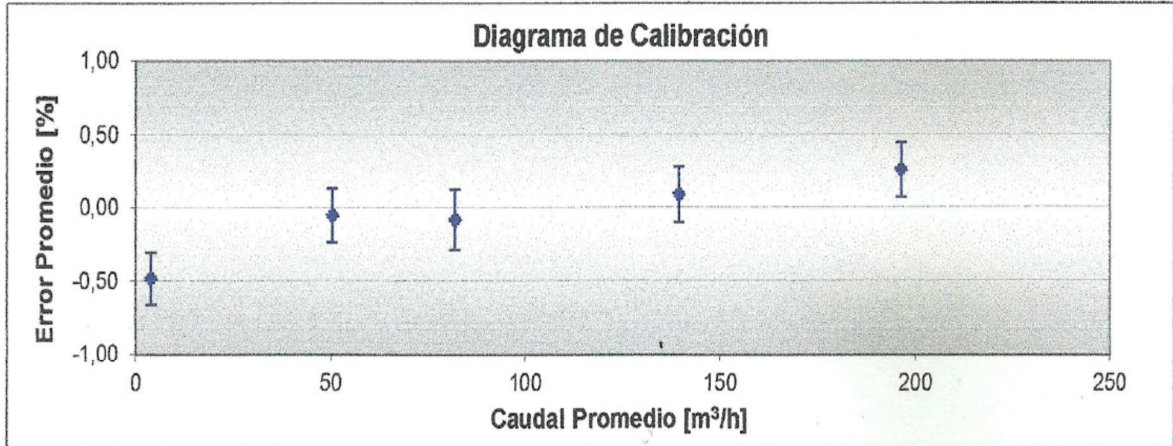
- **Formula de flujo:** las curvas de desempeño y las tablas tienen la desventaja de permitir la aplicación para un número limitado de presiones de entrada. Lo cual puede ser solucionado mediante la aplicación de fórmulas. Las fórmulas de flujo permiten verificar condiciones severas para comprobar el desempeño con respecto a lo requerido. Muchos fabricantes cuentan con sus fórmulas específicas de flujo para poder ser usadas en los cálculos, no cualquier fórmula de flujo puede ser aplicada para la verificación de un regulador.

Debido a la dificultad de seleccionar una fórmula que se adaptara a la gran variedad de reguladores de presión disponibles en la infraestructura de gas, la opción más adecuada para el desarrollo del presente trabajo es la de recurrir a las gráficas particulares para cada modelo de regulador.

2.1.5 Clases de exactitud en medidores

A diferencia de las líneas de tubería y de los reguladores, la capacidad en los medidores no viene dada solamente por el diferencial de presión que se genera a través de los elementos, sino que la característica principal que define la capacidad de estos elementos es su desempeño metrológico.

Figura 20. Alcance de operación para medidores



Fuente: Autor

De acuerdo con la regulación²⁵, todo medidor que se instale en un punto de transferencia de custodia debe contar con un certificado de calibración emitido por un laboratorio acreditado mediante el estándar ISO/IEC 17025²⁶. Estos certificados permiten evidenciar el error en la medición que entrega el instrumento para el

²⁵ RUT. Resolución CREG 071 de 1999.

²⁶ ISO/IEC 17025: Requisitos generales para la competencia de los laboratorios de ensayo y de calibración. 2017.

caudal en particular en que este se encuentra operando. En la Figura 20 se encuentra la gráfica de muestra de un certificado de calibración para un medidor tipo rotativo que cuenta con una capacidad máxima de aproximadamente 200 m³/h. Cualquier operación del medidor por arriba de este valor no está permitida, no solo porque se pone en riesgo la integridad mecánica de los elementos que conforman este medidor en particular, sino porque se desconoce el desempeño metrológico del medidor más allá de este punto.

De igual forma ocurre con el límite inferior del medidor, que para este caso particular es aproximadamente 4 m³/h. ninguna condición operativa del sistema puede encontrarse por debajo de este valor.

De manera general, los medidores deben seleccionarse para operar entre el 50 y el 70% de su capacidad máxima, esto teniendo en cuenta que en estos rangos es que se consigue los menores errores de medición.

Adicional al aspecto metrológico, cada tecnología particular de medición cuenta con ciertas restricciones para operar por encima de su capacidad nominal, en la Tabla 8 se encuentran relacionadas las diferentes tecnologías para medición de gas natural aceptadas para transferencia de custodia, indicando una descripción física de cada elemento y las limitantes que su principio de operación podrían presentar para la capacidad del sistema.

Tabla 8. Límite de flujo en medidores

Elemento	Descripción	Limitaciones físicas
Diafragma	El medidor tiene dos o más cámaras formadas por diafragmas móviles. Con el flujo de gas dirigido por válvulas internas, las cámaras se llenan alternativamente y expulsan el gas, produciendo un flujo casi continuo a través del medidor. Como los diafragmas se expanden y contraen, las palancas conectadas a los cigüeñales convierten el movimiento lineal de los diafragmas en el movimiento rotatorio de un cigüeñal que sirve como el elemento de flujo primaria. Este eje puede mover un contador mecánico o puede producir impulsos eléctricos para un computador de flujo.	Exceso de velocidad puede dañar los mecanismos y diafragmas.
Rotativo	Es uno de los tipos más populares de medidor de desplazamiento positivo.	Exceso de velocidad puede dañar lo

	Consiste de dos ruedas maquinadas y una cavidad de medición. El paso del fluido a través del medidor hace girar las ruedas ovaladas. Cada rotación de las ruedas corresponde al paso de una cantidad conocida de fluido a través del medidor.	rodamientos o cojinetes. Los lóbulos que conforman la parte interna son sensibles a las tolerancias mecánicas.
Placas de orificio	Una placa orificio es una restricción con una abertura más pequeña que el diámetro de la tubería en la que está inserta. La placa orificio típica presenta un orificio concéntrico, de bordes agudos. Debido a la menor sección, la velocidad del fluido aumenta, causando la correspondiente disminución de la presión.	No cuenta con partes móviles, no obstante su principio de funcionamiento solo permite un rango de operación de 8 a 1 entre caudal máximo y caudal mínimo.
Turbina	El medidor de turbina es un transductor que detecta la velocidad de un flujo utilizando un tubo de flujo con una turbina de paletas suspendida axialmente en la dirección de flujo. Constituido con un rotor con aspas, soportado con cojinetes para la reducción de la fricción mecánica y alargar la vida de las partes móviles.	Exceso de velocidad puede dañar lo rodamientos.
Coriolis	Usa el principio Coriolis, está conformado por uno ó dos tubos en U, anclados en sus extremos. Miden directamente el caudal másico, en base a la frecuencia de resonancia de los tubos, la densidad y la temperatura. Los tubos a través de los cuales pasa el gas para ser medido son de diámetro mucho más pequeño en comparación al diámetro nominal de la línea.	La caída de presión que se genera en la línea por el paso de gas a través de los tubos que se encuentran vibrando. Es muy sensible a vibraciones que existen en la línea.
Ultrasónico	Los medidores de flujo ultrasónicos de tiempo de tránsito están basados en el principio de que el tiempo de tránsito de una señal acústica a lo largo de una trayectoria conocida es constante y solo puede ser alterado por la velocidad del fluido en que se	Los diámetros rectos requeridos para su correcto funcionamiento.

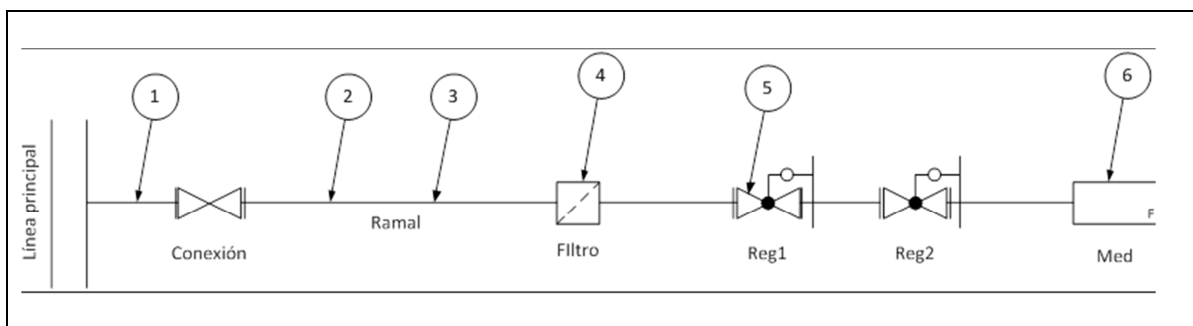
	desplaza.	
--	-----------	--

Fuente: Autor.

