



**Universidad
Pontificia
Bolivariana**
SECCIONAL BUCARAMANGA

**ESTADO DEL ARTE SOBRE LA INSTRUMENTACIÓN OFRECIDA POR
AMETEK PROCESS INSTRUMENTS PARA APLICACIONES CON GAS
NATURAL EN PLANTAS PETROQUIMICAS**

ING. JUAN JOSÉ CASTAÑEDA PEREIRA
Ingeniero Electrónico

**UNIVERSIDAD PONTIFICIA BOLIVARIANA
ESCUELA DE INGENIERÍA Y ADMINISTRACIÓN
FACULTAD DE INGENIERÍA ELECTRÓNICA
BUCARAMANGA
2010**

**ESTADO DEL ARTE SOBRE LA INSTRUMENTACIÓN OFRECIDA POR
AMETEK PROCESS INSTRUMENTS PARA APLICACIONES CON GAS
NATURAL EN PLANTAS PETROQUIMICAS**

JUAN JOSÉ CASTAÑEDA PEREIRA

**Trabajo de grado para optar al título de
Especialista en Control e Instrumentación Industrial**

**Director:
Raúl Restrepo Agudelo
Ingeniero Eléctrico Magister en Ingeniería Eléctrica**

**UNIVERSIDAD PONTIFICIA BOLIVARIANA
ESCUELA DE INGENIERÍA Y ADMINISTRACIÓN
FACULTAD INGENIERÍA ELECTRÓNICA
BUCARAMANGA
2010**

A Dios porque es quien siempre carga con nosotros,
A mis Padres por su insistencia, y por ser nuestros más grandes maestros,
A mi madre, por sus oraciones y su apoyo,
A mi familia, por el ánimo que siempre me brindaron,
Y a mis amigos, por qué nunca faltó su sonrisa,
Gracias a todos por estar ahí siempre.

AGRADECIMIENTOS

El autor expresan sus agradecimientos a:

Raúl Restrepo Agudelo, Ingeniero eléctrico Magister en Ingeniería Eléctrica. Por ser un gran director, que siempre me apoyó en todo inclusive en las dificultades del programa de posgrado.

Carlos Rincón Rosas, Ingeniero de Diseño y Electrónica. Por haberme brindado la oportunidad de realizar este proyecto ya que fue él quien creyó en mí y en mis habilidades. Del mismo modo agradezco su constante compañía y apoyo incondicional.

Continental Process Instruments, Empresa dedicada al mejoramiento continuo de los procesos de instrumentación que bajo las buenas y acertadas decisiones del ingeniero Miguel Alexis Rodríguez han llegado muy lejos y aún tienen mucho camino por recorrer, Mis más grandes agradecimientos por la oportunidad y las buenas enseñanzas.

A todos los profesores que durante un año me han brindado lo mejor de sí para que esta generación de futuros especialistas sea la mejor.

A todos los compañeros del programa que siempre estuvieron en las malas notas como en las buenas.

CONTENIDO

INTRODUCCION	17
1 Elementos en análisis de gas	19
1.1 Análisis de humedad en gas	19
1.1.1 Medida de humedad en gas natural	20
1.1.2 Confiabilidad y exactitud de analizadores de humedad.....	21
1.1.2.1 Confianza en la medida de humedad realizada por analizadores...	22
1.1.2.2 Cuestiones operacionales con sensores de película fina de oxido.	22
1.1.2.3 Cuestiones operacionales con sensores electrolíticos.....	22
1.1.2.4 Tecnología QCM comparada con otras tecnologías de análisis de humedad 22	
1.1.3 Aspectos relacionados con contaminación de analizadores de humedad. 23	
1.1.3.1 Efecto del mercurio en analizadores de humedad	23
1.1.3.2 Efecto del glicol en analizadores de humedad.....	24
1.1.3.3 Efecto del metanol en analizadores de humedad	24
1.1.3.4 Efecto del H ₂ S en analizadores de humedad.....	24
1.1.3.5 Efecto del H ₂ S en analizadores de humedad.....	24
1.1.3.6 Efecto de hidrocarburos líquidos en analizadores de humedad.....	24
1.2 Análisis de punto de rocío de hidrocarburos	25
1.2.1 Monitoreo del punto de rocío de hidrocarburos cuando se transporta y cuando se procesa.	25
1.2.2 Importancia del punto de rocío de los hidrocarburos.....	25
1.2.3 Tecnologías de medición.....	26
1.2.3.1 Ineficiencia de los cromatógrafos para medir punto de rocío de hidrocarburos.....	26
1.3 Análisis de sulfuro de hidrógeno	27
1.3.1 Tecnología específica de medición	27
1.3.1.1 Funcionamiento del analizador de cinta de acetato de plomo	27
1.3.1.2 Otras tecnologías de medición.....	27
1.3.2 Consideraciones prácticas del análisis de sulfuro de hidrógeno	28
1.3.2.1 Limitaciones de la tecnología de cinta de acetato de plomo	28
1.3.2.2 Ventajas del uso de analizadores con tecnología de sulfuro de hidrogeno.....	28
1.4 Sulfuro de hidrogeno en análisis de aminas	29
1.4.1 Objetivos de la mejora de proceso	29
1.4.2 Análisis manual y automático	30
2 Aplicaciones con gas natural	31
2.1 Purificación del gas	31

2.2	Separación NLG (Gas Natural Líquido)	33
2.3	Transportación	35
2.4	Gas natural líquido (LNG)	36
2.5	Gas Propano Líquido (LPG).....	37
3	Tecnología de análisis	39
3.1	Tecnología de análisis de humedad.....	39
3.1.1	Sensores capacitivos de óxido de aluminio	40
3.1.2	Sensores de microbalance de cristal de Quartz (QCM)	41
3.1.3	Error en la medición de humedad.....	42
3.1.4	Otras condiciones de error	43
3.1.4.1	Crecimiento de la capa de óxido.....	43
3.1.4.2	Efectos térmicos	44
3.1.4.3	Contaminación por glicol.....	45
3.1.4.4	Contaminación por hidrocarburos pesados.....	45
3.1.4.5	Daño en la capa de oro.....	46
3.1.5	Asuntos de confiabilidad.....	47
3.1.6	Modo confiable de funcionamiento de analizadores QCM	47
3.1.7	Verificación en línea	48
3.2	Tecnología de análisis de punto de rocío de hidrocarburos.....	48
3.3	Tecnología de análisis de sulfuro de hidrógeno	49
3.4	Tecnología de análisis de sulfuro de hidrógeno en aminas	51
4	Instrumentación ofrecida por Ametek Process Instruments para aplicaciones con gas natural.	53
4.1	Analizadores de humedad	53
4.1.1	Analizador de humedad 3050-OLV QCM	53
4.1.1.1	Conceptos generales	53
4.1.1.2	Método de análisis.	54
4.1.1.3	Características y beneficios	55
4.1.1.4	Diagramas de flujo del modelo 3050-OLV	55
4.1.1.5	Especificaciones	59
4.1.2	Analizador de humedad de bajo alcance 3050-SLR.....	60
4.1.2.1	Conceptos generales	60
4.1.2.2	Método de análisis	61
4.1.2.3	Características y beneficios	61
4.1.2.4	Diagramas de flujo del modelo 3050-SLR.....	62
4.1.2.5	Especificaciones	67
4.1.3	Analizador de humedad 3050-TE (<i>Turbo Expander Sentry</i>).....	67
4.1.3.1	Conceptos generales	67
4.1.3.2	Método de análisis	69
4.1.3.3	Características y beneficios.	69
4.1.3.4	Diagramas de flujo del modelo 3050-TE.....	70
4.1.3.5	Especificaciones	75
4.1.4	Analizador de humedad electrolítico y portátil modelo 303B	75
4.1.4.1	Conceptos generales	75
4.1.4.2	Método de análisis	77

4.1.4.3	Características y beneficios	77
4.1.4.4	Diagramas de flujo del modelo 303B	77
4.1.4.5	Especificaciones	78
4.1.5	Analizador de humedad modelo 5000 NEC, Div. 1/CENELEC Zona 1 ..	79
4.1.5.1	Conceptos generales	79
4.1.5.2	Método de análisis	80
4.1.5.3	Características y beneficios	80
4.1.5.4	Diagramas de flujo del modelo 5000.....	80
4.1.5.5	Especificaciones	83
4.1.6	Analizador de humedad modelo 5812 NEC, Div. 2	84
4.1.6.1	Conceptos generales	84
4.1.6.2	Método de análisis	85
4.1.6.3	Características y beneficios	85
4.1.6.4	Diagramas de flujo del modelo 5000.....	85
4.1.6.5	Especificaciones	88
4.2	Analizador de punto de rocío	89
4.2.1	Analizador de punto de rocío en hidrocarburos modelo 241	89
4.2.1.1	Conceptos generales	89
4.2.1.2	Método de análisis	90
4.2.1.3	Características y beneficios	91
4.2.1.4	Diagramas de flujo del modelo 241.....	91
4.2.1.5	Especificaciones	93
4.3	Analizadores de H ₂ S	94
4.3.1	Analizador de H ₂ S modelo 933.....	94
4.3.1.1	Conceptos generales	94
4.3.1.2	Método de análisis	95
4.3.1.3	Características y beneficios	95
4.3.1.4	Diagramas de flujo del modelo 933.....	95
4.3.1.5	Especificaciones	97
4.3.2	Analizador de H ₂ S contactor de amina modelo 933-C.....	98
4.3.2.1	Conceptos generales	98
4.3.2.2	Método de análisis	99
4.3.2.3	Características y beneficios	99
4.3.2.4	Diagramas de flujo del modelo 933.....	100
4.3.2.5	Especificaciones	101
4.3.3	Analizador de baja concentración de H ₂ S en gas natural modelo 4660 102	
4.3.3.1	Conceptos generales	102
4.3.3.2	Método de medición.....	103
4.3.3.3	Características y beneficios	104
4.3.3.4	Diagramas de flujo del modelo 4660.....	104
4.3.3.5	Especificaciones	106
4.4	Analizadores de H ₂ S en aminas.....	107
4.4.1	Analizador de aminas ligero modelo 4650.....	107
4.4.1.1	Conceptos generales	107

4.4.1.2	Método de análisis	107
4.4.1.3	Características y beneficios	108
4.4.1.4	Diagramas de flujo del modelo 4650.....	108
4.4.1.5	Especificaciones	110
4.4.2	Analizador de aminas ligero modelo 4670.....	111
4.4.2.1	Conceptos generales	111
4.4.2.2	Método de análisis	112
4.4.2.3	Características y beneficios.....	112
4.4.2.4	Diagramas de flujo del modelo 4670.....	112
4.4.2.5	Especificaciones	114
4.5	Sistema de análisis de Gas Integrado.....	115
4.5.1	Sistema de análisis de Gas Integrado Modelo 241/3050-OLV933	115
4.5.1.1	Conceptos generales	115
4.5.1.2	Características y beneficios	116
4.5.1.3	Diagramas de flujo del modelo sistema integrado Modelo 241/3050-OLV933	116
5	CONCLUSIONES	118
	BIBLIOGRAFIA.....	120

LISTADO DE IGURAS

Figura 1. Puntos críticos de medición para purificación del gas natural	32
Figura 2. Puntos críticos de medición para separación del gas natural líquido	34
Figura 3. Puntos críticos de medición para el transporte del gas natural líquido ...	35
Figura 4. Puntos críticos de medición sobre el gas natural líquido	36
Figura 5. Puntos críticos de medición sobre el gas propano líquido	38
Figura 6. Tecnología se sensado QCM Vs. Sensor capacitivo de óxido de aluminio	39
Figura 7. Sensor capacitivo de óxido de aluminio	40
Figura 8. Dieléctrico del sensor de óxido de aluminio	40
Figura 9. Capa difuminadora	41
Figura 10. Configuración interna de un sensor QCM	42
Figura 11. Forma original de la capa de óxido	43
Figura 12. Forma de la capa de óxido luego que ha crecido	44
Figura 13. Variación de capacitancia en función de la hora del día	45
Figura 14. Efectos de la contaminación por glicol	46
Figura 15. Daño en la capa por delaminación	46
Figura 16. Modo de operación de la cinta de acetato de plomo	50
Figura 17. Analizador de humedad 3050-OLV QCM	53
Figura 18. Ciclo de muestreo del Modelo 3050-OLV	56
Figura 19. Ciclo de referencia del Modelo 3050-OLV	57
Figura 20. Ciclo de verificación del Modelo 3050-OLV	57
Figura 21. Ciclo de muestreo para gases con contaminantes	58
Figura 22. Ciclo de referencia para gases con contaminantes	59
Figura 23. Analizador de humedad 3050-SLR	60
Figura 24. Ciclo de muestreo del modelo 3050-SLR	62
Figura 25. Ciclo de referencia del Modelo 3050-SLR	63
Figura 26. Flujo del gas de proceso a través del generador de humedad	64
Figura 27. Auto cero del Modelo 3050-SLR	65
Figura 28. Ciclo de muestreo para gases con contaminantes	66
Figura 29. Ciclo de referencia para gases con contaminantes	66
Figura 30. Analizador de humedad 3050-TE	68
Figura 31. Ciclo de muestreo del Modelo 3050-TE	70
Figura 32. Ciclo de referencia del Modelo 3050-TE	71
Figura 33. Flujo del gas de proceso a través del generador de humedad	72
Figura 34. Auto cero del Modelo 3050-TE	73
Figura 35. Ciclo de muestreo para gases con contaminantes	74
Figura 36. Ciclo de referencia para gases con contaminantes	74
Figura 37. Analizador de humedad 303B	76

Figura 38. Diagrama de flujo del modelo 303B.....	78
Figura 39. Analizador de humedad modelo 5000 NEC.....	79
Figura 40. Ciclo de muestreo del Modelo 5000	81
Figura 41. Ciclo de referencia del Modelo 5000.....	82
Figura 42. Flujo del gas de proceso a través del generador de humedad	83
Figura 43. Analizador de humedad modelo 5812 NEC.....	84
Figura 44. Ciclo de muestreo del Modelo 5000	86
Figura 45. Ciclo de referencia del Modelo 5000.....	87
Figura 46. Flujo del gas de proceso a través del generador de humedad	88
Figura 47. Analizador de punto de rocío en hidrocarburos modelo 241.....	89
Figura 48. Ciclo de medición del Modelo 241	92
Figura 49. Ciclo de purga del modelo 241	92
Figura 50. Ensamble del bloque de filtro del Modelo 241	93
Figura 51. Analizador de H ₂ S Modelo 933.....	94
Figura 52. Flujo de gas que se alterna entre las columnas del modelo 933	96
Figura 53. Recorrido del gas para Auto Cero del Modelo 933	97
Figura 54. Analizador de H ₂ S Modelo 933-C	98
Figura 55. Flujo de gas que se alterna entre las columnas del modelo 933-C	100
Figura 56. Recorrido del gas para Auto Cero del Modelo 933-C	101
Figura 57. Analizador de baja concentración de H ₂ S en gas natural modelo 4660	103
Figura 58. Diagrama del flujo de muestreo del Modelo 4660.....	105
Figura 59. Diagrama de flujo de auto cero del modelo 4660	106
Figura 60. Analizador de aminas ligero modelo 4650.....	107
Figura 61. Flujo de amina y vapor a través del Modelo 4650	109
Figura 62. Proceso realizado durante ciclo de Cero y Span del Modelo 4650.....	110
Figura 63. Analizador de aminas ligero modelo 4670	111
Figura 64. Flujo de la muestra a través del Modelo 4670	113
Figura 65. Flujo de amina utilizado como fluido cero	114
Figura 66. Sistema de análisis de Gas Integrado Modelo 241/3050-OLV933	115
Figura 67. Sistema integrado típico	117

GLOSARIO

BEER-LAMBERT, principios: La Ley de Beer declara que la cantidad de luz absorbida por un cuerpo depende de la concentración en la solución. En la Ley de Lambert se dice que la cantidad de luz absorbida por un objeto depende de la distancia recorrida por la luz.

CINTA DE ACETATO DE PLOMO: técnica simple para detectar la presencia de sulfuro de hidrógeno en una muestra de gas. La reacción de acetato de plomo con el sulfuro de hidrógeno resulta en un cambio de color que se utiliza para indicar la presencia y la concentración relativa de sulfuro de hidrógeno.

CONCENTRACIÓN: contenido relativo de un componente que puede ser expresado en porcentaje en peso o en volumen, en partes por millón, o en gramos por litro. La concentración es la medida más básica de la presencia de un compuesto. Es independiente de cualquier parámetro físico, como la temperatura o la presión.

CROMATÓGRAFO DE GASES: dispositivo de análisis utilizados para separar y medir las especies químicas múltiples dentro de una muestra de gas. Mientras es capaz de medir múltiples componentes con una precisión razonable, no puede detectar la presencia de sustancias químicas para las que no esté configurado.

DESHIDRATACIÓN: proceso por el cual se elimina el agua de la corriente de gas natural. Este proceso es crucial para la prevención de la formación de hidratos que está relacionado con el contenido de agua del gas natural. Además, un alto contenido de agua también reduce el valor de la energía (BTU) de gas natural.

DIETILENGLICOL: líquido viscoso, incoloro e inodoro de sabor dulce. Es higroscópico, miscible en agua, alcohol, etilenglicol, etc. Posee una densidad de 1,118. El punto de ebullición es 244-245 °C

ELUCIÓN FRONTAL CROMATOGRAFÍA: técnica de análisis patentada por AMETEK para la separación de gases en la identificación de especies y el análisis por fotometría ultravioleta. Esta técnica permite el análisis de UV para ser utilizado en la presencia de "interferencia" de compuestos químicos.

ESPECTROSCOPIA DE ABSORCIÓN UV: técnica de análisis fotométrico en que se utiliza la luz en el espectro ultravioleta para medir la concentración de las sustancias químicas presentes en una muestra a través de la aplicación de los principios de Beer-Lambert.

ESPEJOS REFRIGERADOS: primer principio de la técnica de detección de la temperatura del punto de rocío de un gas. Un espejo es encerrado en una muestra del gas para ser analizados. El espejo se enfría lentamente hasta que el operador detecta la formación de rocío (condensación) en el espejo. La temperatura del espejo se lee y se asentarán como punto de rocío del gas.

