

CAPÍTULO 8 MEDICIÓN, OPERACIÓN Y CONTROL

8.1 Medición de los fluidos

La medición de los fluidos juega un papel cada vez más importante en la industria, ya que la inexactitud en los datos puede representar pérdidas millonarias. Es por esto que se ha buscado desarrollar métodos e instrumentos de medición que permitan hacerlo de una forma más exacta y eficiente.

Los fluidos producidos cambian de propietario varias veces durante su trayecto hasta el consumidor y, en cada cambio de custodia, el comprador y el vendedor necesitan estar seguros del volumen exacto que es transferido para que se pueda establecer un precio justo.

De cualquier forma, la medición adecuada no solamente es necesaria cuando hay un cambio de custodia involucrado, sino que en todas las operaciones se busca tener datos confiables que permitan determinar el desempeño de pozos y campos, las pérdidas durante el manejo y transporte y muchos otros factores.

No solamente es importante conocer el volumen de las corrientes de hidrocarburos, también hay otras variables importantes como, por ejemplo, en el caso del gas natural donde su valor depende también de su contenido energético o calorífico. Este contenido nos indica que la cantidad de energía que obtendrá el consumidor del mismo volumen de gas será diferente de acuerdo a este parámetro.

Aunque muchas veces lo único que se especifica en los contratos es un valor mínimo de contenido energético, esto puede provocar que si este contenido sobrepasa por mucho lo requerido, sea factible remover componentes como el etano o el propano y venderlos por separado.

En cuanto a la medición del crudo, además del volumen es imperativo hacer una medición del contenido de agua y sedimento, ya que esto afecta la calidad y por tanto el precio final del crudo. Esta medición se puede hacer de manera manual o automática. Una unidad automática de transferencia de custodia consta de equipo de bombeo, medición y medición de agua y sedimento. La unidad comienza a bombear el crudo desde el tanque de almacenamiento hacia la tubería, cuando se rebaja el volumen del tanque hasta cierto nivel preestablecido la unidad se apaga sola y se realiza la medición del contenido de agua y sedimento.

Los dispositivos automáticos de medición normalmente dependen de las características eléctricas de la corriente, ya que el crudo y el agua tienen diferentes propiedades resistivas, lo que permite detectar el agua en la corriente.

Existen diferentes tipos de dispositivos para hacer la medición de los fluidos de acuerdo a las características del flujo y las condiciones. A continuación se presentan algunos de los más utilizados:

Medidores de Orificio

Los medidores de orificio son unos de los dispositivos más utilizados y versátiles, han sido utilizados en la industria desde hace mucho tiempo en todo el mundo.

Son capaces de hacer mediciones tanto de corrientes de líquido como de gas, aunque generalmente se utilizan únicamente para medir volúmenes de gas natural.

Un medidor de orificio forma parte de una estación de medición, que incluye el tubo del medidor, cierta longitud de tubería corriente arriba y corriente abajo respecto al orificio, la placa del orificio que se instala verticalmente en el tubo, pestañas a cada lado de la placa de orificio que permiten medir la presión y un registrador.

En su forma más simple, se registran a intervalos de tiempo regulares las lecturas de las pestañas en una gráfica circular. También se colocan algunos medidores de presión directamente en la tubería para no depender únicamente de las lecturas de las pestañas.

Medición de gas natural

El gas natural puede ser medido con turbinas, medidores de desplazamiento positivo, medidores de orificio u otros tipos de medidores, pero en sus conceptos originales, estos dispositivos únicamente miden el volumen de gas que fluye a través de la línea. En los años recientes se ha vuelto de primordial importancia la medición de la capacidad energética o calorífica del gas, conocido como el contenido BTU (British Thermal Units por sus siglas en inglés).

Los métodos tradicionales para determinar el contenido BTU se basan en el muestreo periódico o en la cromatografía, aunque también es posible hacer una medición del contenido BTU de la corriente de gas de manera acústica.

Al hacer una medición del volumen de gas natural, se debe establecer a que condiciones fue hecha dicha medición, normalmente se ajusta a unas condiciones estándar (presión atmosférica, 14.7 [psi], y 60 [°F] de temperatura).

En cada contrato de compra-venta deben venir especificadas estas condiciones. Para calcular el volumen de gas que pasa a través de un medidor se requieren, además de las condiciones base, otros datos como la presión y temperatura del flujo, la gravedad específica del gas, constantes que se hayan determinado para cada tipo de medidor y la compresibilidad del gas a las condiciones de flujo.