2.2 MODELO MATEMÁTICO CONSOLIDADO

Una vez revisados los diferentes elementos que conforman un punto de salida y evaluados los modelos matemáticos aplicables a cada uno de ellos, se seleccionaron los criterios para evaluación mediante los cuales se realizará la determinación de la capacidad máxima.

Figura 21. Diagrama punto de entrega para modelo matemático



Fuente: Autor

En la Figura 21 se observa un diagrama que contiene de manera esquemática los diferentes elementos que conforman un punto de salida y que van a ser considerados para la determinación de la capacidad máxima. En esta gráfica se encuentran la conexión, el ramal, la etapa de regulación y la medición. Los números indican los diferentes criterios que serán aplicados, en el caso particular del ramal, cuenta con dos números ya que este elemento será evaluado desde dos perspectivas diferentes para determinar la capacidad máxima.

Tabla 9. Consolidación de los criterios aplicables

No.	Elemento	Descripción del criterio de evaluación aplicable
1	Punto de conexión	Velocidad de erosión en la conexión
2	Línea de conexión	Velocidad de erosión en el ramal
3		Capacidad del ramal de acuerdo con el diferencial de presión admisible
4	Regulador	Capacidad del sistema de regulación a partir de curvas de fabricante
5	Medidor	Alcance de operación del elemento primario de medición de acuerdo con desempeño metrológico admisible.

Fuente: Autor.

En la Tabla 9 se encuentra la descripción de los criterios de evaluación de capacidad aplicable para cada uno de los elementos considerados como parte del punto de salida.

La determinación de cada uno de los criterios de evaluación seleccionados se realiza a partir de tres factores o fuentes de información diferentes:

- Factores operativos: Son aquellos que pueden cambiar dependiendo de las condiciones de la línea principal, de igual forma, también pueden cambiar a medida que se avanza en el punto de salida, entre ellos uno de los más relevantes en la presión del gas.
- Factores de construcción: Son aquellos factores que no se pueden cambiar y son propios de la instalación, están relacionados con la forma y el tamaño de la misma, entre ellos se encuentran los diámetros y las distancias en las diferentes secciones del punto de salida.
- Factores (criterios) de diseño: son aquellos parámetros que pueden ser variables y se deben tener en cuenta a la hora de evaluar la capacidad y que se encuentran contenidos en los diferentes modelos matemáticos aplicables, como por ejemplo, eficiencia de la tubería para la determinación de flujo por diferencial de presión.

2.2.1 Factores operativos

En la Tabla 10 se relacionan los diferentes parámetros operativos que se deben considerar en el modelo para cada una de las etapas de evaluación, estos parámetros son consolidados a partir de la información histórica de los sistemas, la cual reposa en los centros de control o en los históricos de mantenimiento.

Tabla 10. Factores operativos requeridos

Elemento	Criterio	Parámetro operativo requerido
Punto de conexión	Velocidad de erosión	Presión de línea
		Presión atmosférica de entrada
		Composición del gas (densidad relativa)
		Temperatura promedio del gas
Línea de conexión	Velocidad de erosión	Presión a la entrada del ramal, puede ser diferente a la presión de línea si la restricción es muy grande o si hay regulación.
		Presión atmosférica de entrada
		Composición del gas (densidad relativa)
		Temperatura promedio del gas
Línea de	Capacidad por	Presión de entrada al ramal

conexión	diferencial de presión admisible	Composición del gas (densidad relativa y factor de compresibilidad)
		Temperatura promedio del gas
		Presión de salida del ramal
Regulación	Curvas de fabricante	Presión de entrada a la etapa de regulación
		Presión intermedia etapa de regulación (si cuenta con regulación de dos etapas)
		Presión de salida etapa de regulación
		Composición del gas (densidad y factor de compresibilidad)
		Temperatura promedio del gas
Medición	Curvas de calibración	Presión en la etapa de medición
		Temperatura promedio en la medición
		Composición del gas (factor de compresibilidad)
Comportamiento operativo del punto de salida		Perfil de consumo: relación entre Caudal horario máximo y caudal día.
		Volumen máximo registrado o proyectado por día.

Fuente: Autor.

Como se puede observar de la tabla, la composición del gas es un parámetro importante para poder evaluar densidades y factores de compresibilidad en las diferentes etapas del proceso. Igual sucede con la presión, es importante conocer los valores de presión para cada una de las etapas del proceso.

Con respecto al comportamiento operativo del punto de salida, se debe tener en cuenta que normalmente lo que se obtiene como valor de referencia para el caudal es el volumen día, el cual se expresa en términos diarios en KPCD²⁷ de acuerdo con la regulación en Colombia²⁸. No obstante, la mayoría de evaluaciones de capacidad que se realizan en los elementos: reguladores, filtros, medidores, se realiza sobre una base horaria, generalmente en KPCH²⁹.

El mecanismo mediante el cual se tiene la relación entre el volumen día y el máximo pico de volumen horario que se puede presentar durante el día es mediante los perfiles de consumo. Estos perfiles son diferentes de acuerdo con el tipo de uso que se le da al gas. Por ejemplo, en un consumo de gas netamente residencial, se presentarán durante el día tres picos de consumo dados por los momentos es que los usuarios residenciales hacen uso del gas para la

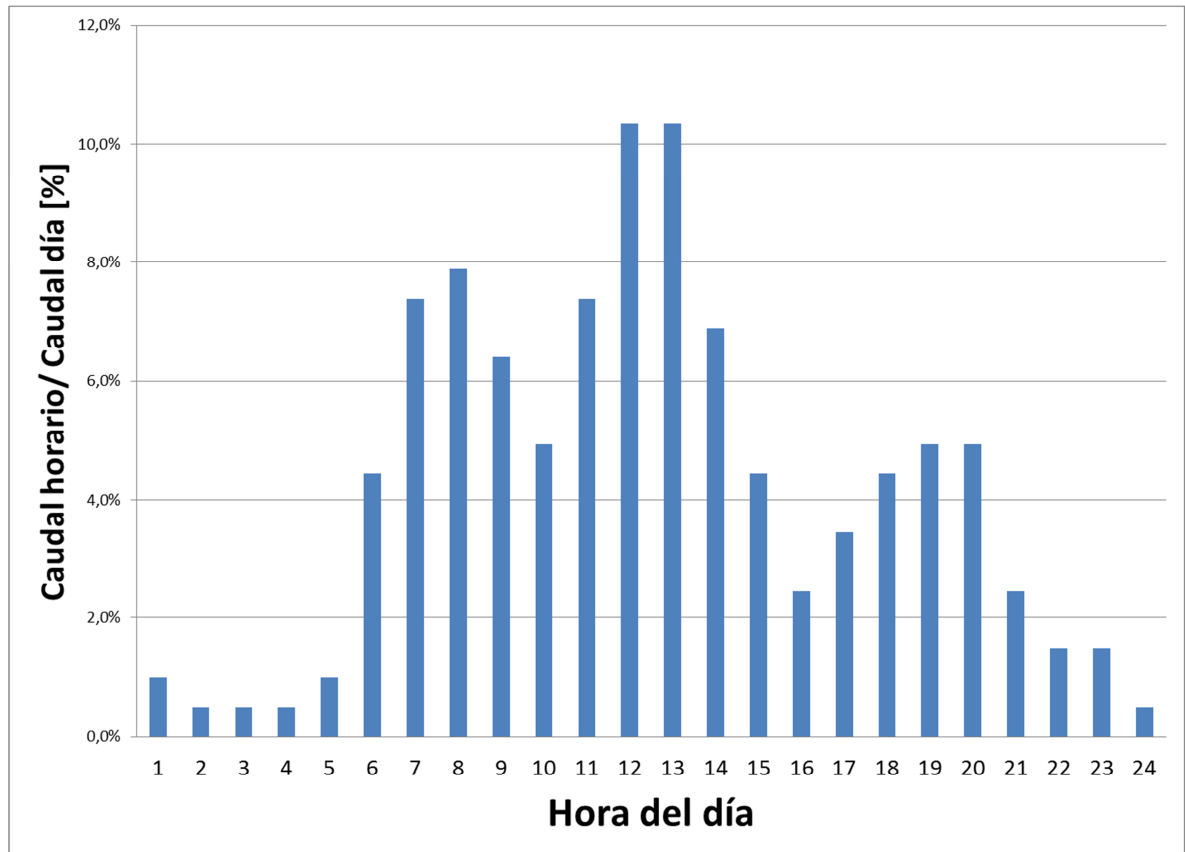
²⁷ KPCD: miles de pies cúbicos estándar día

²⁸ RUT. Resolución CREG 071 de 1999.