ETIL MERCAPTANO: olorizante GLP común, este producto químico (C_2H_5SH) tiene uno de los más penetrantes y persistentes olores conocidas por el hombre. También conocido por su nombre químico de etanetiol.

GAS NATURAL AMARGO: gas natural con un alto contenido de azufre. Los compuestos de azufre se quitan del gas natural a través de un proceso de desazufrado antes de su almacenamiento, venta, o de su transporte.

GAS NATURAL DULCE: gas natural con bajo contenido de azufre. Mientras que el gas dulce de vez en cuando surge de manera natural, el gas más dulce se obtiene a partir de gas natural amargo que ha pasado por un proceso de edulcoración.

GLICOL: familia de compuestos químicos que se utilizan comúnmente en la deshidratación de gas natural, caracterizado por la capacidad de absorber el agua, y más tarde lo liberan cuando es calentado.

HIDRATOS: sustancia similar al hielo que es en realidad una mezcla de agua y moléculas de hidrocarburos ligeros ($C_1 - C_4$). Se puede formar a altas presiones y temperaturas que se encuentran ligeramente por encima de la temperatura de congelamiento ($320^{\circ}F / 0^{\circ}C$). Pueden acumularse en las tuberías, válvulas y reguladores, causando restricción parcial o total del flujo de gas.

HIGRÓMETRO DE ÓXIDO DE ALUMINIO: es un dispositivo de medición de humedad que se relaciona con el nivel de humedad en un gas con el valor de la capacitancia de un simple sensor de óxido de aluminio. La relación calibrada entre la capacitancia y el sensor de humedad y el gas, no puede tener en cuenta las otras causas de variación de la capacidad, tales como los cambios de temperatura del gas, cambios físicos en el sensor, contaminación, interferencia de metanol, diferencias entre la presión del proceso y la presión de la muestra, y similares. Óxido de aluminio es una de las pocas tecnologías de medición de humedad que funcionará en las muestras de la fase líquida.

HIGROSCÓPICO, material: Son higroscópicos todos los compuestos que atraen agua en forma de vapor o de líquido de su ambiente, por eso a menudo son utilizados como desecantes.

HUMEDAD ABSOLUTA: es la masa de vapor de agua presente en una unidad de volumen de gas que normalmente se expresa en gramos por metro cúbico.

Humedad absoluta no es equivalente a la del punto de rocío ni es equivalente a la concentración).

Joule-Thompson, efecto: proceso en el cual la temperatura de un sistema disminuye o aumenta al permitir que el sistema se expanda libremente manteniendo constante la cantidad de energía que el sistema puede intercambiar con su entorno.

MERCURIO: un metal pesado plateado que a temperatura ambiente es un líquido inodoro. Es mal conductor del calor comparado con otros metales, aunque no es mal conductor de la electricidad. Se alea fácilmente con muchos otros metales como el oro o la plata produciendo amalgamas, respecto con el hierro. Es insoluble en agua y soluble en ácido nítrico. Cuando aumenta su temperatura produce vapores tóxicos y corrosivos, más pesados que el aire. Es dañino por inhalación, ingestión y contacto. Producto muy irritante para la piel, ojos y vías respiratorias. Es incompatible con el ácido nítrico concentrado, el acetileno, el amoníaco, el cloro y los metales.

METANOL: químico claro, incoloro, altamente polar que comúnmente se inyecta en el gas natural como anticongelante. La naturaleza altamente polar del químico, similar al del agua, puede causar interferencias graves para algunas tecnologías de medición de humedad. También conocido como alcohol metílico y el alcohol de madera.

METIL MERCAPTANO: se usa como odorante del gas licuado del petróleo. Este producto químico (CH_3SH) tiene un poderoso olor desagradable. También conocido por su nombre químico de metanotiol.

OXIDO DE AZUFRE (SO_2): gas incoloro con un característico olor asfixiante. Se trata de una sustancia reductora que, con el tiempo y en contacto con el aire y la humedad, se convierte en óxido de azufre

PPMV: abreviatura de "partes por millón por volumen" , que es una medida absoluta de concentración.

PUNTO DE ROCÍO, DEL AGUA: temperatura a la que el agua contenida en una mezcla de gas comienza a condensarse en una superficie fría. Rocío varía con la concentración de humedad, la presión de la muestra, y la composición del gas.

PUNTO DE ROCÍO, DE HIDROCARBUROS: temperatura a la que los hidrocarburos contenidos en una mezcla de gas comienzan a condensarse en una superficie fría. El punto de condensación varía con la presión de la muestra y la composición del gas.

QCM: microbalance de cristal de Quartz es una tecnología de análisis basado en la medición de los cambios en la frecuencia de oscilación de un cristal de cuarzo.

SENSOR ELECTROLÍTICO: tecnología de medición de humedad originalmente desarrollado por DuPont. La técnica se basa en la electrólisis de las moléculas de agua. Es esencialmente un medio para detectar el flujo de masa de las moléculas de humedad en el sensor. Es necesario saber o controlar tanto la presión del gas y el caudal a fin de convertir la electrólisis detectada actual en operación de concentración. Esta técnica no puede ser utilizada en las muestras que contienen concentraciones significativas de hidrógeno u oxígeno, puesto que estos productos químicos terminan en grandes errores de precisión debido a la recombinación de agua.

SULFATO DE AMONIO: químico soluble en agua utilizado para fertilizantes, tratamiento de agua, fermentación, bronceado, y como un aditivo alimentario.
Sulfuro de carbonilo: gas que se encuentran comúnmente en el gas natural en estado natural. Este sulfuro es típicamente eliminado durante el proceso de edulcoramiento del gas.

SULFURO DE HIDRÓGENO (H_2S): gases tóxicos altamente inflamables que se encuentran comúnmente en el gas natural en estado natural. Debido a su extremadamente bajo valor límite de umbral deberán extraerse del gas natural a través de un proceso de desazufrado antes de su almacenamiento, venta o transporte puede ocurrir.

TEG: Trietilenglicol es un gas incoloro, inodoro, no higroscópico y líquido volátil. Se emplea como un desecante líquido para la deshidratación de gas natural. El TEG está desplazando el dietilenglicol en muchas aplicaciones, debido a su baja toxicidad. TEG se caracteriza por dos grupos, hidroxilo y dos enlaces éter.

TLV: el Valor Límite Umbral es un límite de seguridad de salud para el día a día de exposición a una sustancia química. Es una guía para el control de riesgos para la salud. Las normas TLV son establecidos por la Conferencia Americana de Higienistas Industriales. Estas normas constituyen la base de las normas de seguridad de los Estados Unidos de Salud y Seguridad Ocupacional (OSHA).

TURBO EXPANDER: Un turboexpansor, también conocido como un turbo-extensor o una turbina de expansión, es una turbina de flujo centrífugo o axial a través de la cual un gas de alta presión se expande para producir un trabajo que a menudo se utiliza para mover un compresor.

RESUMEN GENERAL DE TRABAJO DE GRADO

TITULO: ESTADO DEL ARTE SOBRE LA INSTRUMENTACIÓN OFRECIDA POR AMETEK PROCESS INSTRUMENTS PARA APLICACIONES CON GAS NATURAL EN PLANTAS PETROQUIMICAS

AUTOR(ES): JUAN JOSÉ CASTAÑEDA PEREIRA

FACULTAD: Esp. en Control e Instrumentación Industrial

DIRECTOR(A): RAUL RESTREPO AGUDELO

RESUMEN

Realizar trabajos con gas natural no es una tarea que de requiera mucho esfuerzo por parte de las empresas pero si necesita mucha atención en cuanto a las distintas variables que involucra el hecho de tratar con este recurso natural. El descuido por parte de ingenieros y supervisores puede terminar en daños severos sobre dispositivos, gasoductos o inclusive sobre las personas, y estos daños se verán reflejados tanto en el gasto directo de la empresa como en el cliente final quien es el que demanda el gas. Desde que se realiza la extracción del gas del embalse hasta el punto de llegada a las estaciones de custodia y/o transferencia, es necesario que en función de la aplicación que se esté realizando se ejerza una acción de control lo suficientemente poderosa como para evitar los problemas antes mencionados. Durante años, empresas como AMETEK Process han invertido grandes cantidades de dinero en el desarrollo y puesta en funcionamiento de dispositivos analizadores que le puedan brindar al operador la suficiente confianza en cuanto a las mediciones, como para que el monitoreo realizado sobre las distintas aplicaciones de gas natural se realicen en algunas ocasiones de manera automática o inclusive remotamente sin la necesidad de un operador en campo. De este modo un operador está capacitado para poder optar por la mejor tecnología en cuando a innovaciones que puedan surgir y que puedan ser necesarias en el tiempo para optimizar los procesos de la planta. Este proyecto muestra el resultado de un proceso investigativo arduo, en donde se plasman las aplicaciones de gas natural en donde se requiere un análisis sobre una línea de tiempo continua, los factores que se deben analizar en el tratamiento de gas natural, la tecnología que se utiliza para realizar el análisis y la instrumentación que realiza las mediciones.

PALABRAS CLAVES:

Humedad, Punto Rocío, QCM, Ametek, H2S, Aminas, Gas

V° B° DIRECTOR DE TRABAJO DE GRADO

RESUMEN GENERAL DE TRABAJO DE GRADO

TITULO: STATE OF ART ABOUT THE INSTRUMENTATION OFFERED BY AMETEK PROCESS INSTRUMENTS FOR NATURAL GAS APPLICATIONS IN PETROCHEMICAL PLANTS

AUTOR(ES): JUAN JOSE CASTAÑEDA

FACULTAD: Esp. en Control e Instrumentación Industrial

DIRECTOR(A): RAUL RESTREPO AGUDELO

ABSTRACT

Making jobs with natural gas it is not a task that need a lot of effort from companies but it does need a lot of attention on the different variables that are involved the fact of working whit this natural resource. Being out of alert by engineers and supervisors can ended with several damage that it could be reflected in company's and customer's fees, especially due to that the last one are the one who is demanding the fuel. From the gas's extraction to custody and transfer stations it is needed that according of the application that it is taking place the person on charge has to prosecuted a control action enough powerful to avoid the issues before named. During years, AMETEK Process Instruments have invested huge amounts of money to develop and place analyzer devices that can give to operators the enough confidence about measurements for the monitoring that it is made on different applications of natural gas, and sometimes this monitoring it's made automatically or sometimes even remote controlled, without an operator on field. In this way an operator is well capacitated to be able to choose for the best technology about innovation that can come up and that can be necessary to optimized plant's process. This project shows the result of arduous research process, in which embody the natural gas applications where analysis is required on a continuous timeline, the factors that must be analyzed in the treatment of natural gas, the technology used for analysis and instrumentation that performs the measurements.

PALABRAS CLAVES:

Moisture, Dew Point, QCM, Ametek, H2S, Amina, Gas,

V° B° DIRECTOR DE TRABAJO DE GRADO

INTRODUCCION

En el pasado el gas natural solía ser un subproducto de la producción del petróleo que al salir del embalse experimenta una reducción de presión entre la reserva y la superficie que es similar al destape de una botella de gaseosa, en la que el carbono causa efervescencia del dióxido de carbono. El gas natural que proviene de las reservas podría ser un problema de eliminación ya que si no hay un mercado cercano al pozo para el gas natural que se extrae, dicho gas prácticamente pierde su valor, ya que debe ser conducido hasta el usuario final tarea que resultaba muy tediosa y difícil de realizar. Hasta hace poco, los gases no deseados se quemaban en el pozo, pero debido a las preocupaciones ambientales de realizar dicha tarea, se optó por convertirse en una tarea cada vez menos común. A menudo los gases no deseados (o cadena de gas sin mercado) son bombeados hacia el depósito para su eliminación o re presurización. Otra solución es exportar el gas como líquido cuya tecnología convierte la cadena del gas natural en gasolina sintética, diesel, o combustible para aviones.

Luego que se descubrieron los increíbles alcances potenciales de una fuente de combustible tan poderosa como el gas natural, se empezaron a construir los medios de transporte necesarios para llevar dicho combustible de los campos de extracción a las plantas de custodia y/o transferencia, para luego poder ser distribuido a los clientes finales. El procesamiento del gas natural desde que se extrae hasta quedar listo para su distribución y venta no resulta ser un desafío, sino es mantenerlo dentro de las especificaciones de calidad lo que sí es una ardua labor. El análisis de los estándares de niveles de calidad requeridos por el gas natural para sus distintas aplicaciones, ha hecho evolucionar a pasos agigantados los medios tecnológicos de procesamiento y de análisis.

La necesidad de cumplir con los requisitos de calidad para el gas natural hizo que surgieran nuevas empresas que han destinado sus esfuerzos para lograr diseñar y construir nuevos dispositivos necesarios, que le aseguren al operador y a los clientes finales y dependiendo de la aplicación específica que se esté trabajando, que el gas natural que se está procesando cumple a cabalidad con los estándares de calidad necesarios de dicha aplicación. Una de las empresas más grandes que elabora instrumentación para el análisis de aplicaciones con gas natural es AMETEK Process Instruments, empresa que ha creado dispositivos de análisis de los factores que requieren constante monitoreo dentro plantas petroquímicas.

En los siguientes capítulos se muestran los elementos trascendentales que requieren ser analizados cuando se trata con gas natural, las aplicaciones propias

tales como lo son transporte, separación, y purificación del gas natural, y el gas natural cuando se trata como gas natural líquido o como gas propano líquido. También se muestran algunas de las tecnologías implementadas para el análisis de las aplicaciones con gas natural y finalmente se muestran los dispositivos existentes propios de AMETEK Process Instruments que son utilizados en el ámbito de aplicaciones con gas natural.

1 Elementos en análisis de gas

1.1 Análisis de humedad en gas

Entre todos los residuos contaminantes en el gas natural, la humedad es el más común y a su vez es uno de los que presenta más inconvenientes. Un exceso de humedad (especialmente en presencia de H_2S o CO_2) puede causar corrosión severa en gasoductos, en depósitos y en equipos. La formación de hidratos es un problema crítico para plataformas que se localizan mar adentro y para gasoductos en climas fríos. Pequeños niveles de residuos pueden provocar congelamiento en procesos criogénicos, tales como recuperación de etano y LNG (*liquid natural gas*).

La primera instrumentación utilizada para la medición de humedad en gas natural fue la aplicación de espejos refrigerados de tipo de punto de rocío (*chilled-mirror dew point type*). En esta configuración de instrumentación, la corriente de gas es dirigida hacia superficies más frías. La temperatura a la cual se forma el rocío (o hielo) es, por definición, el punto de rocío del agua. Durante los años 70 y 80 la industria comenzó a cambiar de espejos refrigerados de punto de rocío a instrumentos electrónicos que responden directamente a la concentración de vapor de agua (o presión parcial). De esta forma surgieron entonces muchas motivaciones debidas a los cambios que se presentaron.

En primera instancia, para muchas aplicaciones la formación de punto de rocío no es un parámetro crítico del proceso mismo, por el contrario, es la concentración de vapor de agua, ya sea en ppm (v), ppm (w) partes por millón de pies cúbicos estándar, miligramos por metro cubico estándar, entre otros. Después de todo no es el punto de rocío del agua el que causa la corrosión de las tuberías, ni que forma los hidratos, sino que por el contrario es la presencia de vapor de agua.

En segunda instancia, debido a que el gas natural no es teóricamente un gas ideal, no es posible utilizar formulas estándar para realizar la conversión de punto de rocío a vapor de agua. El boletín de la IGT #8 provee datos de conversión derivados experimentalmente a punto de rocío de $-40^{\circ}C$ para una mezcla específica de gas natural. No existe conversión ampliamente aceptada para puntos de rocío que se encuentran por debajo de los $-40^{\circ}C$, o para todas las composiciones posibles de gas natural además, realizar medidas repetidamente no es satisfactorio ya que el metanol en el gas natural reduce fuertemente la temperatura de condensación de rocío/hielo y generalmente la mayoría de los

hidrocarburos interfieren. Por lo tanto dos operadores pueden alcanzar medidas significativamente diferentes. Estos factores descartaron los analizadores de espejos refrigerados de tipo de punto de rocío para transferencia y custodia, recuperación de etano, y aplicaciones similares que requieren repetidas mediciones.

Por conveniencia la mayoría de los instrumentos electrónicos modernos incluyen opciones de indicación de medida en términos de punto de rocío. Sin embargo, estos instrumentos se encuentran realizando una medida directa del punto de rocío y por el contrario lo que realizan es un cálculo del punto de rocío teórico basado en una medida de concentración (o presión parcial) además, estos cálculos contienen errores debido a las propiedades no lineales del gas natural, y a la presencia o interferencia de compuestos. Para evitar totalmente estas complejas cuestiones, la mayoría de usuarios están cambiando a realizar medidas directas de concentración de vapor de agua, en lugar de medir o calcular el punto de rocío.

1.1.1 Medida de humedad en gas natural

Realizar la medición de humedad en gas natural no se trata de una aplicación con un alto grado de dificultad, sino que la confianza de la medida sobre una base continua sí lo es. El gas natural comúnmente contiene compuestos que afectan severamente los sensores de humedad, o interfieren con la medida correcta de la humedad. La tabla 1 detalla los efectos que los compuestos típicamente presentes en corrientes de gas natural pueden tener en tecnologías de sensado de humedad comúnmente utilizadas.

Es incuestionable que la correcta tecnología de medida de humedad para cualquier servicio continuo es aquella que no se ve afectada por contaminantes comunes y que es capaz de detectar la presencia de un contaminante y emitir una alerta al usuario. Idealmente, la tecnología del sensor debe proveer ambas características.

Algunos modelos de analizadores emplean tecnología de sensores activos que continuamente presentan ciclos de funcionamiento entre el proceso actual del gas y procesos de secado de gas. El resultado del sistema es inherentemente menos sensitivo a hidrocarburos pesados, glicol, o a otros compuestos que pueden revestir los componentes del sensado. De manera única, los sensores de cristal de Quartz (QCM) monitorean su desempeño de forma dinámica mientras se presenta el proceso de secado del gas. Cualquier cambio en la línea base del desempeño durante esta parte del ciclo de medición dispara una alerta. H₂S, mercurio, y metanol no afectan estos tipos de sensores de ningún modo. Su característica de poseer una humedad interna estándar puede ser utilizada para verificar la correcta

operación del sensor. La humedad estándar se activa sobre un ciclo de reloj o en cualquier momento en que la verificación sea necesaria.