Las compañías que utilizan las tradicionales gráficas circulares pueden ir determinando el volumen que pasa a través de la tubería en periodos de 24 horas, las gráficas se recogen para ser analizadas y se ponen nuevas. Otras compañías utilizan sistemas de transferencia de custodia que no necesitan de las gráficas sino de sistemas electrónicos de medición de flujo, lo que hace más fácil y exacto el proceso, además de que hace posible obtener mediciones en tiempo real.

Existen varios tipos de dispositivos para monitorear la presión que pueden utilizarse con los medidores de placa de orificio y, dependiendo del que se utilice se necesitará utilizar diversos factores para hacer el cálculo de volumen. En todos los casos se deben tomar lecturas de la presión estática en la línea y la presión diferencial para poder hacer los cálculos de volumen.

En un medidor de orificio, la placa de orificio es el elemento clave para la exactitud. Es una placa redonda de acero con un agujero en el centro, que se inserta en el tubo del medidor entre las pestañas del orificio. Restringe el flujo al reducir el diámetro del área a través de la cual el gas puede fluir. Al fluir a través de esta restricción se reduce la presión corriente abajo de la placa de orificio, y la caída de presión que se genera es el factor clave para hacer los cálculos del volumen.

El tamaño de la placa de orificio debe ser escogido de acuerdo al diámetro de la tubería utilizado en el tubo del medidor y al volumen de flujo esperado. Cuando se presentan cambios significativos en el flujo, la placa puede ser cambiada sin cambiar el tubo para seguir teniendo mediciones exactas. Es necesario que se revise periódicamente las placas de orificio para garantizar que no han sido dañadas por culpa de partículas sólidas u otros residuos que pudiera contener la corriente de gas, ya que un daño en la placa puede ocasionar turbulencia.

Medición de líquido

También se puede medir el flujo de líquido o vapor utilizando medidores de orificio si se aplican los factores de corrección adecuados.

Para hacer la medición se aplican las mismas consideraciones generales de diseño y uso que para hacer la medición de gas natural, así como tener en cuenta que el diámetro del orificio y del tubo deben estar dentro de las tolerancias permitidas, además de seguir un programa de mantenimiento y reparación para evitar turbulencia y daños mayores.

Medidores de desplazamiento positivo

Aunque tradicionalmente las turbinas y los medidores de desplazamiento positivo se han utilizado para la medición de líquidos, también se pueden utilizar para medir gases, como lo ha demostrado la creciente demanda de medidores de turbina para hacerlo.

En los medidores de desplazamiento positivo, el fluido pasa a través del medidor en sucesivas cantidades aisladas una de otra ya que se van llenando y vaciando espacios de cierto volumen fijo. Un contador va registrando la cantidad total de fluido que pasa a través del medidor y algunos tienen un indicador de gasto además del registrador de flujo total.

Medidores de Turbina

La fuerza del flujo hace girar las aspas de un rotor. El eje de este rotor es paralelo a la dirección del flujo, y la velocidad de rotación es proporcional al gasto que atraviesa.

Al diseñar una estación de turbina de medición hay que considerar el rango de gastos esperado, saber si el flujo va a ser constante o intermitente, la presión de operación, las caídas de presión y la temperatura. También es importante tomar en cuenta el tipo de fluido, incluyendo su viscosidad, propiedades corrosivas y la presencia de sólidos o agua.

Los medidores de turbina permiten hacer mediciones de flujo alto y bajo con el mismo equipo, además de que hay diferentes tipos de dispositivos para hacer las lecturas, como un contador digital o una impresora automática de los registros.

Probador de Medidores

Una parte muy importante en una instalación, ya sea de un medidor de desplazamiento positivo o de turbina, es el probador, que sirve para calibrar adecuadamente el medidor. El probador proporciona los factores de corrección necesarios para ajustar las mediciones a un volumen exacto.

Los probadores son utilizados con los dispositivos de desplazamiento positivo y los medidores de turbina para establecer una relación entre el número de revoluciones del medidor y el volumen que fluye a través de él.

Normalmente consisten en una sección de tubería que contiene unos interruptores detectores que registran el paso de una esfera. El volumen entre los dos interruptores es conocido y se encuentran conectados a un contador electrónico que registra el tiempo en que pasa el volumen entre los interruptores.

Boquillas de flujo y medidores de Venturi

Tanto las boquillas de flujo como los medidores de Venturi miden la presión diferencial, al igual que los medidores de orificio.