²⁹ KPCH: Miles de pies cúbicos estándar hora.

preparación de alimentos Figura 22. Por otro lado, para un consumo industrial de operación permanente durante el día, el volumen horario se mantiene prácticamente constante durante todo el día, es decir que no se presentan picos de consumo.

Figura 22. Perfil de consumo usuario residencial



Fuente: Autor.

Los dos tipos de consumo mencionados corresponden a los casos extremos, uno que presenta consumos cercanos a cero durante una parte del día y otro con consumo máximo en horas pico, consumo que es igual durante todo el día. No obstante, se encuentran muchas combinaciones entre estos dos, ya que los lugares que anteriormente tenían consumo netamente residencial han ido aumentando consumos debido a temas industriales, presentando perfiles un poco diferentes. Otro caso puntal que vale la pena resaltar es el de las estaciones de Gas Natural Vehicular, ya que en estos sistemas el consumo se registra únicamente durante el lapso de tiempo en el que el compresor se encuentra encendido, lo cual ocurre apenas unas pocas veces durante la hora. El perfil en estos casos para determinar el pico máximo carece de sentido, ya que el pico máximo viene dado por la máxima capacidad de flujo del equipo de compresión instalado.

Todos estos parámetros deben ser considerados a la hora de evaluar la condición máxima de operación de un sistema, una mala interpretación del perfil de consumo puede ocasionar que se cuente con estaciones con capacidades muy alejadas de la condición operativa proyectada.

2.2.2 Factores de construcción

En la Tabla 11 se relacionan los diferentes factores de construcción de la estación que se deben considerar para poder evaluar la capacidad del punto de salida. La información requerida generalmente se encuentra en planos de construcción, P&ID, memorias, etc.

Tabla 11. Factores de construcción requeridos

Elemento	Criterio	Parámetro operativo requerido
Punto de conexión	Velocidad de erosión	Diámetro nominal de la tubería principal
		Diámetro nominal de la conexión
Línea de conexión	Velocidad de erosión	Diámetro nominal del ramal
Línea de conexión	Capacidad por diferencial de presión	Diámetro nominal del ramal
		Longitud del ramal
Regulación	Curvas de fabricante	Modelo etapa 1 de regulación
		Diámetro orificio etapa 1 de regulación
		Modelo etapa 2 de regulación (si aplica)
		Diámetro orificio etapa 2 de regulación (si aplica)
Medición	Curvas de calibración	Diámetro de la tubería
		Diámetro del medidor
		Modelo de medidor
		Designación de caudal 0

Fuente: Autor.

2.2.3 Criterios de diseño

Los factores que hacen referencia a criterios de ingeniería, no toman un solo valor sino un rango de valores de acuerdo con la condición particular que se está evaluando.

En la Tabla 12 se encuentran relacionados los diferentes criterios de ingeniería considerados en el modelo para la evaluación de la capacidad de los puntos de salida, en esta tabla se encuentra tanto el rango de valores que puede tomar cada uno de los parámetros como el valor seleccionado para el presente trabajo.

Tabla 12. Parámetros de diseño requeridos

Criterio de evaluación	Parámetro	Descripción	Rango de valores
Velocidad de erosión	C	Factor de uso de la tubería para cálculo de velocidad de erosión	75 – 150
	K	Porcentaje máximo de velocidad de erosión	50 – 90 [%]
Capacidad por diferencial de presión	ΔP	Máximo diferencial de presión por unidad de longitud	15,9 a 39 [psi/km]
Capacidad por fricción en la tubería	E	Eficiencia de flujo en la ecuación Panhandle B	0,88 – 0,94

Fuente: Autor.

Los valores promedio empleados para el desarrollo del presente trabajo fueron seleccionados de acuerdo con las recomendaciones que para cada caso se encontraban en la literatura técnica aplicable.³⁰⁻³¹⁻³² Los valores para cada parámetro son los siguientes:

- C: 100
- k: 90%
- ΔP : 39 [psi/km]
- E: 0,9%

De acuerdo con el modelo desarrollado, estos valores pueden ser modificados con facilidad en orden a poder hacer la aplicación más general.

³⁰ MOHIPOUR M., GOLSHAN H. Y MURRAY A., Natural gas transmission – Cap 3. Pipeline Design and construction, Second edition, ASME PRESS, 2003- P 94

³¹ NORSOK STANDARD P-001, Process Design, STANDARDS NORWAY, 2016. P 13.

³² OIML R 137-1- Gas meter, international Organization of Legal Metrology, 2006. P 16.

3 DESARROLLO DE HERRAMIENTA PARA APLICACIÓN

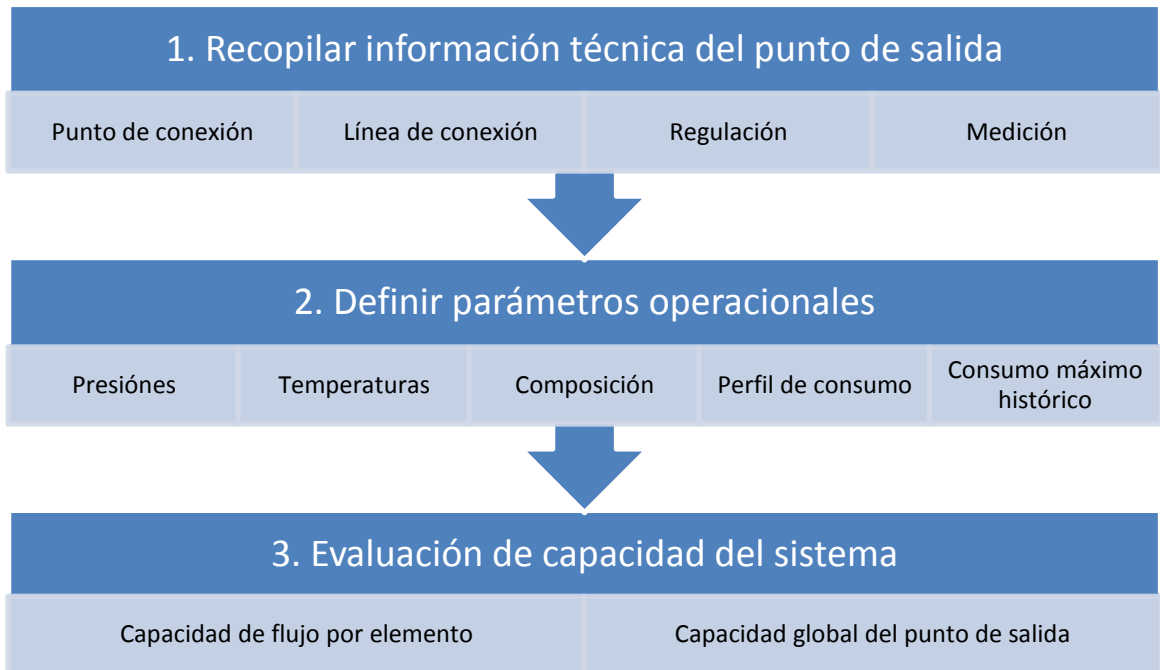
Una vez consolidado todos los parámetros requeridos: modelo matemático para aplicar en cada una de las etapas del punto de salida, condiciones operativas, factores de construcción y criterios de diseño, se dio paso al proceso de programación de una herramienta que permitiera, de manera ágil y sistemática, evaluar la capacidad no solo de un punto de salida, sino de varios puntos de salida al mismo tiempo.