Tabla 1. Efectos de los compuestos típicamente presentes en corrientes de gas natural

Tecnología del Sensor	Compuesto que interfiere y efecto				
	Glycol	Mercurio	Metanol	H2S	Rastros de hidrocarburos pesados
Chilled Mirror	Contamina el sensor	Ninguno	Reduce la temperatura de formación de rocío/hielo	Corroe el sensor causando lecturas erróneas	Contamina el sensor
Electrolítico (P2O5)	Encierra el sensor haciéndolo insensible, causando altas falsas medidas	Disminuye el sensor causando falsas altas lecturas	Típicamente 13% de MeOH es reportado como agua (por ejemplo 100 ppm MeOH medidos como 13 ppm de agua)	Ninguno	Encierra el sensor haciéndolo insensible, sin alarma de que esto ha ocurrido
Película fina de óxido (óxido de aluminio, óxido de silicio)	Encierra el sensor haciéndolo insensible, causando bajas falsas medidas	Fusión con el electrodo superior, creando una barrera impenetrable para el agua	Varía en función del fabricante. Interferencias con la mayoría	Corroe el sensor causando lecturas erróneas	Encierra el sensor haciéndolo insensible, sin alarma de que esto ha ocurrido
Cristal de Quartz QCM	Ninguno	Ninguno	Ninguno	No efectos al 30% H2S	Ninguno, sin embargo hidrocarburos pesados acumulados causan que el sensor emita una alarma

Para mediciones manuales existen medidores de humedad portátiles que utilizan unidades de sensores basados en tecnología electrolítica. No tan robusta como la tecnología QCM, los sensores electrolíticos consumen muy poca energía, permitiendo así la creación de un analizador cuya fuente de poder es una batería. Con esta unidad cualquier sospecha de contaminación en el sensor puede ser rápidamente chequeada al duplicar (o reducir a la mitad) el flujo de gas a través del analizador. Debido a la tecnología del núcleo (tecnología de sensores electrolíticos), este modelo es dependiente del flujo y su lectura de humedad será doble o la mitad indicando que el sensor está operando correctamente.

1.1.2 Confiabilidad y exactitud de analizadores de humedad

Presencia de humedad excesiva en gas natural puede resultar en catastróficas consecuencias. Tuberías ubicadas en aguas profundas pueden sucumbir ante la formación de hidratos como resultado de la concentración de humedad. El agua puede congelar en procesos de frío, tales como *Turbo Expander Criogénico* y plantas de licuefacción de LNG (gas natural líquido). Inclusive la caída de presión de forma deliberada, desde alta presión en tuberías a una presión mucho más baja, puede proveer suficiente enfriamiento *Joule-Thompson* para congelar el exceso de agua en el gas natural.

1.1.2.1 Confianza en la medida de humedad realizada por analizadores

La mayoría de las tecnologías utilizadas en la medición de humedad son insuficientemente acertadas y confiables para permitirles ser empleadas como nada más que una indicación de tendencia o un avance. También, muchas tecnologías sufren por problemas de contaminación e interferencia causada por químicos que comúnmente se encuentran en el gas natural. Los problemas operacionales causados por estos y otros problemas de aplicaciones han resultado en el presente, con etiquetar a los analizadores de humedad como de reputación pobre. Se indica entonces que los analizadores de humedad son lo suficientemente acertados para que sus medidas sean tomadas en cuenta como correctas y no como una indicación de valores precisos y exactos.

1.1.2.2 Cuestiones operacionales con sensores de película fina de oxido.

Los sensores de película fina de oxido exhiben muy poca precisión inherente bajo condiciones optimas. Cuando se utilizan en condiciones de procesos, estas imprecisiones son multiplicadas por la derivada, la respuesta dependiente de la temperatura, y otros factores. Críticamente significativo resulta es el hecho que estos sensores fallan a cero. En el proceso global, este es el peor modo de falla posible debido a que el sensor puede convertirse totalmente insensible a la contaminación de la humedad e igual seguir indicando una lectura que es falsa pero a su vez creíble.

1.1.2.3 Cuestiones operacionales con sensores electrolíticos

Los sensores electrolíticos presentan numerosas debilidades. El metanol es parcialmente electrolizado y típicamente 13% del metanol presente se reporta como agua. Los hidrocarburos pesados pueden revestir al sensor causando lecturas bajas falsas. En servicio continuo extremadamente seco (<1 ppm), este tipo de sensor puede perder toda sensibilidad al agua en el proceso. En adición, estos sensores son por definición contadores de moléculas lo cual significa que sus lecturas son completamente dependientes de flujo y presión. Un cambio del 10% en la tasa de flujo a través del sensor electrolítico cambiará su lectura en 10% de tal modo que es el cambio en la tasa de las moléculas de humedad el que entrará al sensor.

1.1.2.4 Tecnología QCM comparada con otras tecnologías de análisis de humedad

Los analizadores QCM emplean métodos de medición que aseguran análisis confiable y preciso. Estos métodos no consisten en ciencia muy avanzada, sino que por el contrario, comprimen simples y sólidas soluciones que son la llave de los factores que opacan otras tecnologías de medición. Todos los sensores químicos son afectados por temperatura. Los sensores con tecnología QCM son calibrados y operados a una constante de 60 °C y así exhibir ninguna dependencia derivada de la temperatura.

Dada una constante de nivel de entrada de humedad, las lecturas variaran en función del tiempo. Usualmente el sensor debe ser retornado al vendedor para una

calibración periódica del analizador de humedad. Naturalmente todas las medidas desde la calibración previa habrán sido erróneas. Los sensores QCM incluyen una humedad interna estándar, entonces de este modo cualquier pequeño error en la medida es automáticamente compensado.

Si el sensor se vuelve insensible a la humedad en el proceso de medida de humedad, la contaminación no puede ser detectada por la mayoría de los analizadores de humedad. Muchos sensores de humedad miden un parámetro simple el cual es capacitancia o corriente. Es imposible medir un parámetro y resolver dos incógnitas (concentración de humedad y contaminación). Los analizadores con tecnología QCM miden múltiples parámetros incluyendo frecuencia de seco, frecuencia de mojado y frecuencia diferencial. Mientras que la frecuencia diferencial se utiliza para calcular la concentración de la humedad, la frecuencia de seco se utiliza para detectar la contaminación del sensor. La contaminación del sensor es instantáneamente detectada y reportada.

Cuando la medida de humedad es falsa pero creíble, esto es ignorado por la mayoría de los analizadores de humedad y no existen medios para confirmar el desempeño del sensor. Los sensores QCM cuentan con humedad interna estándar así que en cualquier momento en que las lecturas del analizador QCM sean cuestionadas, la fuente de humedad interna puede ser utilizada para confirmar el desempeño del analizador.

1.1.3 Aspectos relacionados con contaminación de analizadores de humedad.

Se define como contaminante de una corriente de gas como los residuos compuestos que existen en la corriente de gas que degradan el desempeño del sensor de humedad. Tales residuos pueden ser naturales (como el mercurio), subproductos del proceso (como el glicol), aditivos (como el metanol), y subproductos del transporte (como aceite compresor). La degradación del sensor de humedad puede ser sutil o catastrófica, pero el fondo es que la confiabilidad del analizador de humedad se pone en duda cuando cualquiera de estos contaminantes se encuentra presente.

1.1.3.1 Efecto del mercurio en analizadores de humedad

Los sensores de óxido de aluminio y de óxido de silicio emplean una capa delgada dorada sobre el óxido que actúa como una membrana de permeabilización. La capa permite a las moléculas de agua entrar al óxido, mientras que rechaza otros componentes en el gas. En presencia de niveles de residuos de mercurio, aún cuando es menor a 1 nanograma por metro cúbico normal, la capa dorada forma una amalgama que previene que el agua entre al óxido. Este proceso es acumulativo e irreversible eventualmente destruyendo el sensor. Los sensores QCM no son afectados por el mercurio aun a altos niveles del mismo.

1.1.3.2 Efecto del glicol en analizadores de humedad

Los sensores de humedad de óxido de aluminio, de óxido de silicio y electrolíticos operan midiendo una propiedad eléctrica (capacitancia o corriente) que es relacionada con la concentración de moléculas de agua en el gas. Claramente tales sensores se verán afectados por componentes en la corriente de gas que también afectan la propiedad eléctrica que está siendo medida. El glicol que es conductivo, reduce la capacitancia del sensor de óxido, dando así falsos y bajas medidas de humedad. En sensores electrolíticos, la presencia de glicol incrementa el flujo de corriente eléctrica, causando falsas y altas medidas de humedad. Debido a que los sensores QCM miden una frecuencia de oscilación ellos no se ven afectados por el glicol.

1.1.3.3 Efecto del metanol en analizadores de humedad

La tecnología electrolítica asume además que ninguna otra molécula diferente al agua será electrolizada y por tanto contribuye a la medida de la humedad. Investigaciones recientes han mostrado que más del 13% del metanol es electrolizado por sensores normales electrolíticos, y erróneamente reportado al usuario como agua. El resultado es una falla seria, un error grande que no puede ser detectado ni compensado. Los sensores QCM se seleccionan para su uso en agua y no se ven afectados por la presencia de metanol en la corriente.

1.1.3.4 Efecto del H₂S en analizadores de humedad

Los sensores de humedad de óxido de aluminio, de óxido de silicio y espejos refrigerados de punto de rocío contienen materiales de construcción que son rápidamente corroídos por altos niveles de H₂S en presencia de agua. Los sensores QCM no se ven afectados por concentraciones de H₂S más altas de 30% de volumen.

1.1.3.5 Efecto del CO₂ en analizadores de humedad

Los sensores de humedad de óxido de aluminio, de óxido de silicio y espejos refrigerados de punto de rocío contienen materiales de construcción que son rápidamente corroídos por altos niveles de CO₂ en presencia de agua. Los sensores QCM no se ven afectados por concentraciones de CO₂ más altas de 100% de volumen.

1.1.3.6 Efecto de hidrocarburos líquidos en analizadores de humedad

Hidrocarburos líquidos afectan todas las tecnologías de sensores de humedad al encerrar el sensor y formar una capa barrera que previene que el agua sea detectada. El problema es particularmente grave para sensores de humedad de óxido de aluminio, de óxido de silicio y electrolíticos que no pueden detectar la presencia del encierro causado por un hidrocarburo. Esencialmente el sensor se ha vuelto completamente insensible al agua pero continúa dando una lectura que corresponde a la medida final de humedad antes que se diera el encierro por el hidrocarburo líquido. Sensores QCM aunque no son impermeables a la

contaminación de hidrocarburos líquidos continúan monitoreando frecuencia de oscilación. En caso de que ocurra contaminación por hidrocarburo líquido esta frecuencia se reducirá por debajo del nivel establecido por fábrica y de este modo se activará una alarma que inmediatamente advierte al usuario de la condición de contaminación.

1.2 Análisis de punto de rocío de hidrocarburos

El punto de rocío de hidrocarburos es la temperatura a la cual los hidrocarburos se comienzan a condensar dentro de las tuberías de gas natural. Es común que se confunda con el punto de rocío del agua, que es la temperatura a la que el agua comienza a condensarse.

1.2.1 Monitoreo del punto de rocío de hidrocarburos cuando se transporta y cuando se procesa.

El control del punto de rocío del hidrocarburo es esencial para una producción eficiente de gas natural, así como para su transportación y uso. En altas presiones, en plataformas de producción en aguas profundas, la condensación retrógrada puede provocar la formación de hidrocarburos líquidos. Los líquidos entonces causan otros problemas operacionales tales como flujo bala, sobrecarga de los separadores y condensación en áreas no designadas para líquidos. Las líneas de adquisición de gas en aguas profundas típicamente poseen alta presión combinada con baja temperatura de los fondos marinos, que son las condiciones ideales para la formación de hidratos, condensación de hidrocarburos, y otros problemas por limitación de flujo.

El control del punto de rocío del hidrocarburo asegura que la tubería no está dañada por el goteo ya que se ha comprobado que el goteo de hidrocarburos causa daño por erosión severa a las líneas de transmisión del gas y a las aspas del compresor. Además, cuando existe goteo a una presión deliberada, el alto punto de rocío del gas natural puede congelar el sistema de reducción de presión, causando fallas e interrupción en el cronograma de servicio.

1.2.2 Importancia del punto de rocío de los hidrocarburos

Para los consumidores de gas natural, los hidrocarburos líquidos afectan la energía suministrada por las turbinas de gas, resultando en variaciones en las emisiones, la salida y la estabilidad de las cámaras de combustión de las mismas. De acuerdo a las investigaciones que se han realizado, un problema común que

se presenta es que cuando existe una exposición a pequeñas cantidades de hidrocarburos líquidos la cámara de compresión presenta descarga de aire. Sistemas de combustión de secado bajo de NOx requieren un premezclado de gas combustible y una descarga de aire en la cámara del compresor para producir una mezcla uniforme de combustible-aire y para minimizar localmente la presencia de combustible rico en NOx que se pueda producir en ciertas regiones de la cámara de combustión. La exposición del compresor a una descarga de aire sobre la temperatura de autoignición resultará en una ignición instantánea del goteo del hidrocarburo líquido, causando así en algunos casos la ignición prematura de los gases que han sido premezclados. Esto se conoce comúnmente como “*flashback*”. En función de evitar que exista la ignición prematura de la mezcla se realiza un control directo sobre el punto de rocío de los hidrocarburos líquidos.

1.2.3 Tecnologías de medición

Realizar una medida directa sobre el punto de rocío del hidrocarburo utilizando tecnología de espejos refrigerados es el método preferido por usuarios. La tecnología de espejos refrigerados opera reduciendo la temperatura de una región (sobre la cual se va a sensar), mientras que el punto de rocío del hidrocarburo se forma. Por definición la temperatura a la cual el punto de rocío del hidrocarburo se forma es el punto de rocío del hidrocarburo. La tecnología de espejos refrigerados de algunos analizadores utiliza enfriamiento de estado sólido y sensado de elementos para realizar una medida del punto de rocío del hidrocarburo de modo automático

1.2.3.1 Ineficiencia de los cromatógrafos para medir punto de rocío de hidrocarburos

Un acercamiento alternativo para realizar la medida del punto de rocío del hidrocarburo es realizando un análisis cromatográfico del gas y calculando el punto de rocío. Para muchos usuarios este aproximamiento parece atractivo al principio por utilizar cromatógrafos de gas existentes que a su vez calculan el valor calorífico, densidad relativa, y compresibilidad. Sin embargo, debido a que el punto de rocío del hidrocarburo es conducido principalmente desde los componentes más pesados presentes en la corriente de gas, el método de cálculo puede producir errores significativos de estimación aún cuando el cromatógrafo se encuentra calibrado a niveles en ppm de C₁₄. Los cromatógrafos de gas estándar reportan los hidrocarburos más pesados como una composición de C₆₊ que no se pueden concebir como cálculos confiables del punto de rocío.

1.3 Análisis de sulfuro de hidrógeno

Un correcto y confiable análisis de niveles bajos de H₂S es un requisito principal en la medición de gas natural. A presión total alta, menos de 100 ppm de H₂S pueden conducir a un agrietamiento por tensión del sulfuro. En presencia significativa de vapor de agua, el H₂S forma un ácido agresivo que rápidamente ataca las secciones de aluminio de la turbo expander, causando corrosión de las tuberías, avería el compresor, entre otros daños, sin mencionar el efecto que tiene sobre la salud de los operadores. También el H₂S se oxida a SO₂ cuando se quema causando así polución de SO₂.

1.3.1 Tecnología específica de medición

1.3.1.1 Funcionamiento del analizador de cinta de acetato de plomo

Una técnica común para medir bajos niveles de H₂S es exponiendo el gas a una cinta que ha sido impregnada con plomo. El H₂S reacciona con el plomo para formar sulfuro de plomo.



El sulfuro de plomo es marrón y por esto causa que la cinta se oscurezca. El grado de oscuridad es proporcional a la concentración de H₂S y es detectado ópticamente. A cierto intervalo, típicamente 3 o 5 minutos, la cinta avanza a para que una nueva sección de cinta se ubique para el siguiente muestreo.

1.3.1.2 Otras tecnologías de medición

Tecnología fotométrica permite la designación de analizadores de bajo mantenimiento y confiables, sin embargo, el manejo innovador de las técnicas de muestreo son requeridas para sobrellevar el problema que implica la interferencia de la absorción de otros compuestos UV que puedan estar presentes en la corriente. Existen modelos de analizadores que han desarrollado métodos únicos para evitar la interferencia de otros componentes de gas natural.

Uno de los métodos que emplean estos analizadores es cromatografía de elución frontal para separar y eliminar especies interferentes. Esto asegura análisis de exactitud de la vía de gas que dirige la espectroscopia de absorción de UV. El H₂S y el COS son las primeras especies de absorción para ser eludidas a través de la columna. Estos compuestos son analizados fotométricamente. La siguiente especie eludida es el metilio de mercaptano. La interferencia del metilio mercaptano es prevenida al terminar el análisis antes que se abra paso y entonces

se hace cambio a una columna fresca y así el análisis puede continuar, esto se debe a que estos modelos de analizadores están compuestos con dos columnas. Mientras que una columna se encuentra acondicionando la muestra de gas, la otra está siendo automáticamente regenerada.

El otro método consiste en utilizar una reacción química específica que convierte completamente el H_2S en sulfuro de amonio. Esta concentración de sulfuro de amonio es medida con un fotómetro y se correlaciona con la concentración de H_2S . Este principio de medición indirecta brinda lecturas precisas mientras que elimina todas las posibles interferencias de un hidrocarburo no saturado y aromático, y de los compuestos producidos por el sulfuro presente en la corriente de gas del proceso.

1.3.2 Consideraciones prácticas del análisis de sulfuro de hidrógeno

Las siguientes son las consideraciones prácticas en el análisis de sulfuro de hidrogeno.

1.3.2.1 Limitaciones de la tecnología de cinta de acetato de plomo

Los usuarios de tecnología arcaica reportan inconformidades generales con ella concernientes a estar ligados a un constante mantenimiento debido al cambio regular que se debe hacer al casete que contiene la cinta, a la posibilidad de ruptura de la cinta, a la necesidad de reactivos, a la dificultad de manipular condiciones de sobrecargas de H_2S , a la sensibilidad de la tecnología a ambientes extremos y al problema que representa al momento de la eliminación de la cinta utilizada.