Las boquillas de flujo son unos dispositivos elípticos que se insertan en una línea de flujo e incrementan la velocidad del flujo. Se hacen mediciones de la presión a la entrada de la boquilla y en su garganta para proporcionar los datos de la presión diferencial y así calcular el volumen. Las ecuaciones que se utilizan para calcular el flujo con las boquillas son muy similares a las que se utilizan con los medidores de orificio, sustituyendo los factores de corrección apropiados.

Los medidores de Venturi se basan en el efecto de Venturi en el que un flujo disminuye su presión al pasar por una zona de sección reducida, por lo que aumenta la velocidad del flujo. Consiste en un tubo con una sección pequeña de área pequeña entre dos secciones de área más grande. La diferencia de presión entre la entrada y la garganta del dispositivo es proporcional al flujo a través del tubo.

Como existen diferentes geometrías para construir los tubos de Venturi, es necesario calibrar cada uno para asegurar mediciones correctas.

Medición de masa

Últimamente ha surgido como alternativa a la medición volumétrica del flujo, la medición másica, que mide el flujo en libras por hora. Las dos opciones están relacionadas por la gravedad específica o densidad, pero para algunos fluidos como los líquidos contenidos en el gas natural, cuyo comportamiento físico es poco predecible, la medición másica ofrece resultados más exactos.

La ventaja clave de la medición de masa es que la densidad se puede medir directamente, lo que es particularmente importante cuando se trabaja con fluidos cuyas densidades varían cuando cambian las condiciones. Se elimina la necesidad de establecer unas condiciones estándar, ya que una libra de fluido se mantiene igual sin importar las condiciones de presión y temperatura, lo que representa una gran ventaja a la hora de medir corrientes de hidrocarburos ligeros.

Hay varias formas de medir el flujo másico, algunos miden el flujo directamente al relacionar un torque constante o aceleración al flujo másico mientras que otros sistemas utilizan un medidor de volumen de flujo conjuntamente con un medidor de densidad para inferir el flujo másico. Éste es un método que se utiliza comúnmente, por ejemplo, combinando un medidor de turbina con un medidor de densidad y una minicomputadora que va integrando los datos obtenidos de ambos dispositivos.

Los dos tipos de medidores de densidad que se utilizan son los directos, que miden directamente el peso de un volumen conocido de fluido, y los de inferencia, que permiten hacer una medición indirecta.

Un sistema de medición de masa puede contener también un cromatógrafo y equipo de muestreo, se van tomando muestras del fluido proporcionales al gasto y se hace una cromatografía de gas para determinar el porcentaje de los componentes del sistema.

Medición BTU

Con el aumento de los precios del gas natural y el hecho de que los sistemas de tuberías cada vez están más interconectados y muchas veces se mezclan corrientes provenientes de varias fuentes, se ha vuelto importante medir no sólo el volumen, sino también el valor calorífico, lo que permite que los precios sean más justos tanto para quien compra como para quien vende el producto.

La unidad en que se mide el valor calorífico son los BTU, que significa Unidades Térmicas Británicas, por sus siglas en inglés. En los contratos de compra-venta es necesario, para evitar confusiones, especificar la definición de estas unidades. Básicamente, se trata de la cantidad de calor requerida para elevar en 1 [°F] cierta masa de agua a una temperatura especificada.

En general, el valor calorífico de los hidrocarburos es mayor mientras más grande sea su peso molecular. Por ejemplo el metano, que es el componente primario del gas natural, tiene un valor calorífico neto de $909 \left[\frac{BTU}{ft^3} \right]$; El etano $1618 \left[\frac{BTU}{ft^3} \right]$; y el propano $2316 \left[\frac{BTU}{ft^3} \right]$.

El aceite crudo presenta valores caloríficos mucho más grandes debido a que contiene grandes cantidades de hidrocarburos pesados, aunque de cualquier forma la medición del valor calorífico para el cambio de custodia se realiza únicamente al gas natural.

Tradicionalmente la medición se ha realizado utilizando métodos como la cromatografía, en el que periódicamente se van tomando muestras de la corriente de gas para ser analizadas. Cuando se ha determinado la proporción de cada componente en la corriente, el valor calorífico de cada componente y su porcentaje del total, se determina el valor calorífico total del gas.

Se estudió otra forma de hacer la medición, utilizando un método acústico. La velocidad a la que viaja el sonido y el contenido de BTU de los componentes de un gas dependen del peso molecular. Así, relacionando la velocidad del sonido con el peso molecular se puede realizar la medición con un resultado muy parecido al que se obtiene realizando una cromatografía de gas.