Adicionalmente, la herramienta desarrollada se proyectó para permitir realizar sobre un mismo sistema modificaciones en las condiciones operativas, constructivas o de criterios de diseño, lo anterior con la finalidad de evaluar condiciones óptimas de funcionamiento o mejora para un sistema teniendo en cuenta el nivel de inversión requerido en cada caso.

3.1 DESCRIPCIÓN DEL PROCESO

En la Figura 23 se encuentra el diagrama de flujo aplicable al desarrollo de la herramienta, en el cual se contemplan todos los aspectos descritos en el capítulo 2, desde la recopilación de la información del sistema, hasta la evaluación de la capacidad del mismo: por elemento y global de la estación.

Figura 23. Diagrama de flujo para aplicación del modelo



Fuente: Autor.

Teniendo en cuenta que prácticamente todas las ecuaciones descritas en el modelo matemático son afectadas por la composición del gas, la herramienta debe permitir el cálculo de parámetros del gas teniendo en cuenta las siguientes consideraciones:

- Permitir variación en la composición del gas que pasará por el sistema.
- Calcular densidad relativa y factor de compresibilidad para las diferentes composiciones y condiciones operativas requeridas en cada una de las etapas del punto de salida.

Para una composición en particular, la determinación del factor de compresibilidad y la densidad se puede realizar mediante el uso de tablas o la aplicación de modelos matemáticos detallados como los descritos en AGA 8³³ y ASTM D3588³⁴, los cuales se encuentran contenidos en variedad de software para el cálculo de propiedades.

En la herramienta para determinación de la capacidad de los puntos de salida no es posible realizar de manera externa los cálculos de compresibilidad y densidad relativa de manera externa cada vez que se requieran, ya que resultaría en un trabajo dispendioso susceptible de error debido a la transcripción de información de un lado a otro.

Con la finalidad de dar solución a la necesidad de cálculo de propiedades físicas del gas natural, densidad relativa y poder calorífico, se decidió hacer uso de la herramienta REFPROP: Reference Fluid Thermodynamic and transport properties database, la cual es publicada por NIST (National Institute of standards and technology). La ventaja de hacer uso de esta herramienta es que adicional a la aplicación de escritorio para el cálculo puntual de propiedades, se cuenta con una librería de enlace dinámico, dll por su sigla en inglés: Dynamic link library, que permite ser empleada desde hojas de cálculo mediante programación de macros.

Teniendo en cuenta las necesidades de carga de información y los diferentes aspectos mencionados anteriormente con respecto al cálculo de propiedades y la aplicación de REFPROP, se desarrolló la herramienta para la aplicación del modelo matemático en hoja de cálculo con macros.

La herramienta desarrollada con macros en hoja de cálculo tiene, entre otras, las siguientes ventajas:

- Flexibilidad en la carga de información y ajuste de parámetros.

³³ AGA – Report No. 8. Part 1. Thermodynamic properties of natural gas and related gases, detail and gross equation of state.

³⁴ ASTM D 3588. Standard practice for calculating heat value, compressibility factor and related density of gaseous fuel. Reapproved 2017.

- Modelo matemático validado para el cálculo de propiedades físicas del gas natural.
- Reportes de resultados manejables para control de información.

3.2 INGRESO DE INFORMACIÓN Y VALIDACIÓN

La herramienta desarrollada cuenta con hojas separadas para el ingreso de la información mínima requerida con respecto a lo siguiente: factores operativos, factores de construcción y parámetros de diseño. En la Figura 24 se encuentra como muestra el entorno para ingreso de información relacionada con parámetros de diseño que pueden ser modificados de acuerdo con los límites establecido para cada uno en la Tabla 12.

Figura 24. Entorno para ingreso de la información de parámetros de diseño

Aspecto evaluado	Ecuación	Parámetros	Valor	Descripción
Velocidad erosional	$Vel\ erosional = \frac{C}{\sqrt{\rho}}$ $Vel\ máx = Vel\ erosional * k$	Vel Erosional	-	Velocidad de flujo en ft/s
		C	100	Mohitpour entre 75 y 150
		p	-	densidad del gas a condiciones de flujo en lbm/ft3
		k	0,9	fracción, representa la máxima velocidad de flujo como función de la velocidad de erosión. Entre 40 y 50% de acuerdo con mohitpour. Otros criterios empleados en diseño contemplan hasta 90% de la velocidad de erosión.
Flujo	$Q = 737 \left(\frac{T_b}{P_b} \right)^{1,02} E \left[\frac{P_1^2 - P_2^2}{S^{0,0001} T_{avg} T_{avg} Z_{avg}} \right]^{0,51} d^{2,853}$	Q	-	SCFD
		Tb	519,67	Temperatura base en R
		Pb	14,65	Presión base en psi
		E	0,9	de 0,88 a 0,94 (Panhandle B Equation (Eq 17.27) GPSA Section 17. Fluid Flow and Piping)
		P1	-	Presión a la entrada del ramal en psia
		P2	-	Presión a la salida del ramal en psia
		S	-	Densidad relativa
		Lm	-	Longitud del tramo de tubería
		Tavg	-	Temperatura promedio del flujo en R
Zavg	-	Factor de compresibilidad evaluado a las condiciones de presión promedio en la tubería		
Diferencia de presión	$Q \approx \Delta P$	Delta P	39	En unidades de psi/km. De acuerdo con Mohitpour el rango debe estar entre 2.18 a 3.62 psi/km, sin embargo, dicho rango es principalmente aplicable a tramos largos de tubería. En Norsok Stantar P-001 (Tabla 4) se establecen límites superiores para pérdida de presión en líneas de proceso: para presiones hasta 507 psi la pérdida puede estar entre 0.14 a 15.9 psi/km, para presiones superiores a 507 psi y hasta 2000 psi, la pérdida de presión puede estar entre 15.9 y 39 psi.

Fuente: Autor.

Adicionalmente a las tres hojas mencionadas, se cuenta con una hoja particular para el ingreso de la composición del gas, ver Figura 25. En este último aspecto y considerando que no siempre se cuenta con una cromatografía disponible para el punto de salida, la herramienta contempla la posibilidad de asociar una de tres composiciones que representan las tres mayores calidades de gas disponibles en las redes de transporte en Colombia:

- **Alto poder calorífico:** correspondiente a los gases provenientes de los campos Cusiana y Cupiagua.

- **Bajo poder calorífico:** correspondiente a los gases provenientes del campo Ballena en La Guajira.
- **Medio poder calorífico:** correspondiente a la mezcla gas Guajira y Cusiana presente en algunos sectores de la red de transporte

Figura 25. Entorno para ingreso de composición en la herramienta

Unidad	No.	ID Poder Calorífico	Alto	Medio	Bajo	Comp1	Comp2
BTU.ft ⁻³		Poder Calorífico G	1148,8	1090,0	997,6		
%molar	1	methane	82,711	88,407	98,029		
%molar	2	nitrogen	0,601	0,960	1,544		
%molar	3	carbon dioxide	1,876	1,201	0,050		
%molar	4	ethane	9,914	6,252	0,264		
%molar	5	propane	3,640	2,390	0,050		
%molar	6	isobutane	0,548	0,343	0,020		
%molar	7	butane	0,542	0,342	0,007		
%molar	8	isopentane	0,091	0,050	0,006		
%molar	9	pentane	0,054	0,030	0,005		
%molar	10	hexane	0,008	0,010	0,010		
%molar	11	heptane	0,005	0,005	0,005		
%molar	12	octane	0,005	0,005	0,005		
%molar	13	nonane	0,005	0,005	0,005		
Total normalizado			100,000	100,000	100,000	0,000	0,000

Fuente: Autor.

Los otros dos campos de la tabla: Comp1 y Comp2, se encuentran disponible para el ingreso de cromatografías particulares según se requiera.

Una vez ingresada la información descrita en los numerales anteriores, se procede con la validación de la capacidad, lo cual puede ser realizado uno a uno en los puntos de salida seleccionados de la tabla o particularmente para un solo sistema, la diferencia radica en que si se realiza para varios sistemas el reporte de la evaluación quedará consignado al final de la misma tabla, mientras que si se realiza por sistema se cuenta con la posibilidad de generar un reporte de evaluación en una hoja aparte con un formato predefinido.