1.3.2.2 Ventajas del uso de analizadores con tecnología de sulfuro de hidrogeno

La tecnología de sulfuro de hidrógeno utiliza absorción UV en vez de cinta de acetato de plomo. La tecnología UV es inherentemente robusta contra fallas y requiere poco mantenimiento cada seis o nueve meses. Muchos compuestos en gas natural en adición al sulfuro de hidrógeno son absorbidos en la región UV. Sobrellevar la interferencia de ellos requiere técnicas de muestreo innovadoras y sofisticadas. Existen modelos de analizadores que emplean tecnologías de separación cromatográfica que retarda a los compuestos interferentes para entrar a la corriente de análisis. Otros modelos emplean tecnología de extracción de amonio que convierte sulfuro en sal de amonio para analizar la longitud de onda de no interferencia.

1.4 Sulfuro de hidrogeno en análisis de aminas

Las corrientes de gas natural frecuentemente contienen cantidades inaceptables de H_2S y otros compuestos de sulfuro. El H_2S es un químico corrosivo y altamente tóxico que se encuentra naturalmente en la mayoría del gas natural bruto. El gas natural contiene altas concentraciones de compuestos de sulfuro que son llamados agrios (gas natural agrio). Luego que el gas natural puede ser utilizado el H_2S y otros gases ácidos deben ser removidos. El acto de remover todos estos químicos indeseados es conocido como edulcoración de gas. El método más común para remover el H_2S es un proceso alcanolamino donde una solución acuosa de amina es utilizada para absorber el H_2S del gas natural.

El gas natural agrio entra al fondo de un absorbedor mientras que la solución acuosa de amina es bombeada a la parte superior del absorbedor. Esta solución de amina magra absorbe la mayoría de H_2S y un poco de CO_2 al tiempo que pasa contracorriente con el gas natural. El resultado es gas edulcorado que se extrae de la parte superior del absorbedor. El H_2S rico en amina extraído del absorbedor es entonces calentado por intercambio con una solución caliente de H_2S . La amina enriquecida fluye entonces a un tanque con compuestos químicos para ser regenerado en amina magra. Las reacciones del absorbedor son revertidas con el calor suministrado por la separación de vapor generado en una caldera. Los gases ácidos removidos son extraídos por la acción del vapor el cual es entonces condensado, separado del gas y retornado al tanque de compuestos químicos como reflujo. El gas ácido continúa a un sistema de recuperación de sulfuro tal como una unidad Claus.

La amina magra caliente es bombeada de la parte superior del tanque de compuestos químicos y es enfriada por intercambio con una solución fría enriquecida en amina. El calor adicional es removido de la solución amina magra por un segundo enfriador antes de ingresar de nuevo al absorbedor.

1.4.1 Objetivos de la mejora de proceso

El alcanolamiento en solución acuosa reacciona con CO_2 y H_2S para darle paso a las sales correspondientes. Después del calentamiento las sales se rompen en los materiales originales iniciales.

La caldera que se utiliza en el proceso es sin duda el principal consumidor de energía en este tipo de plantas. El vapor es comúnmente la mayor fuente de energía utilizada, pero algunas unidades son directamente potencializadas con gas natural. Un analizador capaz de monitorear exactamente los remanentes de H_2S en la solución de amina magra caliente proveniente de la parte superior del

tanque de compuestos químicos puede proveer una herramienta vital con la cual los operadores pueden optimizar el consumo de energía efectuado por las calderas. El objetivo del proceso de análisis con solución de amina magra es para evitar el exceso de energía consumida mientras se asegura que el gas tratado cumple con las especificaciones del producto.

1.4.2 Análisis manual y automático

El análisis periódico manual ha sido utilizado durante muchos años para confirmar la operación nominal de la planta de amina. Sin embargo, el análisis manual es insuficiente para remitir una unidad de control de amina de lazo cerrado en tiempo real. Este control de amina enriquecida resulta en consumo excesivo de energía. La tasa de recirculación de amina no es óptimo pero si ajustado para errar en un estado de seguridad de error. Esto resulta en un gasto significativo de energía que lidera un gasto excesivo de operación.

Se han realizado efectivos análisis automáticos de soluciones aminas cuya dificultad radica en el constante cambio del historial de lo que ha ocurrido en tiempo anterior. Debido a que la amina es repetidamente reciclada su composición precisa cambia debido a la acumulación de suciedad, inhibidores de corrosión, corrosión de subproductos y otros contaminantes producidos por el rompimiento de químicos. Estos compuestos pueden resultar en errores de interferencia en el análisis. En orden de conseguir un análisis exacto y verdadero, un medio de controlar y eliminar la interferencia debe ser diseñado e implementado. Existen empresas que han solucionado dicho problema.

Existen modelos de analizadores que están específicamente diseñados para proveer análisis continuo de H_2S en una corriente de amina magra para asegurar que las características de especificaciones del producto son obtenidas a un costo de energía mínima. La principal característica de estos analizadores es la técnica patentada para proveer un cero exacto, o una línea de tiempo de referencia para compensar el cambio de historial o trasfondo de absorción causado por las numerosas impurezas en la solución amina. Además, estos analizadores monitorean continuamente el H_2S cargado de la solución amina que sale del absorbedor. La amina magra se utiliza de manera exclusiva como el flujo cero, permitiéndole sustraer todos los cambios de composición en la amina acuosa.

2 Aplicaciones con gas natural

El crecimiento continuo en la demanda de gas natural incrementa alrededor del mundo la necesidad de una fuente de energía confiable y limpia. La industria de gas natural se esfuerza por darle cumplimiento a esta necesidad por medio del constante descubrimiento de nuevos campos de gas y el desarrollo de nueva tecnología para la extracción, el procesamiento y el transporte del mismo. Existen empresas que están dedicadas a darle soporte a la siempre creciente necesidad de la industria de gas por instrumentación y analizadores exactos, confiables y de bajo costo de mantenimiento.

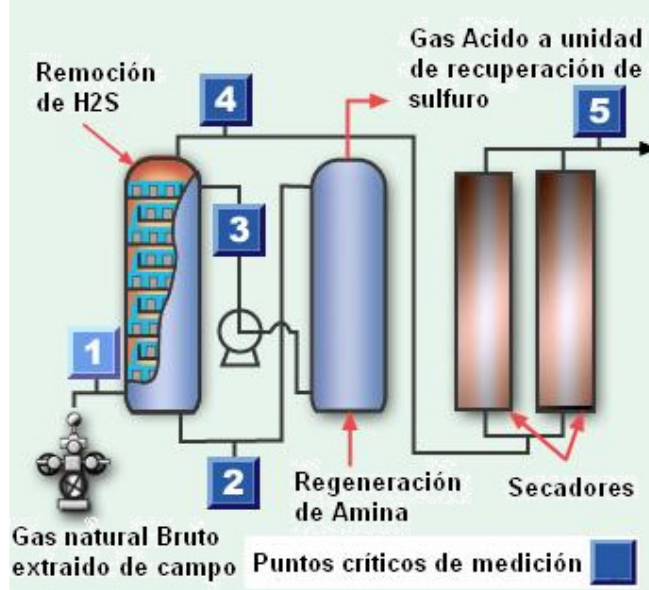
La idealización de la cadena de custodia de la producción de gas natural se divide en cinco grandes sectores desde la boca del pozo hasta su distribución.

- Purificación
- Separación
- Transportación
- LNG (Gas natural líquido)
- LPG (Gas propano líquido)

2.1 Purificación del gas

La figura 1 muestra los puntos críticos en donde se deben realizar mediciones haciendo uso de analizadores.

Figura 1. Puntos críticos de medición para purificación del gas natural



Fuente. Tomado de Instrumentation For Natural Gas Applications, AMETEK Process Instruments y modificado por el autor del proyecto

- 1 Analizadores Feed Forward: utilizados para monitorear niveles de humedad y H_2S en el gas natural amargo que entra a la unidad de edulcoramiento. Se usan cuando la fuente de alimentación de gas es extraída de numerosas reservas, o cuando los niveles de humedad y H_2S fluctúan dramáticamente. Las señales a las que estos analizadores ayudan son las de control de los procesos de edulcoramiento y secado, además de prevenir trastornos repentinos en el proceso asociados a las fluctuaciones de la alimentación de gas.
- 2 Analizadores de amina enriquecida: Utilizados para monitorear el nivel de H_2S en la salida de amina enriquecida de la unidad contactora edulcorante de gas. Esto asegura que el H_2S cargado en la amina se encuentra al óptimo nivel. Esta medida provee dos beneficios distintos, ayuda a asegurar que la amina absorbe tanto H_2S como para no convertirse completamente saturado a través del control de la tasa de recirculación de la amina. Como beneficio paralelo, esto reduce la demanda de energía en el regenerador de aminas debido a que la cantidad de amina que requiere la regeneración es controlada.
- 3 Analizador de amina magra: Utilizado para monitorear los residuos de H_2S en la salida de amina magra en la columna de regeneración de amina. El residuo de H_2S debe estar a un nivel que asegure que el gas edulcorado cumpla con las especificaciones. Este análisis previene el sobre flujo de aminas y de este modo minimizar la creación de ácidos y productos de corrosión en la amina. El tiempo de vida de la amina es

extendido por la minimización de la degradación que ocurre durante la regeneración.

- 4 Analizador de sobregasto de contactor: Utilizado para monitorear el residuo de H_2S en el gas natural edulcorado y húmedo que sale del contactor de aminas. Monitoreando este punto se elimina el tiempo de retraso asociado con el monitoreo después del sistema de secado. Los trastornos del proceso son reducidos debido a un control de proceso más estricto.
- 5 Analizadores de calidad de la tubería de gas: Utilizados para monitorear la calidad del gas natural a la salida del proceso de purificación. Estos analizadores son utilizados para asegurar que la concentración de humedad, la concentración de sulfuro de hidrógeno y el punto de rocío del hidrocarburo cumplen con todas las especificaciones requeridas en el gasoducto.

Todos los analizadores de humedad están específicamente diseñados para soportar el rigor de monitorear la humedad en la corriente que fluye en el proceso de deshidratación. Estos analizadores, basados en tecnología QCM, son altamente resistentes a la interferencia del metanol, a la contaminación del mercurio, a la suciedad del glicol, al sulfuro de hidrógeno y a la corrosión HC_1 .

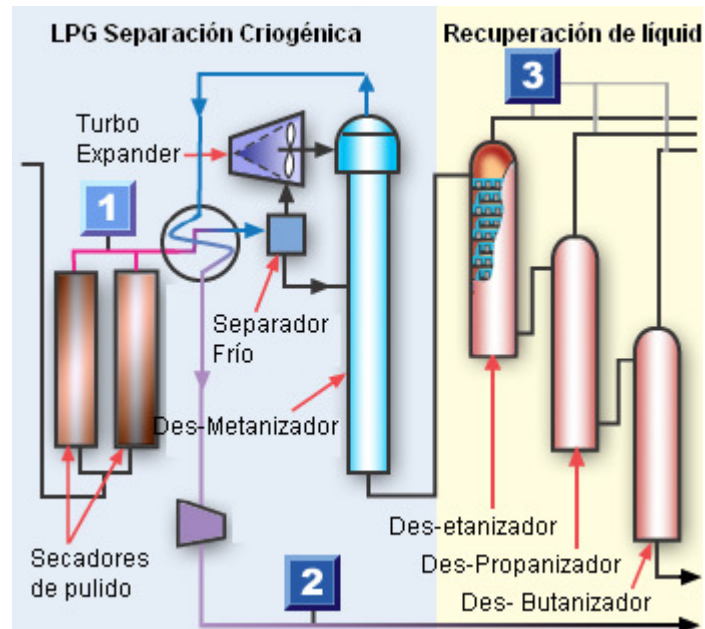
Los analizadores de H_2S son especialmente diseñados para monitorear la concentración de sulfuro de hidrógeno presente en el gas natural edulcorado que sale del proceso de deshidratación. Estos sistemas son diseñados para ser altamente confiables, de bajo mantenimiento como el requerido por analizadores de H_2S tradicionales.

Los analizadores de punto de rocío de hidrocarburos están hechos específicamente para gas natural. Su principio se basa en un dispositivo de tecnología de espejos congelador que proveen la mayor exactitud posible en el análisis de punto de rocío de hidrocarburos.

2.2 Separación NLG (Gas Natural Líquido)

La figura 2 muestra los puntos críticos en donde se deben realizar mediciones haciendo uso de analizadores.

Figura 2. Puntos críticos de medición para separación del gas natural líquido



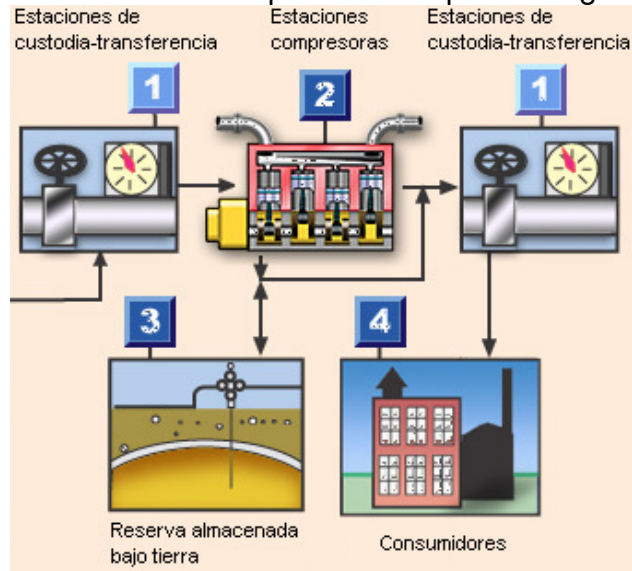
Fuente. Tomado de Instrumentation For Natural Gas Applications, AMETEK Process Instruments y modificado por el autor del proyecto

- 1 Analizador de humedad para control de los secadores de los separadores: Los secadores de los separadores que se encuentran a la entrada de la planta de recuperación criogénica deben secar la alimentación de gas a una concentración de humedad de menos de 100 partes por millón (ppb, o 0.01 ppm). Esta concentración de humedad es únicamente 1/1000th de la humedad límite que es comúnmente tolerada dentro del margen de calidad de las tuberías de gas. Mucha humedad liderará a una pérdida de la eficiencia de recuperación y si no es detectada, dañaría el equipo del proceso. Los analizadores que son comúnmente utilizados para monitorear la calidad del gas en gasoductos no son adecuados para este tipo de aplicaciones.
- 2 Analizadores calidad de gasoductos de gas metano y natural: utilizados para monitorear la calidad del gas natural y metano a la salida del proceso de separación de NLG (Gas Natural Líquido). Estos analizadores son utilizados para asegurar que la concentración de humedad, la concentración de sulfuro de hidrógeno, y el punto de rocío del hidrocarburo cumplen con las especificaciones requeridas por el gasoducto.
- 3 Analizadores de hidrocarburos livianos: utilizados para monitorear la calidad de los gases propano, etano, o butano presentes a la salida del proceso de separación NGL (Gas Natural Líquido). Estos analizadores son utilizados para asegurar que la concentración de humedad y la concentración de sulfuro de hidrógeno cumplen con las especificaciones requeridas de pureza.

2.3 Transportación

La figura 3 muestra los puntos críticos en donde se deben realizar mediciones haciendo uso de analizadores.

Figura 3. Puntos críticos de medición para el transporte del gas natural líquido



Fuente. Tomado de Instrumentation For Natural Gas Applications, AMETEK Process Instruments y modificado por el autor del proyecto

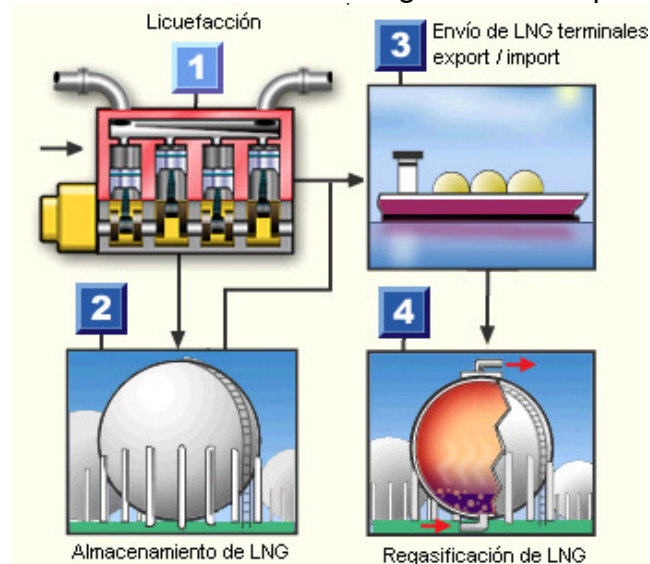
- 1 Analizadores de calidad de gasoductos de gas metano y natural: Luego que alguien toma custodia o transferencia del gas natural, su mayor interés es verificar la calidad del gas que han recibido. Por lo tanto las estaciones de custodia-transferencia están comúnmente equipadas con un arreglo de analizadores de calidad de gas. Los analizadores que se ubican en estos arreglos proveen la exactitud y la confianza requerida por la demanda de las estaciones del servicio de custodia-transferencia. Su diseño confiable y de bajo mantenimiento son ideales aún para la estación más remotamente ubicada.
- 2 Estaciones compresoras: El desempeño y la confianza de un compresor puede verse dramáticamente afectada por la calidad del gas natural. Si existen líquidos presentes en el gas natural o si se forman sobre la compresión, se puede dar lugar a desgaste excesivo de los compresores. Los analizadores de humedad y de punto de rocío de hidrocarburos brindan continua protección contra el daño de líquidos no detectados. Su diseño confiable y de bajo mantenimiento son ideales aún para la estación más remotamente ubicada.

- 3 Reservas de almacenamiento bajo tierra: Cuando se almacena en formaciones geológicas naturales, el gas natural se satura con humedad, por lo tanto, las instalaciones de almacenamiento operan con una unidad de deshidratación para remover la humedad del gas antes de liberarlo en el gasoducto de transmisión del mismo. En adición, una estación de transferencia-custodia puede ser utilizada como la interface que se presenta entre la instalación de almacenamiento y el gasoducto. El diseño confiable y de bajo mantenimiento de estos analizadores son ideales aún para la instalación más remotamente ubicada.
- 4 El consumidor final de gas natural es típicamente aquel que utiliza el gas para generar calor. La mayoría de las técnicas utilizadas para medir el contenido de energía del gas natural fallan al realizar esta tarea por la pérdida de valor calorífico debido al contenido de humedad en el gas natural. Además, el cliente también podría confirmar que el gas que está recibiendo tiene un contenido de azufre muy bajo. Existen analizadores que brindan al cliente la exactitud y la confianza requerida para esta aplicación muy importante y crucial.