8.2 Muestreo de los Fluidos

En la industria petrolera es fundamental asegurarse de que las propiedades de los fluidos producidos garanticen la calidad requerida para su venta y que durante su transporte y almacenamiento se mantengan en condiciones óptimas. La forma de hacerlo es mediante el análisis de una muestra representativa de los fluidos, recolectada a las condiciones de interés.

Existen diferentes técnicas y equipos para hacer el muestreo dependiendo de la finalidad del análisis y etapa del proceso de producción y conducción en la que nos encontremos.

Para los fines de este trabajo, nos centraremos específicamente en la toma de muestras de los hidrocarburos que fluyen por una tubería de conducción.

Además del equipo específico de acuerdo al tipo de fluido transportado, para tomar una muestra es necesario contar con una sonda muestreadora y un contenedor.

Hay varios tipos de sondas muestreadoras, entre los más comunes se encuentra un tubo biselado que penetra hasta el centro de la tubería en un ángulo de 45 grados en contra del flujo, otro tipo de sonda es cuando se utiliza un tubo perforado que se coloca de manera perpendicular en contra del flujo en el que, la posición y el tamaño de los agujeros es diferente de acuerdo al tipo de fluido que se esté manejando.

En cuanto a los contenedores, se trata de recipientes acondicionados para poder almacenar y transportar las muestras obtenidas de manera que conserven sus propiedades intactas para poder ser analizadas. Hay dos tipos principales de contenedores, el contenedor cerrado que permite eliminar las pérdidas de volumen, y el contenedor atmosférico, que minimiza las pérdidas por evaporación y también evita que la muestra se contamine.

8.2.1 Muestreo en tuberías de líquido

Se busca tomar muestras representativas de todo el volumen de crudo que circula, es preferible hacerlo en las líneas verticales, para evitar la estratificación. Si se trata únicamente de tuberías horizontales, la conexión de donde se tome la muestra debe localizarse sobre la parte media del tubo y debe llegar hasta el centro del mismo.

La parte de la sonda que queda dentro de la tubería debe estar biselada al final y terminada en un ángulo de 45 grados dirigido contra el flujo o puede ser un tubo perforado colocado de manera perpendicular.

Para recolectar la muestra se utiliza una botella, ya sea de vidrio o metal y posteriormente se almacena en un contenedor, para poder transportarla y hacer el análisis sin que cambien las condiciones.

8.2.2 Muestreo en tuberías de gas

Lo importante cuando se hace un muestreo en tuberías que conducen gas es poder identificar las partículas suspendidas en la corriente, ya que a partir de ahí se escogerá el

método más adecuado para poder eliminarlas. El proceso debe hacerse de forma que sea una muestra representativa de las partículas suspendidas y para eso hay que tener en cuenta las condiciones de flujo y operación del sistema.

Los instrumentos que se utilizan para hacer el muestreo se dividen en dos de acuerdo a su principio de funcionamiento, que son:

Instrumentos de Detección

Siendo los más importantes de este grupo, los de dispersión de luz. Estos dispositivos miden la intensidad de la luz dispersa por las partículas suspendidas, con lo que se puede obtener la concentración de las partículas suspendidas en el gas.

Instrumentos de colección de partículas

Se hace pasar el gas a través de un colector donde quedan las partículas suspendidas listas para su análisis.

Los instrumentos de muestreo más importantes de este grupo son los filtros, de los cuales se diferencian dos tipos de acuerdo a la función que se requiera:

1. Filtros tipo Mat: se utilizan en muestreos para hacer análisis gravimétricos o químicos, normalmente son fabricados de papel o fieltro.
2. Membranas porosas: son utilizados cuando se quiere hacer un examen microscópico, ya que las partículas sólidas se colectan sobre su superficie. Las partículas líquidas no se pueden observar ya que son absorbidas por el mismo filtro.

En general, los sistemas de muestreo en líneas de gas tienen los mismos componentes básicos: la boquilla, el probador de muestreo, el colector o el detector de partículas, una válvula para controlar el flujo a través del probador, un medidor de flujo para registrar continuamente el gasto y un empaque en la línea en la zona donde se hace el muestreo para evitar fugas de gas.

Hay que hacer ciertas consideraciones en el diseño del sistema para poder obtener una muestra representativa. Es necesario que el muestreo del gas sea isocinético, lo que implica que la velocidad del gas en la boquilla sea igual que e el gasoducto. Esto depende del diámetro de la boquilla, la velocidad de la línea y el gasto que pasa a través del probador.