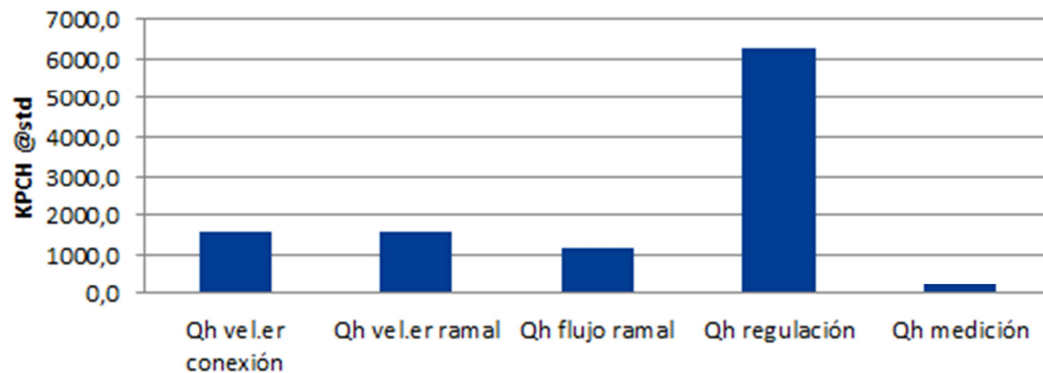
3.3 EVALUACIÓN DE CAPACIDAD POR ELEMENTO

Uno de los reportes de mayor utilidad en la validación de la capacidad de los sistemas es la evaluación por elemento, esta etapa de evaluación permite verificar cual es el elemento que está generando mayor restricción y que por consiguiente es quien define la capacidad global de la estación.

En la Figura 26 se encuentra el reporte entregado por la herramienta para la evaluación de capacidad por elemento para un sistema en particular. De acuerdo con la información de la gráfica, se pueden realizar los siguientes comentarios:

- El sistema de regulación se encuentra sobre dimensionado con respecto a los demás elementos de la estación, es aproximadamente cuatro veces la capacidad de la conexión evaluada considerando la velocidad de erosión.
- El sistema de medición es quien cuenta con la menor capacidad de todos los elementos evaluados, por tal motivo, es este elemento quien definirá la capacidad general que tiene la estación.

Figura 26. Resultados de evaluación capacidad por elemento



Fuente: Autor.

En caso de requerirse la ampliación de la capacidad de un sistema, el siguiente paso en el proceso corresponde a la evaluación de los recursos para aumentar la capacidad en el o los elementos que así lo requieran; para el caso particular de la Figura 26, si el requerimiento fuera aumentar la capacidad del sistema hasta alcanzar los 1000 KPCH³⁵, solo se requeriría el aumento de capacidad en el sistema de medición, los demás elementos permanecerían sin modificación alguna.

En la Tabla 13 se presenta una guía que puede ser considerada en el proceso de actualización de elementos de un sistema considerando las alternativas de ampliación y el nivel de inversión requerido.

Volviendo al ejemplo de la Figura 26, las alternativas presentadas para el aumento de la capacidad en el sistema de medición son cuatro, tres de las cuales requiere el cambio del elemento primario, bien sea por uno de mayor diámetro, por uno de igual diámetro pero mayor capacidad o incluso de tecnología diferente para el mismo diámetro. Esta última alternativa se da precisamente debido a que para el

³⁵ KPCH: Miles de pies cúbicos día.

mismo diámetro no todas las tecnologías generan la misma restricción en el flujo, no es lo mismo instalar un medidor tipo turbina con el rotor inmerso en la corriente de flujo que un medidor ultrasónico que cuenta con una sección interna perfectamente circular sin ningún elemento dentro de la corriente de flujo.

La última alternativa para el aumento de la capacidad del medidor, se da en algunas tecnologías de medición, que aunque cuentan con suficiente capacidad de fábrica, durante el proceso de calibración inicial solo se verifica una parte de su alcance porque las necesidades iniciales del cliente no lo requerían; no obstante, la parte que no ha sido verificada en un laboratorio, pero que según el fabricante se encuentra disponible en el sistema, puede ser validada mediante un proceso de recalibración en laboratorio, aumentando automáticamente la capacidad del sistema sin realizar el cambio de ningún elemento.

Tabla 13. Guía para optimización de elementos

Elemento	Alternativas de ampliación	Nivel de inversión requerido
Conexión	<ul style="list-style-type: none"> • Conexión paralela, • Cierre de conexión existente y nueva conexión de mayor diámetro. 	\$\$\$\$
Línea de conexión	<ul style="list-style-type: none"> • Sustitución de la línea de conexión existente por una de mayor diámetro. • Conexión de línea paralela (loop). 	\$\$\$
Regulador	<ul style="list-style-type: none"> • Regulador de presión en paralelo. • Cambio de regulador por uno de mayor capacidad. 	\$\$
Medición	<ul style="list-style-type: none"> • Cambio del elemento primario por uno de la misma tecnología pero mayor diámetro. • Cambio del elemento primario por uno de la misma tecnología, de mayor capacidad para el mismo diámetro. • Cambio del elemento primario por una tecnología diferente a la instalada. • Dependiendo la tecnología o del punto de operación, se podría verificar el aumento de capacidad mediante un proceso de recalibración. 	\$

Fuente: Autor.

No es el objetivo del presente trabajo realizar la evaluación económica de las diferentes alternativas de aumento de capacidad en los puntos de salida; no obstante, en la Tabla 13 se incluye el nivel de inversión requerido como una

evaluación cualitativa que compara los cuatro elementos de la conexión que fueron evaluados.

Vale la pena resaltar que la evaluación cualitativa se realiza bajo un supuesto de condiciones estándar de un sistema, sin embargo, se pueden dar situaciones de operativas o de construcción que pueden alterar esta calificación y cambiar el orden en el monto de la inversión requerida.

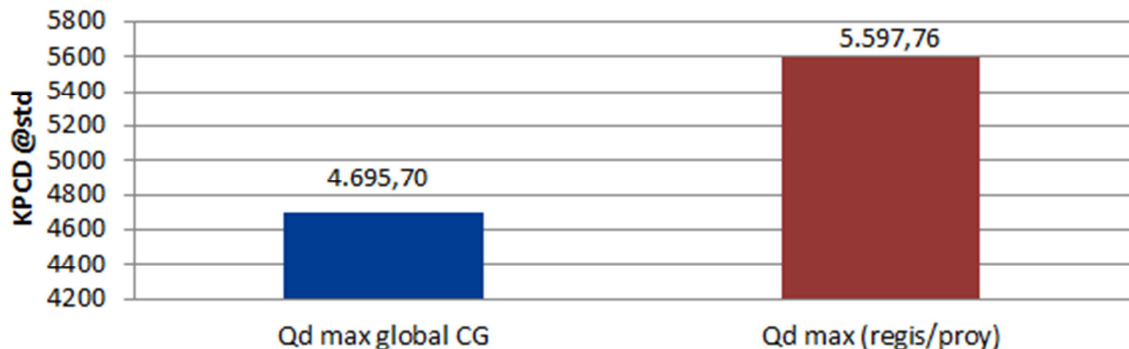
3.4 EVALUACIÓN GENERAL DE CAPACIDAD

Una vez se realiza la evaluación de la capacidad máxima horaria por cada uno de los elementos, la herramienta selecciona el elemento que presenta la menor capacidad como la referencia para la determinación de la capacidad máxima global del sistema.

Posteriormente, haciendo uso del comportamiento operativo del punto de salida Tabla 10, particularmente en lo relacionado con el perfil de consumo (relación entre caudal horario máximo y caudal día), se determina cual sería el volumen día que podría pasar por el sistema sin afectar la capacidad máxima de los elementos, el cual a su vez es comparado con el otro parámetro operativo registrado para el sistema: máximo volumen registrado o proyectado por día, determinando finalmente si el sistema se encuentra operando adecuadamente.

En la Figura 27 se muestra el resultado de dicha evaluación para los datos de los elementos presentados en el numeral anterior Figura 26.