2.4 Gas natural líquido (LNG)

La figura 4 muestra los puntos críticos en donde se deben realizar mediciones haciendo uso de analizadores.

Figura 4. Puntos críticos de medición sobre el gas natural líquido



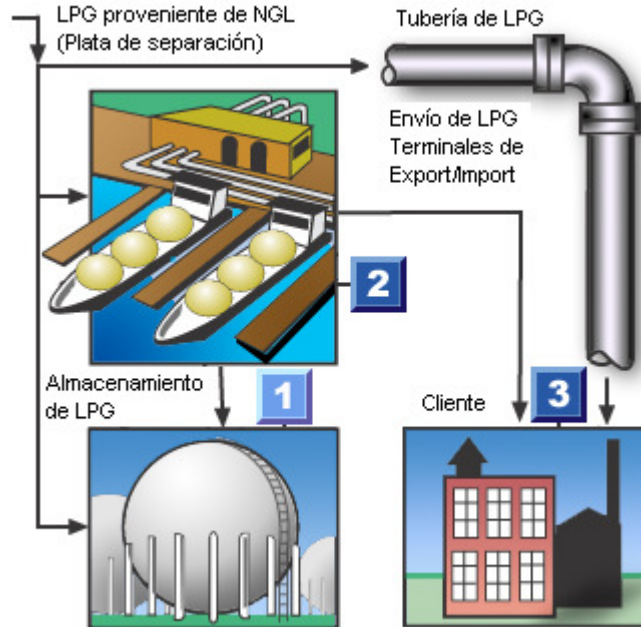
Fuente. Tomado de Instrumentation For Natural Gas Applications, AMETEK Process Instruments y modificado por el autor del proyecto.

- 1 Proceso de licuefacción: El gas natural es comprimido y licuado para ser transportado al extranjero y a regiones donde no hay gasoductos. Después de comprimir el gas natural, lo mejor que se puede hacer es verificar que el gas está libre de humedad y de sulfuro de hidrógeno ya que ambos pueden causar dificultades de almacenamiento y de transportación. Los analizadores que se utilizan en este proceso aseguran que la concentración de humedad y de sulfuro de hidrógeno cumple con las especificaciones requeridas de pureza.
- 2 Almacenamiento de LNG: Gas natural líquido en almacenamiento puede contaminarse con humedad si el contenedor mismo de almacenamiento llega a estar contaminado. Además el H₂S en el LNG puede provocar corrosión o agrietamiento del contenedor de almacenamiento. Para evitar estos problemas el mejor procedimiento es verificar que el LNG se encuentra libre de H₂S y de sulfuro de hidrógeno. Los analizadores que se utilizan en este procedimiento aseguran que la concentración de humedad y de sulfuro de hidrógeno cumple con las especificaciones requeridas de pureza.
- 3 Envío de LNG: El envío de LNG normalmente involucra custodia y transferencia del gas a los terminales de exportación o importación dependiendo de cuál sea el caso. Al igual que con todos los puntos de transferencia el mejor procedimiento a realizar es verificar la calidad del gas de tal modo que se cumplan con los requisitos de calidad.
- 4 Regasificación de LNG: el envío de LNG por lo general termina en una instalación de regasificación. Luego que el LNG es regasificado, es importante verificar que el contenido de humedad del LNG no resultará en congelamiento del equipo de regasificación. La formación de hielo no solo restringirá el flujo del gas, también puede causar daño severo al equipo y a las tuberías si no se realiza un chequeo del sistema. También es muy conveniente en este punto realizar otro chequeo del contenido de sulfuro de hidrógeno del gas como también el punto de rocío del hidrocarburo del gas natural vaporizado.

2.5 Gas Propano Líquido (LPG)

La figura 5 muestra los puntos críticos en donde se deben realizar mediciones haciendo uso de analizadores.

Figura 5. Puntos críticos de medición sobre el gas propano líquido



Fuente. Tomado de Instrumentation For Natural Gas Applications, AMETEK Process Instruments y modificado por el autor del proyecto.

- 1 Almacenamiento de LPG: Gas propano líquido en almacenamiento puede contaminarse con humedad si el contenedor mismo de almacenamiento llega a estar contaminado. Además el H_2S en el LPG puede provocar corrosión o agrietamiento del contenedor de almacenamiento. De modo inverso y fuera de especificaciones el LPG puede contaminar un contenedor de almacenamiento limpio. Con el interés de evitar estos problemas es conveniente verificar que el LPG se encuentra libre de humedad y de sulfuro de hidrógeno.
- 2 Envío de LPG: El envío de LPG generalmente implica custodia y transferencia en los terminales de exportación e importación tanto como transferencia y custodia en la entrada y salida del gasoducto. Como en todos los puntos en los que se ejerce custodia sobre el LPG siempre es necesario verificar la calidad del gas.
- 3 Clientes de LPG: El uso de LPG generalmente implica el uso de regasificación para el usuario antes que este haga uso del gas. Luego que el LPG es regasificado o vendido a un cliente residencial es muy importante verificar que el contenido de humedad del LPG no resultará en la formación de hielo y el congelamiento de válvulas o inyectores. La formación de hielo no solo restringirá el flujo del gas haciendo que el cliente se sienta insatisfecho, también puede causar daño severo a equipos grandes y a tuberías si se dejan estas variables sin revisar.

3 Tecnología de análisis

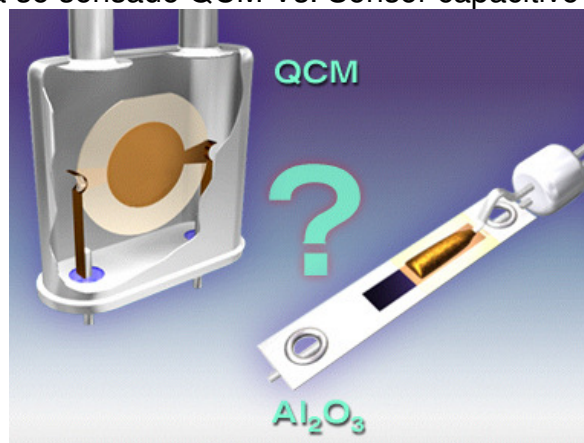
3.1 Tecnología de análisis de humedad

Existen cuatro tipos de tecnología que generalmente se utilizan para la medición de humedad en gas natural: sonda de capacitancia (óxido de aluminio u óxido de silicio), tecnología electrolítica, tecnología de espejos refrigerados y microbalance de cristal de Quartz (QCM).

Dispositivos con tecnologías electrolíticas y de espejos refrigerados son difícilmente adecuados para aplicaciones sobre flujos continuos de gas natural. El metanol causa inmensas interferencias con estas dos tecnologías. Los sensores electrolíticos son además, susceptibles a contaminación con glicol, el cuál puede causar bajos parciales eléctricos que a su vez generan lecturas altas y falsas de humedad. Las medidas de espejos refrigerados no son considerablemente reproducibles debido al impacto que varios tipos de residuos contaminantes pueden tener en cada medida que se realiza.

Las tecnologías líderes en los procesos de humedad son QCM y sonda de capacitancia. A continuación se expondrán las principales diferencias entre estas dos tecnologías, en su uso en el análisis continuo de gas natural.

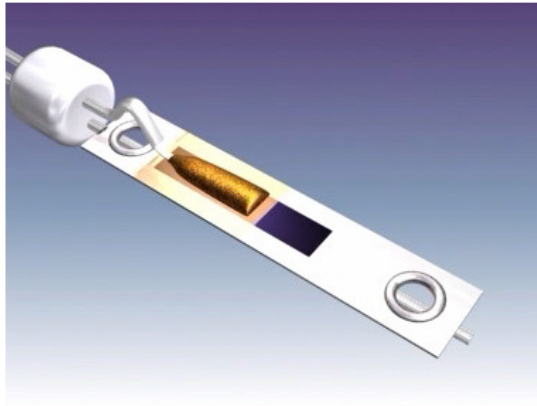
Figura 6. Tecnología se sensado QCM Vs. Sensor capacitivo de óxido de aluminio



Fuente. Instrumentation For Natural Gas Applications, AMETEK Process Instruments, Cap 3.1

3.1.1 Sensores capacitivos de óxido de aluminio

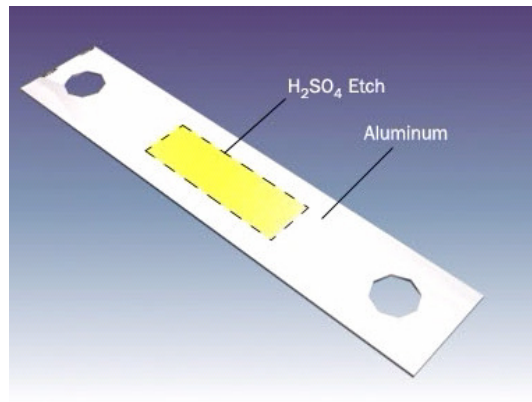
Figura 7. Sensor capacitivo de óxido de aluminio



Fuente. Instrumentation For Natural Gas Applications, AMETEK Process Instruments, Cap 3.1

Un completo entendimiento del comportamiento de estos sensores comienza con su proceso de elaboración. El elemento de sensado consiste de un sustrato sencillo de aluminio sobre el cual se ubica el oxido de aluminio y entonces la capa dieléctrica es formada. La figura 8 muestra el dieléctrico.

Figura 8. Dieléctrico del sensor de óxido de aluminio

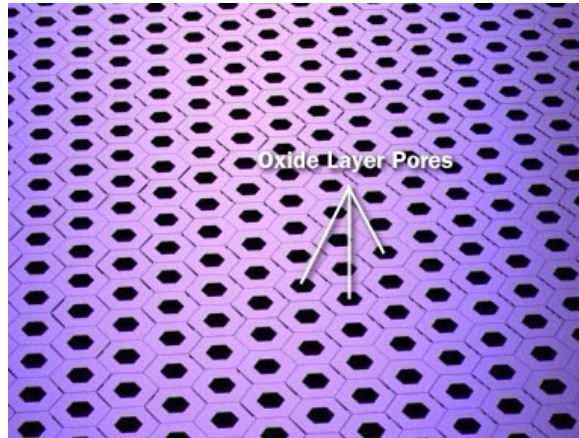


Fuente. Instrumentation For Natural Gas Applications, AMETEK Process Instruments, Cap 3.1

Durante este proceso, el ácido sulfúrico es rozado sobre el sustrato y esto a su vez provoca oxidación que forma una capa de óxido de aluminio delgada y cristalina. Una vez que esta capa está suficientemente constituida, el ácido remanente es removido de la superficie y una capa delgada de oro es entonces depositada. La capa de oro es lo suficientemente delgada como para que las moléculas de agua puedan difundirse a través de ella, entrando o saliendo por debajo de la capa de oxido. El sensor capacitivo entonces está compuesto de sustrato de la placa de aluminio del fondo, la capa dieléctrica de oxido de aluminio,

y la capa dorada que sirve como la placa superior. La forma de la superficie de la capa que permite que el agua se difumine a través de ella es mostrada en la figura 9.

Figura 9. Capa difuminadora



Fuente. Instrumentation For Natural Gas Applications, AMETEK Process Instruments, Cap 3.1

Finalmente, el sensor es calibrado por medio de una prueba de secuencia de humedad. Durante este procedimiento son medidos valores de capacitancia a varios niveles de humedad, con lo que se establece una curva de calibración para tal sensor. A lo largo de esta curva, los valores detectados de capacitancia son interpretados como valores de humedad.

De forma importante, los analizadores que utilizan sensores capacitivos son generalmente configurados para mostrar el punto de rocío o punto de congelamiento, el problema radica en que estas medidas no son realizadas apropiadamente. Los sensores capacitivos responden únicamente a la presión parcial de las moléculas de agua y no a la formación física de rocío de agua o hielo. Estos valores inferidos de punto de rocío son en realidad derivados por un cálculo interno, utilizando tablas estándar.

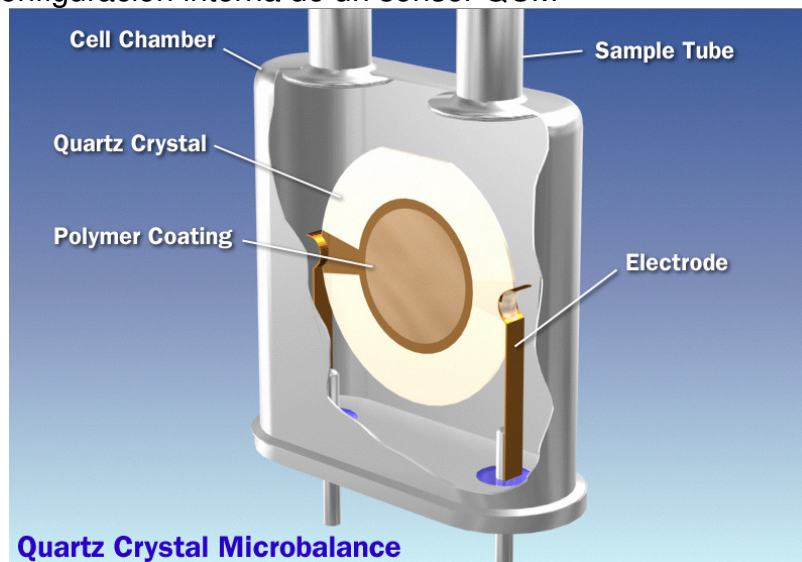
3.1.2 Sensores de microbalance de cristal de Quartz (QCM)

Un disco oscilante de Quartz se monta dentro de la celda de muestreo QCM. El disco, que es cubierto con un polímero higroscópico, varía la frecuencia de oscilación tanto como las moléculas de agua son absorbidas o desorbidas desde la cubierta. Durante el modo de operación a intervalos regulares cortos, el gas de flujo de muestreo es cambiado entre el proceso del gas y el proceso de secado del gas. La diferencia entre las frecuencias de mojado y secado es directamente proporcional al contenido de humedad en el proceso del gas.

Los componentes de los sensores QCM son Quartz, acero inoxidable, oro, y el polímero higroscópico, todos estos son no reactivos a la gran mayoría de los contaminantes del gas. Las capas conductoras de oro sobre el disco, que son cubiertas dentro de la capa del polímero, son protegidas contra la contaminación de las cantidades de residuos de mercurio que podrían, en cualquier otro caso, alterar el desempeño del sensor. Además, este sensor es apropiado para ser utilizado con flujos de gas natural que contienen volúmenes de sulfuro de hidrógeno que superan el 30%.

La figura 10 muestra la configuración interna de un QCM

Figura 10. Configuración interna de un sensor QCM



Fuente. Instrumentation For Natural Gas Applications, AMETEK Process Instruments, Cap 3.1

3.1.3 Error en la medición de humedad

Aunque relativamente económico al momento de instalar, la tecnología del sensor de óxido de aluminio es inherentemente inexacta. Esto es debido a cierto número de factores, comenzando por el hecho que el sensor de óxido de aluminio especifica el punto de rocío en términos de °C, por lo tanto, se crea una falsa impresión de alta exactitud. Esto es completamente contradicho por el hecho que el punto de rocío es medido sobre una escala logarítmica. Cuando se convierte a una escala de concentración lineal, las especificaciones de error del sensor de óxido de aluminio generalmente fallan a niveles de inexactitud de $\pm 30\%$ para concentraciones por encima de 5-10 partes por millón, y $\pm 60\%$ para mediciones por debajo de dicho nivel. Considerando las consecuencias potenciales de tal nivel de imprecisión, la economía de instalar una sonda de óxido de aluminio se vuelve altamente cuestionable.

3.1.4 Otras condiciones de error

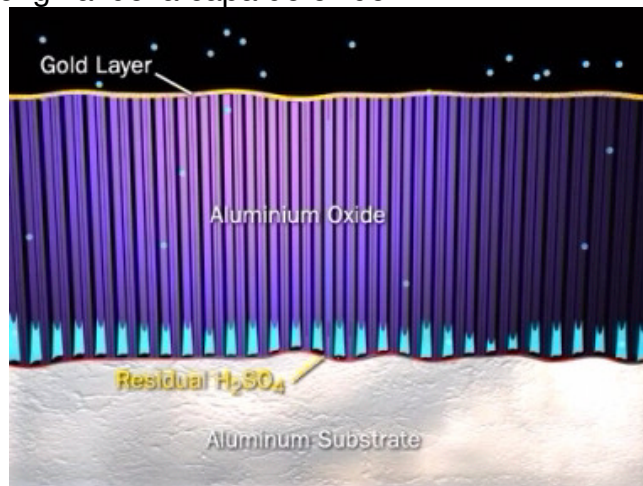
Para agravar la inexactitud intrínseca del sensor de óxido de aluminio, este reporta también, la detección de ciertos valores de capacitancia como si fueran todos debidos únicamente al valor de humedad real. Existen, sin embargo, numerosos factores que afectan la capacitancia además de la humedad. Entre estos factores se encuentran:

3.1.4.1 Crecimiento de la capa de óxido

La capa de óxido de aluminio constantemente crece aún después que el sensor está completo. Este fenómeno es la principal fuente de variación de medida que obliga a los fabricantes a una recalibración anual o semi-anual. La variación es realmente severa en sondas nuevas, y decrece con el tiempo tanto como el ácido sulfúrico en la base de la capa de óxido es gradualmente consumido. El crecimiento de la capa de óxido hace que la capacitancia de la humedad disminuya, por lo tanto, resulta en una lectura falsa de humedad de valores bajos. Las lecturas pueden estar en un error del 50% o mayor debido a la variación.