8.3 Operación y Control

Para escoger el sistema de control que mejor se adecúe a nuestro sistema, debemos tener en cuenta que cada uno tiene características únicas que definen el tipo que funcionará mejor con nuestra configuración.

Los sistemas de control protegen la línea y el equipo ya que pueden monitorear y ajustar la presión y otras variables operativas, informar cuando se alcanzan condiciones límite, controlar aumentos repentinos de presión, ayudar a detectar fugas y revisar el desempeño y desgaste del equipo.

El objetivo principal del sistema de control de una tubería es obtener el mayor rendimiento al menor costo sin exceder los límites de presión del sistema y entregar los volúmenes requeridos en tiempo y forma. También es importante para reducir los costos de operación y reparación ya que permiten hacer un mantenimiento preventivo.

Algunos ejemplos de sistemas de control implementados comúnmente son los siguientes:

Control de Supervisión

Los controles de supervisión de la línea regulan la presión y el flujo, inician o detienen los compresores y las bombas a lo largo de la línea y monitorean su estado y abren o cierran válvulas.

En los sistemas grandes, muchas de estas funciones se pueden realizar desde una locación central, aunque algunas tienen que realizarse forzosamente de manera local. La configuración de control depende del tipo y número de funciones de control requeridas, la edad del sistema de control, los costos y las preferencias del operador.

Se desarrollaron unos sistemas de supervisión de control y adquisición de datos para utilizarse en los sistemas de tuberías. Estos son sistemas computarizados que llevan a cabo una serie de funciones de monitoreo y control. En líneas de gas o de crudo, estos sistemas también proveen funciones de rastreo de baches, detección de fugas e información de flujo.

En general, los componentes de los sistemas de supervisión y control son los siguientes:

- Equipo computacional central, que consiste de computadoras, periféricos y equipo de interfaz para que el operador pueda comunicarse con la computadora.
- Estaciones remotas conectadas al equipo computacional central por medio de un canal de comunicación.
- Equipo de campo, que consiste en bombas, compresores y válvulas que se pueden monitorear y operar remotamente.
- Instrumentación de campo que permite supervisar la presión, temperatura, estado de las válvulas y demás variables del sistema.

Control de tuberías para líquido

Un sistema de control para líneas que transportan líquido puede justificarse fácilmente mediante un análisis económico que demuestre las ventajas que otorgará durante la vida útil del sistema. Un ejemplo de un sistema sofisticado de control incluye un sistema de supervisión, control y adquisición de datos, trabajando a la par con medidores de desplazamiento positivo en diversos puntos para conocer los volúmenes de líquido manejados, un sistema de análisis de presión para detectar fugas, indicadores del desempeño de las válvulas y bombas, así como controles remotos de las mismas para que puedan ser operadas desde el control central.

Control de tuberías para gas

Los sistemas para líneas de gas deben ser capaces de controlar el flujo, la presión, la acción de las válvulas y otras variables operativas.

Una función importante es la que ha permitido en fechas recientes el uso de microprocesadores, sobre todo para el control de las unidades de compresión, ya que hacen posible el control en tiempo real del torque, el combustible, el momento de ignición y en general del arranque y paro de las unidades.

Los microprocesadores también han permitido tener un control más preciso de las válvulas, permitiendo el monitoreo y operación de cada una por separado, además de que han hecho posible el uso de nuevos tipos de válvulas, como las electrohidráulicas, en lugar de utilizar las neumáticas que gastaban del propio gas de la línea para su operación.

Confiabilidad del sistema de control

Los sistemas de supervisión y control necesitan mantenimiento. El personal debe estar capacitado de manera que puedan responder de manera oportuna a cualquier situación extraña que se presente. Los efectos producidos por la falla de algún componente deben ser tomados en cuenta desde la fase de diseño.

Un elemento muy útil para aumentar la confiabilidad del sistema de control es la redundancia, que implica el uso de elementos duplicados en el sistema para que si falla la unidad primaria, la unidad redundante pueda realizar sus funciones. En la mayoría de los sistemas redundantes, si un elemento falla, su reemplazo toma su lugar automáticamente sin que el operador intervenga y sin que se afecten las condiciones operativas de la línea.

REFERENCIAS

KENNEDY John L; Oil and Gas Pipeline Fundamentals; Pennwell nontechnical Series, Tulsa Oklahoma, 366 pp.

APUNTES DE MANEJO DE LA PRODUCCIÓN EN SUPERFICIE