Figura 27. Resultados de evaluación global de la capacidad



Fuente: Autor

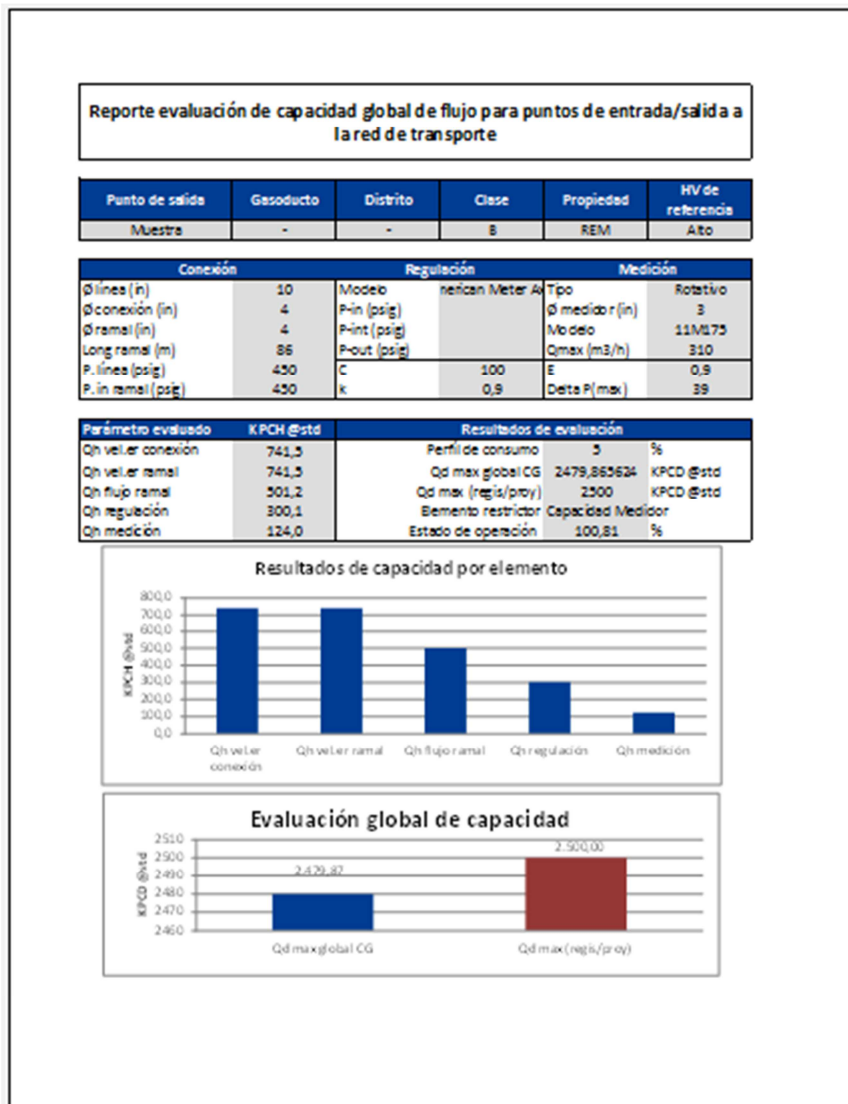
Como puede observarse en el ejemplo de la Figura 27, el caudal máximo registrado en el sistema es superior a la capacidad máxima del punto de salida en aproximadamente 19,2%, lo cual como se revisó anteriormente obedece a una restricción en el elemento de medición. Por tal motivo, para el caso particular del ejemplo, se requiere la sustitución de dicho elemento.

Vale resaltar que aunque en el numeral anterior se determinó de antemano que el sistema de medición presentaba la mayor restricción, solo hasta realizar la evaluación global de la capacidad se puede establecer si se requiere cambio en uno o varios de los elementos.

3.5 INFORME DE EVALUACIÓN

Como se mencionó anteriormente, cuando se realiza la evaluación de un solo punto de salida se cuenta con la alternativa de generar un reporte de la evaluación con los parámetros principales del ejercicio.

Figura 28. Formato informe de resultados de muestra



Fuente: Autor.

En la Figura 28 se encuentra un modelo del informe de resultados para un sistema en particular. El cual cuenta con los siguientes campos:

- Identificación del sistema
- Parámetros operativos y de construcción
- Criterios de diseño aplicados en el modelo
- Resultados de evaluación de capacidad por elemento, con su respectiva gráfica.
- Resultados de evaluación global del sistema, también con su gráfica comparativa.

4 VALIDACIÓN Y RESULTADO DE APLICACIÓN DEL MODELO

A continuación, se incluyen como muestra el resultado de la aplicación del modelo en la determinación de la capacidad máxima de cinco puntos de salida, tomando como referencia la información operativa y de construcción de la Transportadora de Gas Internacional,

Tabla 14. Guía para optimización de elementos

Sistema	Elemento con mayor restricción	Evaluación global de la capacidad [%]	Capacidad del sistema [KPCD]
1	Capacidad del sistema de medición	34,25	667,7
2	Velocidad de erosión en la conexión	90,33	49293,9
3	Flujo máximo en el ramal	55,16	2780,8
4	Sistema de regulación	29,33	698
5	Sistema de regulación	212,5	24,9

Fuente: Autor.

Como se puede observar en los resultados, determinar elemento con mayor restricción no implica necesariamente que se requiera realizar ampliación en dicho elemento para alcanzar la capacidad histórica o proyectada. Solo en el sistema 5 evaluado se requiere realizar una intervención con la finalidad de ampliar la

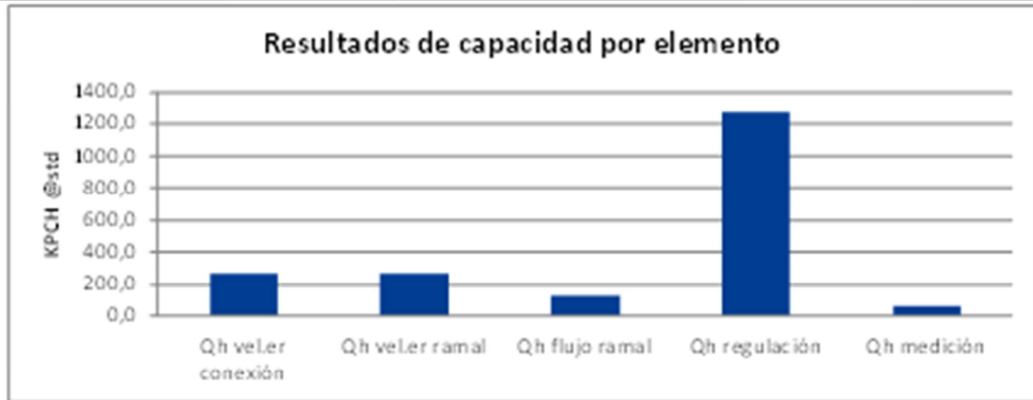
capacidad del punto de salida, que para este caso particular corresponde en la ampliación del sistema de regulación.

Figura 29. Resultados de evaluación – Sistema 1

Punto de salida	Gasoducto	Distrito	Clase	Propiedad	HV de referencia
Sistema 1	-	-	B	REM	Alto

Conexión		Regulación		Medición	
∅ línea (in)	2	Modelo	al flow American	Tipo	ROT
∅ conexión (in)	2	P-in (psig)	850	∅ medidor (in)	2
∅ ramal (in)	2	P-int (psig)	500	Modelo	Dresser/G65
Long ramal (m)	1800	P-out (psig)	250	Qmax (m3/h)	100
P. línea (psig)	800	C	100	E	0,9
P. in ramal (psig)	800	k	0,9	Delta P (max)	39

Parámetro evaluado	KPCH @std	Resultados de evaluación		
Qh vel.er conexión	270,5	Perfil de consumo	10	%
Qh vel.er ramal	270,5	Qd max global CG	667,7495569	KPCD @std
Qh flujo ramal	126,1	Qd max (regis/proy)	228,73	KPCD @std
Qh regulación	1275,0	Elemento restrictor	Capacidad Medidor	
Qh medición	66,8	Estado de operación	34,25	%