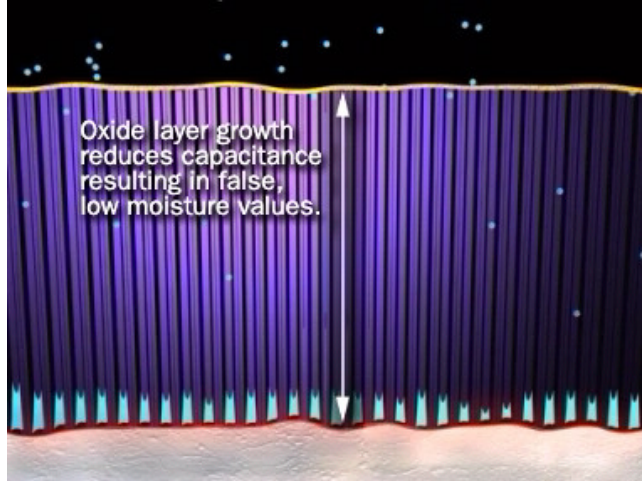
La figura 11 muestra la forma original que debe tener el sensor de óxido de aluminio mientras que la figura 12 muestra lo que pasa luego que la capa de óxido ha crecido reduciendo la capacitancia y alterando entonces las lecturas.

Figura 11. Forma original de la capa de óxido



Fuente. Instrumentation For Natural Gas Applications, AMETEK Process Instruments, Cap 3.1

Figura 12. Forma de la capa de óxido luego que ha crecido



Fuente. Instrumentation For Natural Gas Applications, AMETEK Process Instruments, Cap 3.1

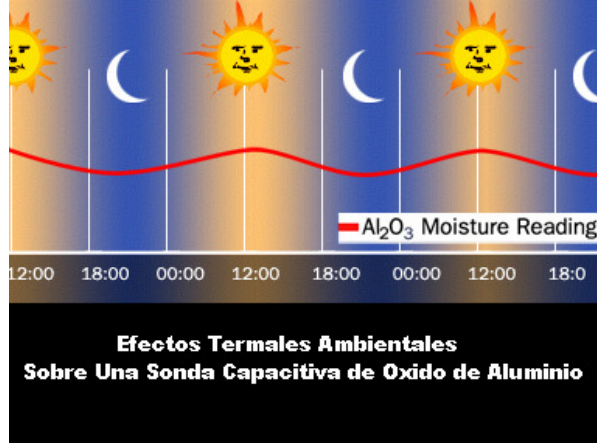
De manera contraria, los sensores QCM están basados sobre un comportamiento estable de oscilación del cristal de Quartz. No existen variaciones debido a la estabilidad del oscilador.

3.1.4.2 Efectos térmicos

Los sensores de óxido de aluminio son generalmente calibrados a temperatura ambiente. Como con cualquier capacitor, estos sensores muestran comportamiento variable a la temperatura. Una diferencia entre la temperatura del proceso del gas y la temperatura de calibración del sensor, introduce un error de 10% por 10°C. Cierta confusión acerca de la compensación térmica se ha introducido como resultado de la adición de termistores en algunas sondas. Sin embargo, estas sondas no son empleadas para compensar los efectos térmicos, sino que sirven únicamente para proveer una medida de la temperatura del proceso del gas.

La figura 13 muestra las variaciones en la medida de humedad para diferentes temperaturas de ambiente en diferentes horas del día.

Figura 13. Variación de capacitancia en función de la hora del día



Fuente. Instrumentation For Natural Gas Applications, AMETEK Process Instruments, Cap 3.1

Los analizadores QCM no son susceptibles a las variaciones en la temperatura de muestreo, desde que el sensor es calibrado y operado en una temperatura constante y regulada de 60 °C. La temperatura del gas del proceso es también estabilizada a 60 °C luego que ingresa a la celda de muestreo.

3.1.4.3 Contaminación por glicol

El glicol es un compuesto conductivo que puede producir un corte parcial entre el electrodo de oro y el sustrato de aluminio del sensor capacitivo. En presencia de contaminación de glicol, el sensor reportará valores bajos y falsos.

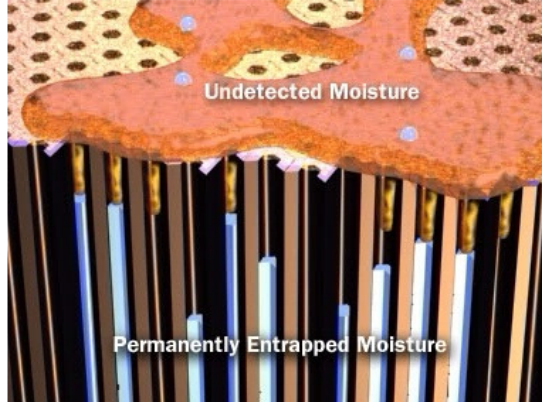
Los analizadores QCM de humedad no se ven afectados por contaminantes conductivos dado que ellos realizan medidas físicas en vez de realizar medidas de propiedades físicas

3.1.4.4 Contaminación por hidrocarburos pesados

Hidrocarburos pesados pueden recubrir la capa de oro de un sensor capacitivo, formando una membrana impermeable. El agua no puede entonces entrar o salir del sensor en esta condición. Inclusive, el sensor no tiene medios para determinar que puede existir un problema de este tipo. Aunque existe un error severo en la condición de sensado, el sensor en estado "ciego" continúa brindando lectura.

La figura 14 muestra el efecto de la contaminación por glicol.

Figura 14. Efectos de la contaminación por glicol



Fuente. Instrumentation For Natural Gas Applications, AMETEK Process Instruments, Cap 3.1

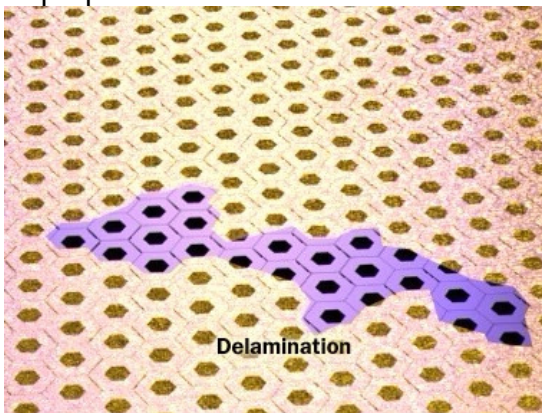
Los analizadores QCM de humedad diagnóticamente monitorean frecuencias de oscilación secas. Cuando esta frecuencia cae la contaminación en la superficie del sensor es reportada. En adición, cuando el analizador detecta esta condición una alarma es automáticamente emitida.

3.1.4.5 Daño en la capa de oro

Cualquier decrecimiento del área de la capa de oro causa degradación en la capacitancia del sensor de oxido. Esto es falsamente interpretado como un decrecimiento en el nivel de humedad. Una típica y bien conocida fuente de daños de la capa de oro es el rápido decrecimiento en la presión del proceso. Cuando esto ocurre, el agua en la capa de oxido puede ser difundida con la suficiente fuerza y velocidad para arrancar parte de la capa de oro.

La figura 15 muestra el daño de la capa que se da por delaminación o pérdida parcial de la capa dorada.

Figura 15. Daño en la capa por delaminación



Fuente. Instrumentation For Natural Gas Applications, AMETEK Process Instruments, Cap 3.1

Al reconocer que todos los sensores químicos son afectados por presión, los analizadores QCM están diseñados para operar a presión constante y reducida. Algunos modelos emplean un sistema de control dinámico de presión que asegura una presión constante sobre el sensor a cualquier presión de entrada.

3.1.5 Asuntos de confiabilidad

El análisis confiable y continuo de humedad ha resultado en un objetivo difícil de alcanzar para la industria del gas natural. Las grandes consecuencias de un evento de no detección de humedad pueden terminar en generación de hidratos, corrosión, y congelamiento de la turbo-expander y estos han dirigido a las industrias a adoptar soluciones costosas en torno a secadores de grandes dimensiones, largos intervalos de regeneración e inyección excesiva de metanol o glicol, solo para encontrarse en “el lado seguro”. Ciertamente, soluciones mucho más económicas pueden implementarse debido al altamente confiable análisis de humedad.

La industria ha estado sujeta por las grandes limitaciones de las tecnologías de análisis de fallo a cero. Por esta razón, la mayoría de los modos de fallo de los sensores de humedad muestran lecturas de humedad que son mucho más bajas que las dadas por las condiciones del proceso actual. Con sensores de óxido de aluminio, el crecimiento de la capa dieléctrica incrementa la distancia entre las placas del capacitor, disminuyendo así la capacitancia, lo que resulta en lecturas más bajas y falsas de humedad. Cortes parciales en estos sensores causados por contaminación de glicol, o delaminación parcial del electrodo dorado, pueden tener las mismas consecuencias de lecturas erróneas.

Interesante resulta que los sensores de óxido de aluminio pueden producir lecturas dinámicas aún cuando fallan lentamente. Esto se ve relacionado directamente con la temperatura. A menos que se mantenga a una temperatura constante, la lectura de estos sensores puede crecer y caer con la temperatura del calor del día y el frío de la noche. Con un sensor tan impredecible como este, no es difícil preguntarse porque las industrias emplean soluciones tan costosas.

3.1.6 Modo confiable de funcionamiento de analizadores QCM

Los analizadores QCM confrontan el asunto inevitable relacionado a la sensibilidad a la temperatura sellando el sensor es un medio con temperatura controlada y térmicamente estable. El gas del proceso que entra es acondicionado a la temperatura precisa del sensor asegurando así que no ocurrirá calentamiento o enfriamiento del mismo.

Los productos QCM operan por sensado diferencial. Secuencialmente, las moléculas de agua son acumuladas y medidas, luego son removidas, y el desempeño del sensor es medido sobre una línea base (historial). Los

compuestos en el sensor que no son aguan afectan ambos lados de la medida igualmente. Por lo tanto, por sustracción, las diferencias todavía se pueden atribuir únicamente a la concentración de agua en el proceso.

Los osciladores de cristal de Quartz son increíblemente estables en el tiempo, esto permite a los analizadores QCM utilizar el historial del sensor para diagnosticar el desempeño del mismo.

3.1.7 Verificación en línea

Todo sensor eventualmente falla ya sea debido al uso, a una falla de proceso, degradación inherente del sensor, daño mecánico, u otros factores. El único medio para determinar si el analizador de humedad está fallando (o ha fallado), es probándolo periódicamente con humedad estándar conocida. Existen analizadores que incluyen humedad interna estándar. Por horario o por demanda, el proceso de secado del gas puede ser desviado con lo que se agrega una concentración de humedad conocida, En caso que el analizador no sea capaz de reportar el valor estándar de humedad correctamente, la alarma de dato inválido es generada.

Mientras que cualquier analizador basado en óxido de aluminio puede introducir una concentración interna estándar de humedad, ninguno lo ha hecho hasta este momento. En vez de eso, los fabricantes venden un servicio periódico de recalibración de la sonda. Además, una calibración anual de la sonda no es protección contra falla de la sonda no detectadas ni contra los daños que pueden ser ocasionados por agua no medida.

3.2 Tecnología de análisis de punto de rocío de hidrocarburos

Cromatografía de gas es tecnología bien aceptada por determinar importantes propiedades del gas natural tales como valor calorífico, densidad relativa, y compresibilidad. Esto es verdad debido a que dichas propiedades son predominantemente derivadas de la mayor parte de los componentes de la corriente de gas natural. Un cromatógrafo típico de gas proporciona análisis discreto de componentes de C_5 o C_6 , y que agrupa los más pesados hidrocarburos como una suma, puede brindar alta repetibilidad de las medidas para estas propiedades.

La temperatura del punto de rocío de hidrocarburos, sin embargo, es determinada principalmente por el rastro de los hidrocarburos pesados en la corriente de gas. Los componentes de C_4 o C_5 no son condensables a temperaturas lo suficientemente altas para contribuir a un inaceptablemente alto punto de rocío de hidrocarburos. Por otra parte, decenas de partes por millón de C_9 , C_{10} , o C_{11} pueden producir un inaceptablemente alto punto de rocío de hidrocarburos.

Visto de esta manera, está claro que un cromatógrafo típico de gas, mientras que es ideal para el análisis de grandes partes del gas, es inadecuado para estimar exactamente el punto de rocío de hidrocarburos.

Un cálculo exacto del punto de rocío del hidrocarburo requiere análisis extendido de todos los hidrocarburos hasta C_{14} a niveles de partes por millón. Esto aumenta la inevitable preocupación sobre costo, complejidad, estabilidad, y disponibilidad de la calibración de gases requerida. Debido a que el punto de rocío de hidrocarburos es una propiedad física (el cambio de estado en la forma del gas a fase líquida), la óptima aproximación es realizar una medición directa de la temperatura a la cual el punto de rocío del hidrocarburo se forma. Por definición, esta temperatura es el punto de rocío del hidrocarburo. Existen modelos de analizadores que utilizan tecnologías de espejos refrigerados para hacer esto. La apropiada operación del sistema puede ser verificada en cualquier momento utilizando propano puro, dado que la temperatura del punto de rocío del propano esta dado a presiones que son bien documentadas.

3.3 Tecnología de análisis de sulfuro de hidrógeno

El H_2S absorbe fuertemente luz UV. Esto hace a la absorción espectroscópica de UV una tecnología especial para detectar bajos niveles de H_2S en gas natural, tanto como metano, etano, butano y otros sub productos. Igualmente, espectrometría UV es una metodología atractiva debido a su inherente exactitud de confiabilidad, estabilidad, y medición.

Desafortunadamente, el uso de analizadores basados en UV en estas aplicaciones ha estado históricamente limitado debido a la interferencia del rastro de componentes en la corriente de gas que también absorben luz UV. Esos son normalmente otros químicos provenientes del sulfuro tales como etil mercaptano, metil mercaptano, disulfuro de dimetilo, COS, CS_2 y similares. Componentes aromáticos también pueden interferir.

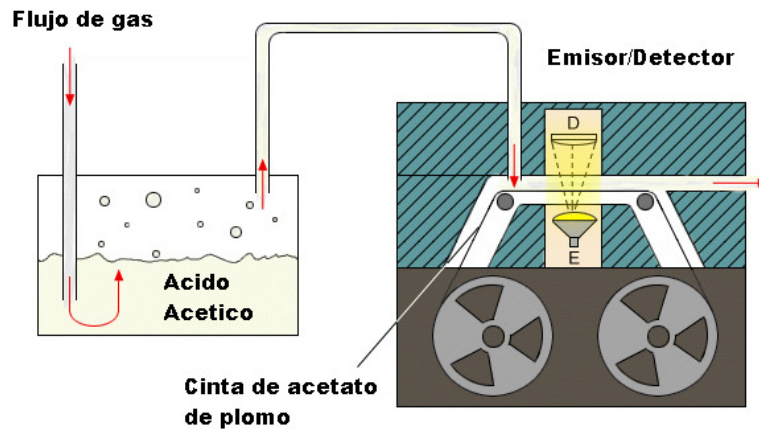
Dos tecnologías, ambas sensitivas para y selectivas por H_2S , cinta de acetato de plomo y cromatografía de gas (con un detector específico de sulfuro). Ambos métodos han sido ampliamente empleados para mediciones de bajos niveles de H_2S pese a las bien conocidas preocupaciones de confiabilidad.

De una parte, los analizadores de cinta de acetato requieren mantenimiento frecuente y programado para reemplazar los casetes consumidos. Más problemático resulta si no se realiza mantenimiento preventivo, ya que puede terminar en el rompimiento de la cinta o en una falla del casete. En estaciones remotas de custodia-transferencia el no mantenimiento puede ser un inconveniente costoso. Los cromatógrafos de gas sufren además problemas

relacionados al servicio y requieren gases de calibración costosos y difíciles de localizar.

La figura 16 muestra un esquema del modo de operación de la cinta de acetato de plomo.

Figura 16. Modo de operación de la cinta de acetato de plomo



Fuente. Instrumentation for Natural Gas Applications, AMETEK Process Instruments, Cap 3.3

Existen fabricantes que han dirigido sus esfuerzos a habilitar el uso de analizadores confiables de UV para el rastro de H_2S . Se han desarrollado dos estrategias innovadoras en el manejo del muestreo que se ocupan de los compuestos que interfieren.

Algunos modelos de analizadores superan la interferencia vía cromatografía de elución frontal. Básicamente esto significa que se emplea una columna de separación en frente del banco óptico. El diseño de la columna H_2S elude primariamente todos los otros componentes que interferirían con la medición. El H_2S es medido, la muestra es entonces cambiada a la columna de regeneración, y el análisis continúa. Diferente a los cromatógrafos de gas, estos modelos no utilizan un gas portador. También diferente a la cinta de acetato de plomo, el sistema es diseñado para operar sin atención durante 6 o 9 meses. El reemplazo de la fuente de UV es la única rutina de mantenimiento requerida, y el analizador continuamente monitorea la condición de la fuente para alertar al cliente en caso que la fuente necesite ser reemplazada.

Otros analizadores operan bajo el principio de extracción de amonio. El gas amonio es mezclado con agua para formar hidróxido de amonio. El hidróxido de

amonio reacciona con el H_2S para formar sulfuro de amonio. El sulfuro de amonio absorbe 228 nm de luz UV 64 veces más fuerte que el H_2S gaseoso. Adicionalmente, el sulfuro de amonio en fase líquida es 40 veces el H_2S en fase gaseosa. El resultado de esto es que el analizador amplifica la señal de H_2S por un factor de más de 2000 comparado con cualquier otro componente interferente. En consecuencia se obtiene una medición altamente sensitiva. El amonio es el único gas significativo que se consume, y un cilindro típico pequeño se consume en más de 3 años.

3.4 Tecnología de análisis de sulfuro de hidrógeno en aminas

El continuo análisis de H_2S en plantas de tratamiento de amina no es común. Este es un hecho desafortunado considerando los beneficios que pueden ser provistos por un análisis continuo. Un analizador de H_2S en aminas magras puede monitorear la extracción del H_2S , asegurando que la amina no es extraída de más o de menos. En ausencia de un analizador, la amina generalmente es sobre extraída por consiguiente se genera un derroche excesivo de energía. Un analizador de H_2S rico en amina puede proporcionar información de realimentación para mejorar la eficiencia del proceso.

El análisis es complicado por el continuo cambio en la composición de la amina. Al tiempo que la amina es reciclada repetidamente, es posible que suciedad, productos de corrosión, inhibidores de corrosión, y otros contaminantes causados por el rompimiento químico puedan interferir.

Muchas plantas de tratamiento de aminas utilizan muestreo periódico manual para proporcionar la realimentación analítica necesaria para mantener la planta operacional. Testeo periódico, sin embargo, no puede lograr los beneficios económicos de un lazo de control continuo y cerrado.

Con el pasar de los años se han desarrollado soluciones que resuelven el problema de la amina siempre variable en el análisis de aminas enriquecidas mediante el uso de amina magra como fluido de cero analítico. En estos modelos de analizadores de amina enriquecidos, el flujo de muestra es periódicamente cambiado entre amina enriquecida y amina magra. Ambos son analizados por espectroscopia de absorción de UV. Por sustracción, toda interferencia causada por el cambio de la amina es eliminada.

La solución existente para el problema de H_2S en amina magra también incluye mediciones de absorción de UV llevadas a cabo en dos pasos. Primero, una muestra de la solución de amina- H_2S es tomada y calentada para remover todo el H_2S . Este H_2S libre de solución amina es ahora caracterizado. Segundo, una muestra del proceso de amina magra es ahora caracterizada. Por sustracción,

todos los efectos debidos a la contaminación son eliminados, y solamente el H_2S absorbido es medido.

4 Instrumentación ofrecida por Ametek Process Instruments para aplicaciones con gas natural.

4.1 Analizadores de humedad

4.1.1 Analizador de humedad 3050-OLV QCM

4.1.1.1 Conceptos generales

La figura 17 muestra el Analizador de humedad 3050-OLV QCM.

Figura 17. Analizador de humedad 3050-OLV QCM



Fuente. Instrumentation for Natural Gas Applications, AMETEK Process Instruments, Cap 4.1

Desarrollado a mediados de los años 60s, la tecnología de microbalance de cristal de Quartz ha ganado una insuperable reputación debida a su alto nivel de exactitud, velocidad de respuesta, resistencia a la contaminación, repetibilidad, y gran fiabilidad. En consecuencia, la tecnología QCM se ha convertido en la elegida

para realizar importantes mediciones de humedad dentro de una vasta lista de grandes industrias.

Algunas de los beneficios avanzados que incluye el modelo 3050-OLV son:

Monitoreo continuo y automático de sensor. Cualquier contaminación que se presente en el sensor es automáticamente detectado evitando el comportamiento de emisión de lecturas erróneas que se presenta en la mayoría de los sensores de humedad.

Rastreo de humedad interna estándar. Para verificación en tiempo de ejecución. Ya sea por programación, o cuando se necesite confirmar las lecturas de humedad, solo es necesario poner el analizador en modo de verificación. La humedad interna estándar prueba el analizador con un valor conocido de humedad. La necesidad e inconveniencia de la recalibración del sensor es entonces completamente eliminada.

Insensibilidad a cambio de temperatura en el ambiente o en procesos de gas. El sensor QCM es constantemente mantenido a 60 °C en el modelo 3050-OLV. El gas que ingresa al proceso es estabilizado a 60 °C antes de alcanzar el sensor. El resultado es el aislamiento total de las influencias de temperatura sobre la lectura de humedad.

Notable velocidad de respuesta. El sensor QCM nunca se ve saturado con agua en el proceso y está siempre respondiendo activamente a los cambios en el análisis de humedad. Otros sensores de humedad operan pasivamente en equilibrio con agua en el proceso, causando una respuesta muy lenta de secado. Mientras que algunos fabricantes intentan superar esta dificultad por medio de software predictivo, adivinar utilizando estos métodos nunca será sustituto para una medición de humedad real.

Entre las aplicaciones típicas de este modelo se incluyen: extracción de gas, calidad de gasoducto, separación de NGL, custodia y transferencia, estaciones compresoras, almacenamiento, regasificación de LNG, y envío de LNG y LPG.

4.1.1.2 Método de análisis.

El modelo 3050-OLV opera comparando alternadamente la respuesta del sensor QCM cuando este es expuesto a procesos normales de gas y a procesos de secado de gas. Restando la respuesta de secado del sensor con la respuesta del proceso del gas se presenta que la diferencia se debe únicamente a la humedad en el proceso. Es importante destacar que la respuesta de secado es continuamente monitoreada y diagnosticada. Si la respuesta de secado presenta un cambio muy grande, debido por ejemplo a involucramiento por hidrocarburos pesados, el analizador automáticamente detecta la contaminación y emite una alarma. El resultado es confiable al igual que el análisis de humedad.

El sensor QCM es robusto contra impurezas de gas natural comunes. El metanol no interfiere. Concentraciones muy altas de H₂S (por encima de 30% de volumen) y glicol pueden ser manejadas sin inconvenientes, inclusive rastros de mercurio no afectan el sensor como es el caso de muchas otras tecnologías de sensado.

4.1.1.3 Características y beneficios

El diseño de “Sensor Inteligente” hace notable el desempeño analítico en un empaque que es fácil de establecer, configurar y utilizar.

Exhaustivos diagnósticos internos aseguran que las medidas de humedad son confiables.

No presenta falsas y verosímiles lecturas como otros sensores de humedad.

Tiene humedad interna estándar para verificar el desempeño del analizador.

Velocidad de respuesta casi en tiempo real debido a la técnica de no equilibrio del analizador. No más tiempo perdido por espera del analizador de humedad para que presente condiciones de secado tales que existan condiciones de proceso de gas.

Vastas salidas de proceso del analizador, incluyendo 4 a 20mA análoga, RS-232 y RS-485 digitales, y tres cierres de contacto (alarma del sistema, alarma de datos inválidos y alarma de concentración).

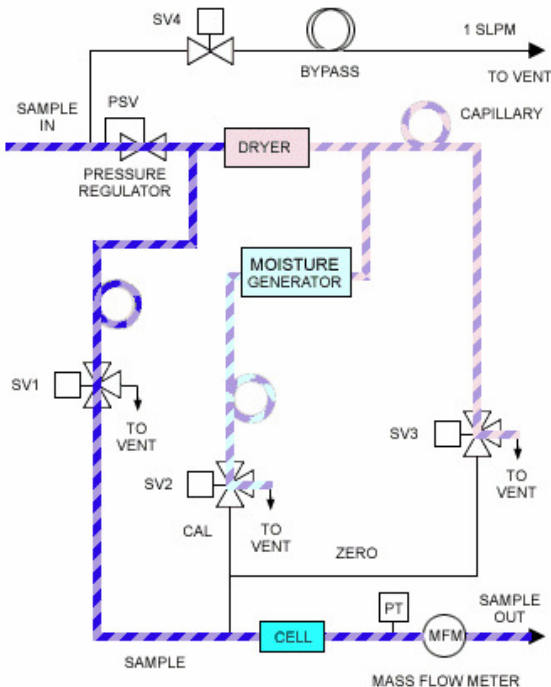
Certificaciones de zona de peligro en todo el mundo, de metrología, entre otros.

4.1.1.4 Diagramas de flujo del modelo 3050-OLV

Diagrama de muestreo de flujo

Durante el ciclo de muestreo, el gas de proceso fluye a través de la celda de medición (*measuring cell*). Al gas se le permite entonces fluir sobre el sensor por un intervalo de tiempo definido que es normalmente de 30 segundos. Durante este tiempo, las moléculas de agua son acumuladas en la superficie del sensor. Al finalizar el ciclo de muestreo, el flujo del gas es detenido y una medición precisa de frecuencia se toma. La figura 18 muestra este ciclo de muestreo.

Figura 18. Ciclo de muestreo del Modelo 3050-OLV



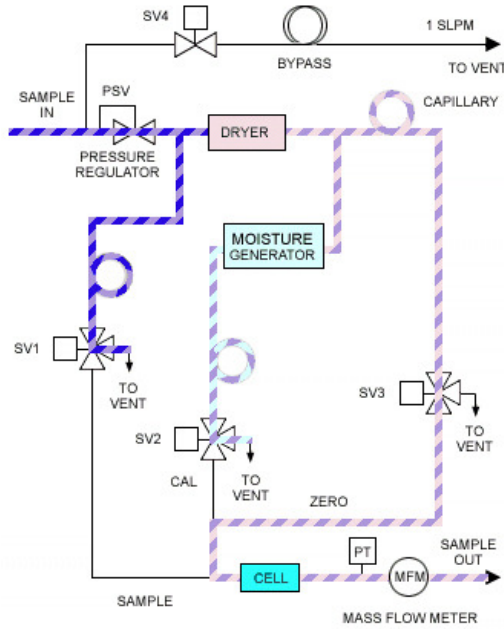
Fuente. Instrumentation for Natural Gas Applications, AMETEK Process Instruments, Cap 4.1

Luego que el ciclo de muestreo se ha completado, el ciclo de referencia inicia. Durante el ciclo de referencia, el gas del proceso, que ha pasado a través de un secador separador molecular, fluye a través de la celda. El secador filtra el gas del proceso a un nivel muy bajo de residuos de humedad. Este gas de referencia seco barre fuera todas las moléculas de agua depositadas durante el ciclo de muestreo previo. Al igual que en el ciclo de muestreo, al final del ciclo de referencia, el flujo se detiene, y la frecuencia es medida. La figura 19 muestra este ciclo de referencia

Verificación

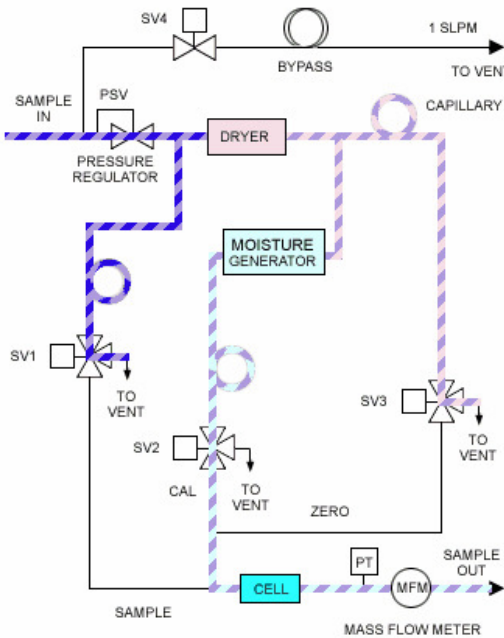
Sobre programación de cronograma automática o por demanda de usuario, el proceso de secado del gas puede ser derivado a un generador interno de humedad, localizado dentro de cada analizador de humedad QCM de AMETEK. El generador consiste de una camisa de teflón para muestreo de agua, de configuración precisa. Este generador de humedad es ideal como una validación interna estándar para asegurar la correcta operación del analizador. Basado en la respuesta de esta humedad calibrada, el analizador puede ser programado para que automáticamente haga pequeños ajustes de calibración. En caso que se presenten excesivos ajustes de calibración, una alarma será generada para alertar al usuario de un posible problema. La figura 20 muestra el flujo del gas del proceso a través del generador de humedad.

Figura 19. Ciclo de referencia del Modelo 3050-OLV



Fuente. Instrumentation for Natural Gas Applications, AMETEK Process Instruments, Cap 4.1

Figura 20. Ciclo de verificación del Modelo 3050-OLV

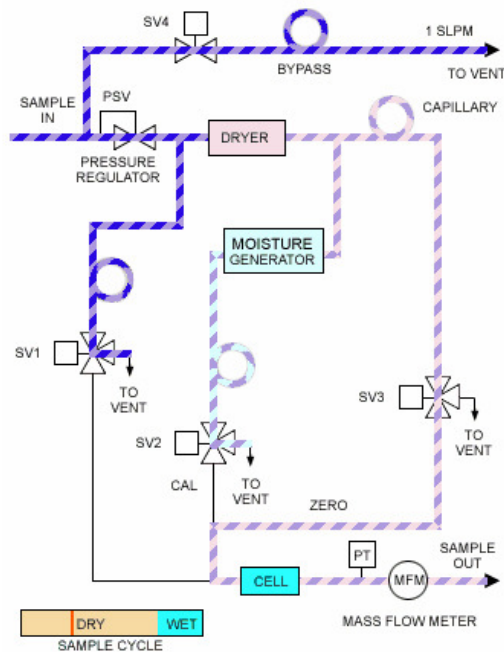


Fuente. Instrumentation for Natural Gas Applications, AMETEK Process Instruments, Cap 4.1

Modo de ahorro de celda

En modo estándar, los ciclos de referencia y de muestreo son iguales en longitud. Cuando el gas del proceso es conocido por tener contaminantes, tales como hidrocarburos pesados, un modo de ahorro de celda puede ser implementado, en el cual la duración del ciclo de referencia se hace más largo que el ciclo de muestreo, de este modo disminuye la exposición de la celda a gas de proceso de baja calidad. La figura 21 muestra el ciclo de muestreo para aplicaciones con gases que presentan contaminantes.

Figura 21. Ciclo de muestreo para gases con contaminantes

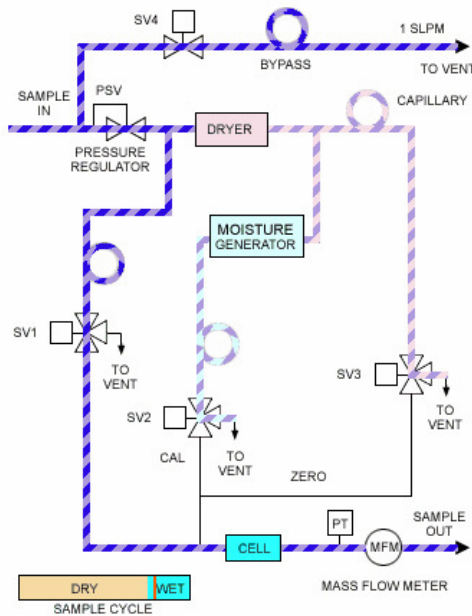


Fuente. Instrumentation for Natural Gas Applications, AMETEK Process Instruments, Cap 4.1

La figura 22 muestra el ciclo de referencia para aplicaciones con gases que presentan contaminantes.

El bypass de lazo rápido (en SV4) se encuentra como una opción utilizada para incrementar la respuesta de muestreo del sistema.

Figura 22. Ciclo de referencia para gases con contaminantes



Fuente. Instrumentation for Natural Gas Applications, AMETEK Process Instruments, Cap 4.1

4.1.1.5 Especificaciones

- Tecnología: de sensor activo de Microbalance de Cristal de Quartz (QCM), operación de no equilibrio.
- Rango de medición calibrado: 0.1 a 2500 ppmv, y el equivalente en ppmw, lb/mmscf, mg/ncm, ó punto de rocío en °C, ó punto de rocío en °F.
- Gas seco de referencia: continuamente producido utilizando el gas actual del proceso.
- Verificación en tiempo real: humedad interna estándar con calibración que permite verificación bajo demanda de la exactitud y de la capacidad de respuesta del analizador.
- Exactitud: $\pm 10\%$ de la lectura.
- Reproducibilidad: $\pm 5\%$ de la lectura.
- Límite de detección: mejor que 0.1 ppmv.
- Tiempo de respuesta del sensor: cercano a tiempo real.

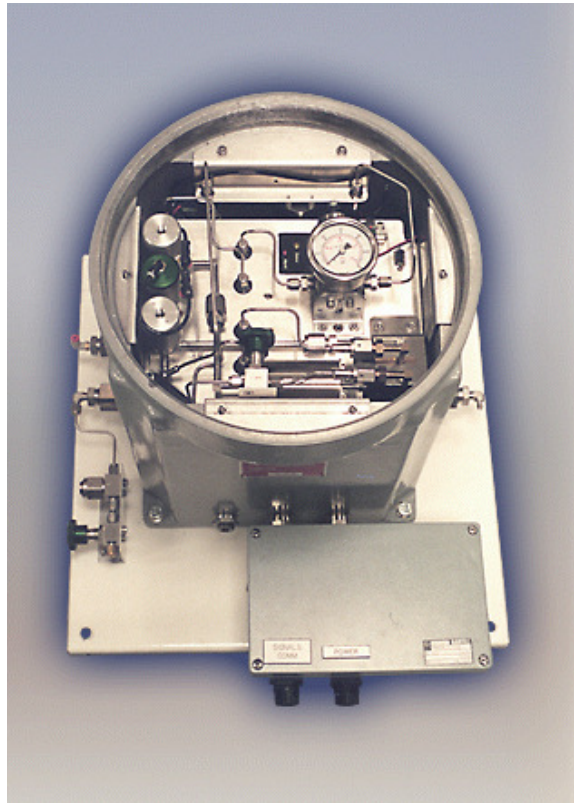
- Salidas: 4-20mA aislada; RS-232 y RS-485 digitales; 3 contactos de alarma (alarma de sistema, alarma de dato inválido, alarma de concentración).
- Límites de temperatura ambiental (analizador cerrado con sistema de muestreo): -4 °F a 122 °F (-22 °C a 50 °C).
- Aprobaciones y certificaciones: UL/CSA, Clase I, División 2, Grupos A, B, C, D con opcionales Clase I, División 1, Grupos B, C, D. CENELEC Zona 1 IIC T3. Directivas CE EMI y LVD. Aprobaciones pendientes de metrología de Gosstandart, Gosgortekhnadzor, JIS y China.

4.1.2 Analizador de humedad de bajo alcance 3050-SLR

4.1.2.1 Conceptos generales

La figura 23 muestra el Analizador de humedad 3050-SLR.

Figura 23. Analizador de humedad 3050-SLR



Fuente. Instrumentation for Natural Gas Applications, AMETEK Process Instruments, Cap 4.1

El modelo 3050-SLR está específicamente diseñado para proveer mediciones exactas y confiables de humedad en corrientes de gas altamente secas. Para lograr este objetivo, el SLR utiliza capacidad de reducción a cero que periódicamente corrige el valor de referencia de todas las fuentes. Con su rango de calibración de 100 ppb (0.1 ppm) a 20 ppm, humedad interna estándar de 1 ppm, y límite de detección de 100 ppb (0.1 ppm), el modelo 3050-SLR se encuentra realmente capacitado para tratar con LNG (gas natural líquido), calidad de etanol, salidas del separador secador, y en aplicaciones similares que demandan máximo desempeño bajo condiciones de alto seco.

El modelo 3050-SLR mide directa y confiablemente la concentración en unidades de ppm (v), ppm (w), ó en masa de agua por volumen estándar sin presión adicional ó concentración de temperatura. Para clientes que desean convertir concentración en punto de rocío, el modelo 3050-SLR puede ser programado para aceptar presión de proceso real, o presión de proceso fija.