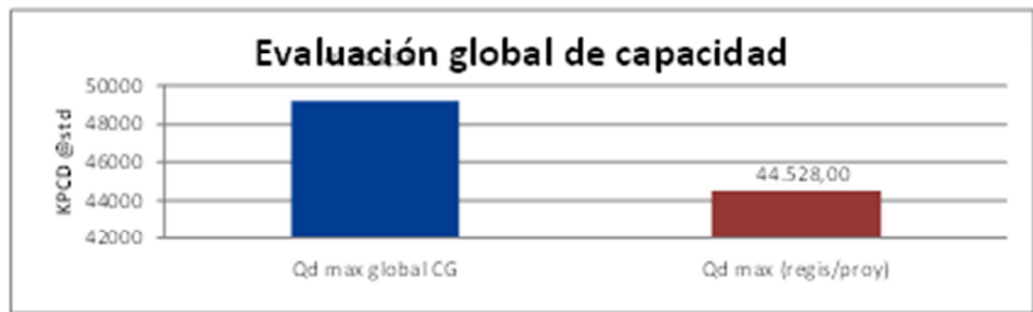
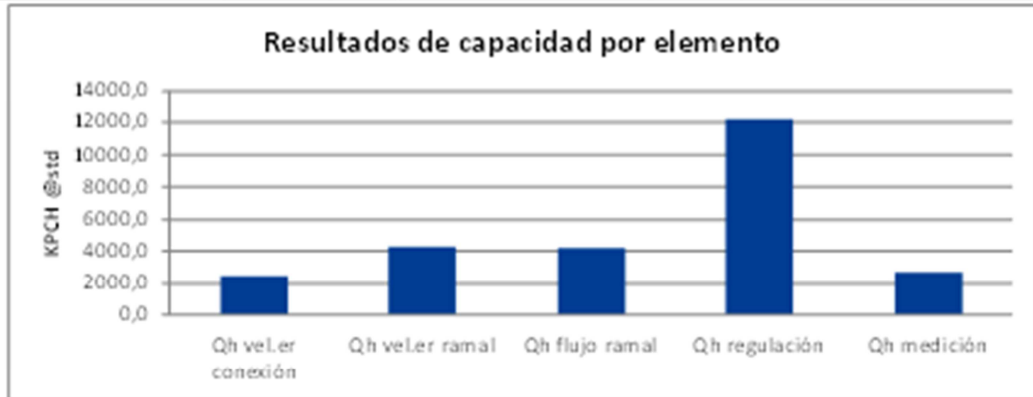
Fuente: Autor.

Figura 30. Resultados de evaluación – Sistema 2

Punto de salida	Gasoducto	Distrito	Clase	Propiedad	HV de referencia
Sistema 2	-	-	A	TGI	Bajo

Conexión		Regulación		Medición	
∅ línea (in)	20	Modelo	Fisher 310A 6"	Tipo	USM
∅ conexión (in)	6	P-in (psig)	850	∅ medidor (in)	10
∅ ramal (in)	8	P-int (psig)	N/A	Modelo	Daniel
Long ramal (m)	250	P-out (psig)	550	Qmax (m3/h)	1846
P. línea (psig)	800	C	100	E	0,9
P. in ramal (psig)	800	k	0,9	Delta P(max)	39

Parámetro evaluado	KPCH @std	Resultados de evaluación		
Qh vel.er conexión	2464,7	Perfil de consumo	5	%
Qh vel.er ramal	4267,9	Qd max global CG	49293,9826	KPCD @ std
Qh flujo ramal	4154,2	Qd max (regis/proy)	44528	KPCD @ std
Qh regulación	12206,0	Elemento restrictor	Vel erosional conexión	
Qh medición	2698,1	Estado de operación	90,33	%



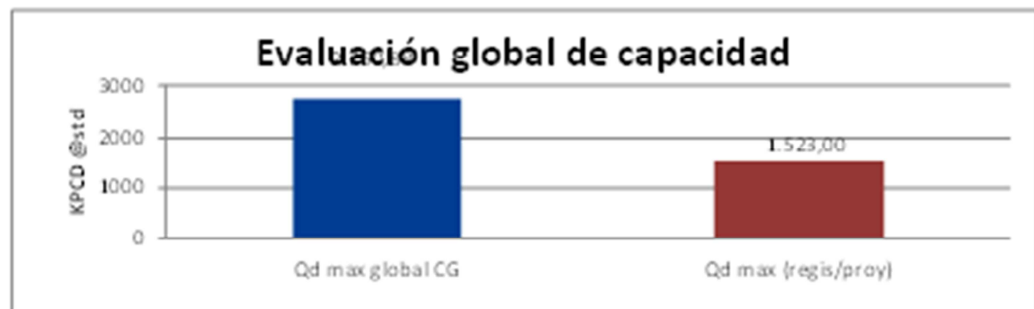
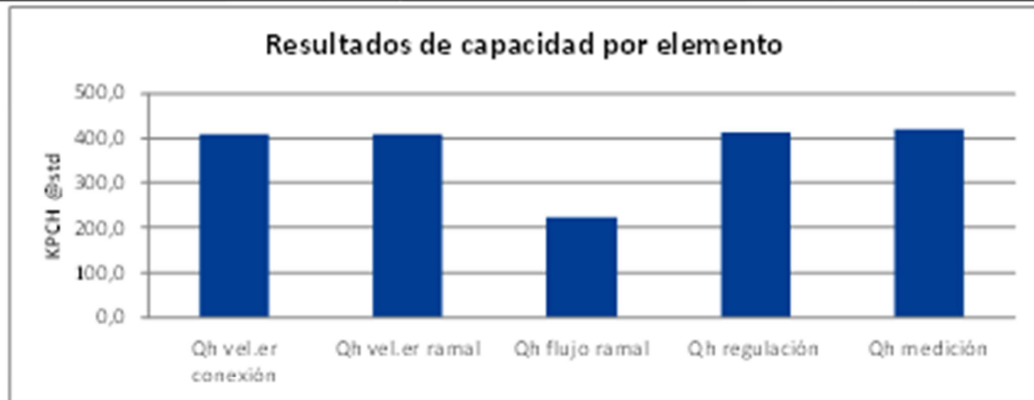
Fuente: Autor.

Figura 31. Resultados de evaluación - Sistema 3

Punto de salida	Gasoducto	Distrito	Clase	Propiedad	HV de referencia
Sistema 3	-	-	A	TGI	Bajo

Conexión		Regulación		Medición	
Ø línea (in)	12	Modelo	al flow American	Tipo	TUR
Ø conexión (in)	3	P-in (psig)	350	Ø medidor (in)	4
Ø ramal (in)	3	P-int (psig)	275	Modelo	Dresser
Long ramal (m)	2500	P-out (psig)	250	Qmax (m3/h)	640
P. línea (psig)	350	C	100	E	0,9
P. in ramal (psig)	350	k	0,9	Delta P (max)	39

Parámetro evaluado	KPCH @std	Resultados de evaluación		
Qh vel.er conexión	408,8	Perfil de consumo	8	%
Qh vel.er ramal	408,8	Qd max global CG	2760,884826	KPCD @ std
Qh flujo ramal	220,9	Qd max (regis/proy)	1523	KPCD @ std
Qh regulación	413,0	Elemento restrictor	Delta P en ramal	
Qh medición	419,5	Estado de operación	55,16	%



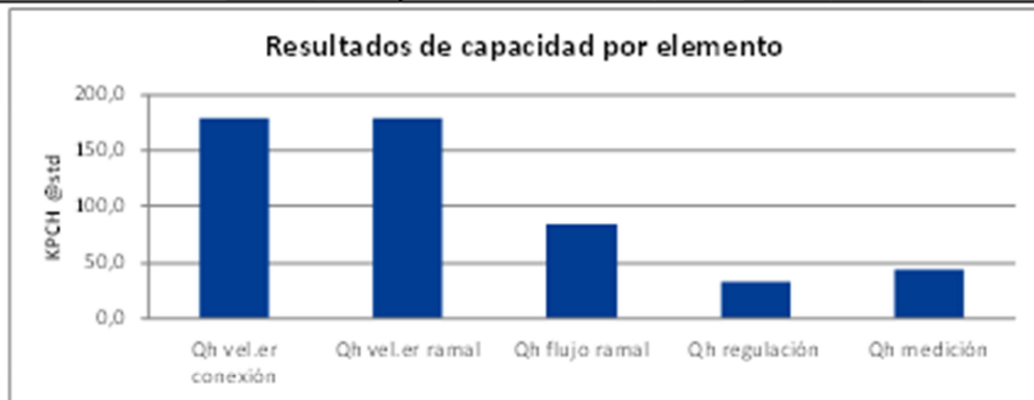
Fuente: Autor.

Figura 32. Resultados de evaluación – Sistema 4

Punto de salida	Gasoducto	Distrito	Clase	Propiedad	HV de referencia
Sistema 4	-	-	B	REM	Alto

Conexión		Regulación		Medición	
Ø línea (in)	3	Modelo	627H - 1" orifici	Tipo	ROT
Ø conexión (in)	2	P-in (psig)	380	Ø medidor (in)	2
Ø ramal (in)	2	P-int (psig)	350	Modelo	G160
Long ramal (m)	100	P-out (psig)	60	Qmax (m3/h)	250
P. línea (psig)	380	C	100	E	0,9
P. in ramal (psig)	380	k	0,9	Delta P (max)	39

Parámetro evaluado	KPCH @std	Resultados de evaluación		
Qh vel.er conexión	179,1	Perfil de consumo	5	%
Qh vel.er ramal	179,1	Qd max global CG	658	KPCD @std
Qh flujo ramal	84,8	Qd max (regis/proy)	193	KPCD @std
Qh regulación	32,9	Elemento restrictor	Capacidad Regulación	
Qh medición	44,5	Estado de operación	29,33	%



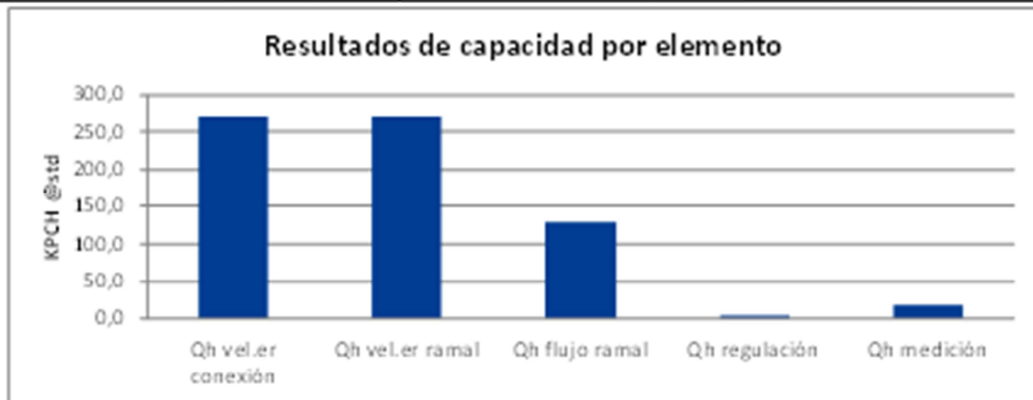
Fuente: Autor.

Figura 33. Resultados de evaluación – sistema 5

Punto de salida	Gasoducto	Distrito	Clase	Propiedad	HV de referencia
Sistema 5	-	-	C	TGI	Alto

Conexión		Regulación		Medición	
Ø línea (in)	20	Modelo	al flow American	Tipo	ROT
Ø conexión (in)	2	P-in (psig)	850	Ø medidor (in)	2
Ø ramal (in)	2	P-int (psig)	350	Modelo	G65
Long ramal (m)	10	P-out (psig)	60	Qmax (m3/h)	100
P. línea (psig)	800	C	100	E	0,9
P. in ramal (psig)	800	k	0,9	Delta P (max)	39

Parámetro evaluado	KPCH @std	Resultados de evaluación		
Qh vel.er conexión	270,5	Perfil de consumo	12	%
Qh vel.er ramal	270,5	Qd max global CG	24,94166667	KPCD @ std
Qh flujo ramal	129,5	Qd max (regis/proy)	53	KPCD @ std
Qh regulación	3,0	Elemento restrictor	Capacidad Regulación	
Qh medición	17,8	Estado de operación	212,50	%



Fuente: Autor.

5 CONCLUSIONES

- El modelo estándar para aplicar en la determinación de la capacidad de entrega de gas de sistemas existentes en redes de transporte es una herramienta práctica de evaluación de sistemas y de optimización de recursos, que está en la capacidad de permitir a las empresas la determinación de los elementos que requieren ser sustituidos, modificados o ampliados para satisfacer la condición esperada.
- La evaluación de la capacidad de un sistema de entrega debe ser una actividad integral que involucre toda la instalación, cuando en el proceso de validación no se tienen en cuenta todos los factores y elementos que intervienen en la determinación de dicha capacidad, se pone en riesgo la integridad de la infraestructura y la confiabilidad del sistema, ya que la condición resultante puede exponer los elementos a condiciones operativas para las cuales estos no fueron diseñados.
- En un sistema para entrega de gas de una red de transporte, el elemento más crítico para definir la capacidad del sistema es la conexión a la red de transporte, lo anterior considerando que cualquier otro elemento de la instalación es relativamente de fácil sustitución, mientras que la conexión por encontrarse asociada directamente a la línea de transporte no se puede reemplazar a menos que al línea de transporte se encuentre despresurizada; por tal motivo, de requerirse la ampliación de dicho elemento, se debe proceder a la creación de un nuevo punto, que en conjunto o de manera independiente, permitan alcanzar la capacidad requerida.

6 RECOMENDACIONES

En etapas posteriores de estudio de capacidad de puntos de entrega de gas natural se recomienda abordar los siguientes temas:

- Evaluación del fenómeno de sublimación de azufre que se presenta en estaciones con condiciones particulares de temperatura y presión; la sublimación del azufre es una condición resultante del uso de un sistema en condiciones operativas diferentes para las cuales este fue diseñado.
- Teniendo en cuenta la complejidad del desempeño de las válvulas de regulación, en un próximo trabajo de monografía se debería abordar el modelamiento de dichas válvulas con la finalidad de no recurrir a las tablas de fabricante para la determinación de la capacidad del sistema.
- Teniendo en cuenta que las velocidades de erosión son uno de los parámetros que más restringe la capacidad de un sistema, se debería realizar un estudio particular para evaluar el fenómeno de erosión en redes de transporte de gas con calidad RUT, de tal forma que se puedan ajustar los diferentes parámetros que intervienen en la determinación de la capacidad.
- Considerando que la parte final del proceso de evaluación de capacidad es determinar los elementos que requieren ampliación, se recomienda continuar en una etapa posterior con lo relacionado a la evaluación económica del proceso de ampliación de capacidad de puntos de salida, en el cual se tengan en cuenta las diferentes alternativas propuestas en la guía del presente trabajo.

BIBLIOGRAFÍA

AGA - Gas Measurement Manual Part Nine, Design of meter and regulator stations. 2000.

AGA - Gas Measurement Manual Part Ten, Pressure and volume control. 1985.

AGA – Report No. 8 Part 1, Thermodynamic properties of natural gas and related gases, detail and gross equation of state.

ASME B31.8, Gas Transmission y Distribution Piping System, 2014.

ASTM D3588- Standard practice for calculating heat value, compressibility factor, and relative density of gaseous fuels. Reapproved 2017.

CRANE, Flujo de fluidos en válvulas y accesorios, Cap 1 y 2, Flujo de fluidos quinceava edición, Mc Graw Hill.

GPA - GPSA Engineering Data Book, 13th Edition. 2012.

ISO/IEC 17025: Requisitos generales para la competencia de los laboratorios de ensayo y de calibración.

MENON E., Gas Pipeline Hydraulics – Cap 2. Pressure drop due to friction, Primera edición. Taylor & Francis Group, 2005.

MOHIPOUR M., GOLSHAN H. Y MURRAY A., Natural gas transmission – Cap 3. Pipeline Design & construction, Segunda edición. ASME PRESS, 2003.

NORSOK STANDARD P-001, Process Design, STANDARDS NORWAY, 2006.

NTC 3728, Líneas de transporte y redes de distribución de gas segunda actualización, ICONTEC, 2003

NTC 3949, Estaciones de regulación de presión para líneas de transporte y redes de distribución de gas combustible, primera actualización. ICONTEC, 2011

NTC 6167. Medición de Transferencia de custodia de gas natural en gasoductos. 2016.

OIML R137-1, Gas meter, International Organization of Legal Metrology, 2006.

RUT Resolución CREG-071 de 1999.

www.creg.gov.co [en línea]. Citado en enero 20 de 2018.

www.tgi.com.co [en línea]. Citado en enero 20 de 2018.