Debido a que el modelo 3050-SLR utiliza tecnología de sensado no equilibrada, el analizador rápidamente responde a cambios extremadamente pequeños en la concentración de humedad del proceso. Importante resulta que la operación de no equilibrio también permite que el modelo 3050-SLR rápidamente presente secado rápido luego de eventos de altos niveles de humedad.

4.1.2.2 Método de análisis

El modelo 3050-SLR mide la humedad al monitorear el desempeño del cristal de Quartz, sensible al agua y de estado sólido. Al tiempo que la muestra de gas húmedo pasa por el cristal, el agua es absorbida entro de la superficie encerrada del cristal. El cristal es entonces expuesto a un muestra de gas seca y luego la humedad es liberada.

El uso de un valor de referencia impacta sobre todos los analizadores en la medición de humedad por proveer mediciones exactas en rangos de sub-ppm. En consecuencia, el modelo 3050-SLR incluye un sistema de reducción a cero. Periódicamente el gas del proceso es dirigido a través del sistema de reducción, el analizador entonces realiza automáticamente cualquier pequeña corrección en el valor de referencia, y así el proceso de análisis exacto continúa. El procedimiento de reducción a cero puede ser hecho invisible al mantener la última lectura de humedad durante la reducción a cero, al mismo tiempo, el proceso de reducción a cero puede ser monitoreado para observar la corrección de cero-offset precisa.

4.1.2.3 Características y beneficios

Bajo rango de calibración y bajo nivel de humedad interna estándar que aseguran optimo desempeño en rangos de humedad de sub-ppm.

Velocidad de respuesta extra rápida derivada de la tecnología de medición no equilibrada. Debido a que el sensor nunca se satura con el gas del proceso, el

anализador rápidamente responde al incremento o decremento en los niveles de humedad.

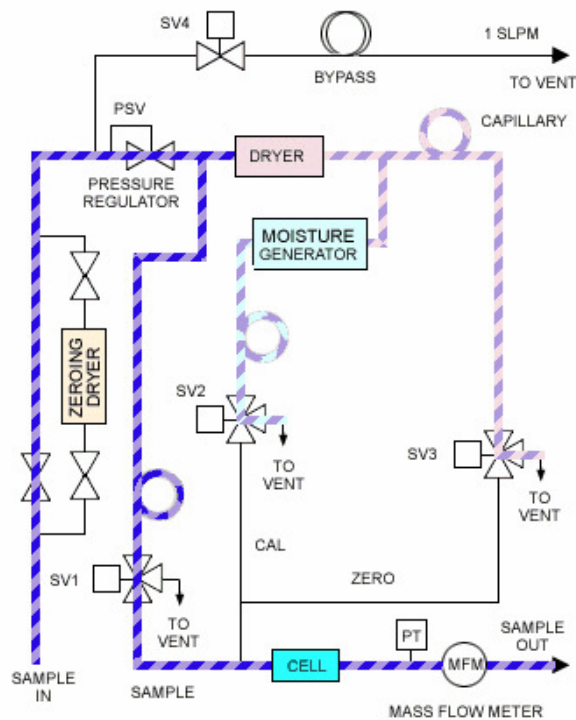
Frecuentes diagnósticos on-board que continuamente monitorean el desempeño correcto del sensor y del sistema.

4.1.2.4 Diagramas de flujo del modelo 3050-SLR

Diagrama de muestreo de flujo

Durante el ciclo de muestreo, el gas de proceso fluye a través de la celda de medición (*measuring cell*). Al gas se le permite entonces fluir sobre el sensor por un intervalo de tiempo definido que es normalmente de 30 segundos. Durante este tiempo, las moléculas de agua son acumuladas en la superficie del sensor. Al finalizar el ciclo de muestreo, el flujo del gas es detenido y una medición precisa de frecuencia se toma. La figura 24 muestra este ciclo de muestreo.

Figura 24. Ciclo de muestreo del modelo 3050-SLR

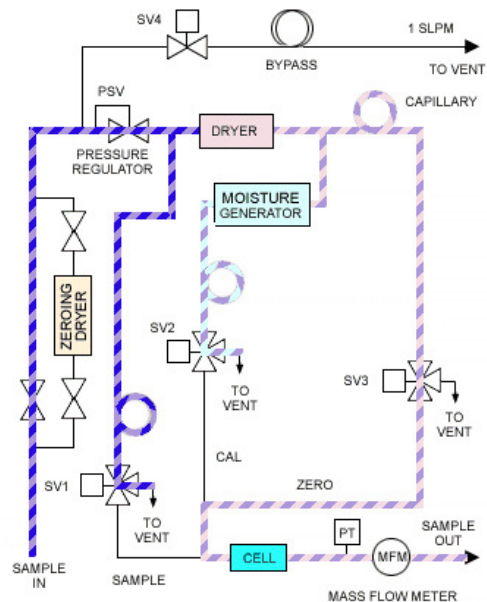


Fuente. Instrumentation for Natural Gas Applications, AMETEK Process Instruments, Cap 4.1

Luego que el ciclo de muestreo se ha completado, el ciclo de referencia inicia. Durante el ciclo de referencia, el gas del proceso, que ha pasado a través de un secador separador molecular, fluye a través de la celda. El secador filtra el gas del proceso a un nivel muy bajo de residuos de humedad. Este gas de referencia seco

barre fuera todas las moléculas de agua depositadas durante el ciclo de muestreo previo. Al igual que en el ciclo de muestreo, al final del ciclo de referencia, el flujo se detiene, y la frecuencia es medida. La imagen 25 muestra este ciclo de muestreo

Figura 25. Ciclo de referencia del Modelo 3050-SLR

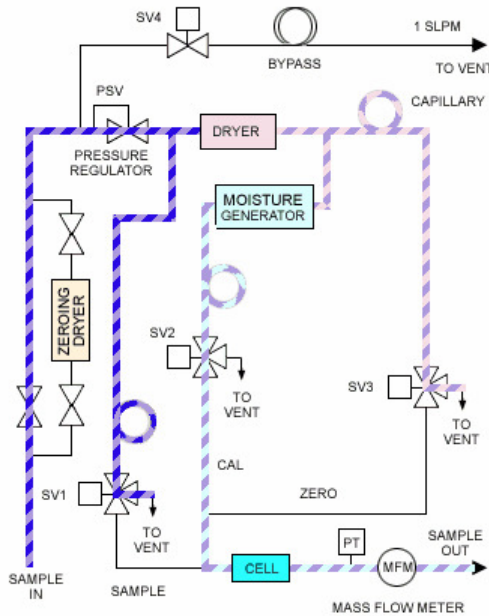


Fuente. Instrumentation for Natural Gas Applications, AMETEK Process Instruments, Cap 4.1

Verificación

Sobre programación de cronograma automática o por demanda de usuario, el proceso de secado del gas puede ser derivado a un generador interno de humedad, localizado dentro de cada analizador de humedad QCM de AMETEK. El generador consiste de una camisa de teflón para muestreo de agua, de configuración precisa. Este generador de humedad es ideal como una validación interna estándar para asegurar la correcta operación del analizador. Basado en la respuesta de esta humedad calibrada, el analizador puede ser programado para que automáticamente haga pequeños ajustes de calibración. En caso que se presenten excesivos ajustes de calibración, una alarma será generada para alertar al usuario de un posible problema. La figura 26 muestra el flujo del gas del proceso a través del generador de humedad.

Figura 26. Flujo del gas de proceso a través del generador de humedad



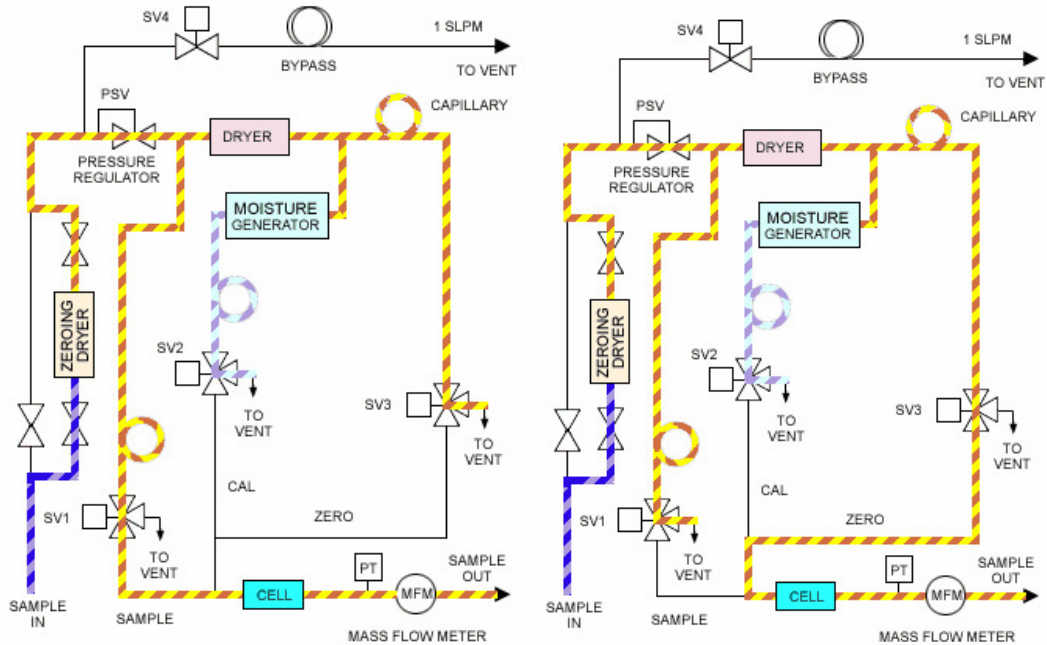
Fuente. Instrumentation for Natural Gas Applications, AMETEK Process Instruments, Cap 4.1

Auto cero

El modelo 3050-SLR utiliza un ciclo de verificación cero para lograr análisis de gas extremadamente exacto en el régimen de humedad de sub-ppm. Esta verificación es conseguida con un sistema de gas cero interno. Durante el ciclo cero, el gas seco es quien produce flujo en el sensor en lugar que el gas del proceso actual, y entonces cualquier valor de referencia es así corregido. Por medio de este sistema, el modelo 3050-SLR obtiene un límite de detección bajo de 0.03 ppm (30 ppb).

La imagen 27 muestra el flujo del gas en el ciclo cero, pasando en un caso inicial directamente por la celda, y en un caso secundario pasando a través del secador. En ambos casos se observa el paso del gas pasando a través del sistema de reducción a cero (*Zeroing Dryer*).

Figura 27. Auto cero del Modelo 3050-SLR

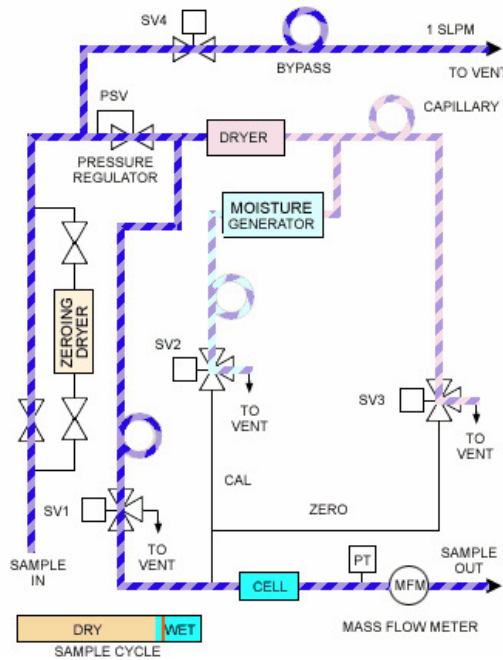


Fuente. Instrumentation for Natural Gas Applications, AMETEK Process Instruments, Cap 4.1

Modo de ahorro de celda

En modo estándar, los ciclos de referencia y de muestreo son iguales en longitud. Cuando el gas del proceso es conocido por tener contaminantes, tales como hidrocarburos pesados, un modo de ahorro de celda puede ser implementado, en el cual la duración del ciclo de referencia se hace más largo que el ciclo de muestreo, de este modo disminuye la exposición de la celda a gas de proceso de baja calidad. La figura 28 muestra el ciclo de muestreo para aplicaciones con gases que presentan contaminantes.

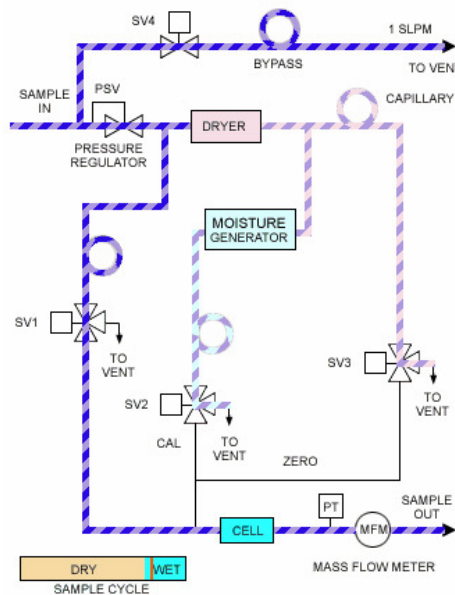
Figura 28. Ciclo de muestreo para gases con contaminantes



Fuente. Instrumentation for Natural Gas Applications, AMETEK Process Instruments, Cap 4.1

La figura 29 muestra el ciclo de referencia para aplicaciones con gases que presentan contaminantes.

Figura 29. Ciclo de referencia para gases con contaminantes



Fuente. Instrumentation for Natural Gas Applications, AMETEK Process Instruments, Cap 4.1

El bypass de lazo rápido (en SV4) que se muestra en la figura 27, se encuentra como una opción utilizada para incrementar la respuesta de muestreo del sistema.

4.1.2.5 Especificaciones

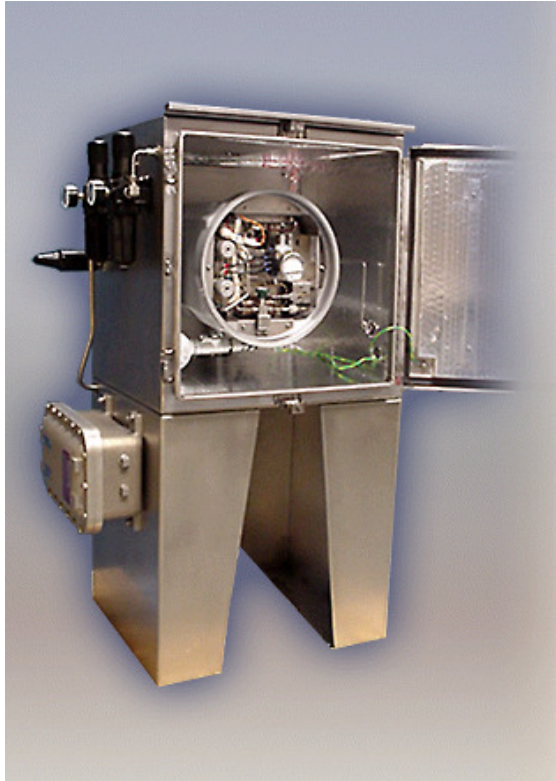
- Tecnología: de sensor activo de Microbalance de Cristal de Quartz (QCM), operación de no equilibrio, muestreo simétrico para máxima velocidad de respuesta.
- Rango de medición calibrado: 0.1 a 25 ppm. Mide en ppm (v), ppm (w), mg/ncm, lb/mmscf ó punto de rocío.
- Exactitud: ± 30 ppb (0.03 ppm) ó $\pm 10\%$ de la lectura, cualquier que sea más grande.
- Humedad interna estándar: 1 ppm nominal.
- Velocidad de respuesta QCM: cercano a tiempo real.
- Límite bajo de detección: 100 ppb (0.1 ppm).
- Confiabilidad: Ninguna rutina de calibración de fábrica es requerida debido a la naturaleza estable y confiable del sensor QCM. Verificación periódica del desempeño del sensor es disponible por medio del la humedad interna estándar.
- Corrección a cero (*Zeroing*): sistema de corrección a cero interno para corregir cualquier valor de referencia.
- Salidas: 4-20mA aislada; RS-232 y RS-485 digitales; 3 contactos de alarma (alarma de sistema, alarma de dato inválido, alarma de concentración).
- Límites de temperatura ambiental (analyzer cerrado con sistema de muestreo): -4°F a 113°F (-22°C a 45°C).
- Aprobaciones y certificaciones: NEC Clase I, División 1, Grupos B, C y D, T6; CENELEC Zona 1 IIC T6; CE LV y directivas EMC; Otras certificaciones pendientes.

4.1.3 Analizador de humedad 3050-TE (*Turbo Expander Sentry*)

4.1.3.1 Conceptos generales

La figura 30 muestra el Analizador de humedad 3050-TE.

Figura 30. Analizador de humedad 3050-TE



Fuente. Instrumentation for Natural Gas Applications, AMETEK Process Instruments, Cap 4.1

Para el analizador 3050-TE es importante tener en cuenta que mientras la mayoría de las plantas criogénicas de hoy operan controlando especificaciones de concentración de humedad de partes por millón a partes por billón, unas pocas aún controlan una especificación de punto de rocío de humedad, expresada en °F ó °C. Debido a que por definición, el punto de rocío del agua es la temperatura a la cual el rocío de agua (o hielo) se forma, detectar rocío (o hielo) en la presencia de largas cantidades de hidrocarburos licuados es físicamente imposible. Por lo tanto, cualquier instrumento que pretenda medir el punto de rocío del agua a estas temperaturas no estará realizando dicha labor. Controlando especificaciones de concentración en ppm ó ppb ofrece los medios únicos para controlar la operación de una planta criogénica exacta y reproduciblemente.

La extracción criogénica de líquidos de gas natural requiere escrupulosamente gas seco. Aún cantidades de rastros de agua a la entrada crio encerrará el intercambiador de calor con hielo, reduciendo en gran cantidad la eficiencia de extracción de líquidos. Largas cantidades de agua pueden congelar la sección criogénica, ó crear hielo sólido que puede dañar el compresor. Mientras el costo

de la reparación debido al daño del hielo puede ser considerable, aún más significativa es la pérdida de beneficio de etano no recuperado.

El regenerador basado en calor es generalmente utilizado para secar gas natural antes de la separación líquida criogénica debido a que la adecuada regeneración puede conseguir una salida residual de concentración de humedad tan baja como 10 ppb (0.01 ppm). Cuando esta salida alcanza un valor de humedad alto, típicamente de 100 a 1000 ppb (0.1 a 1 ppm) dependiendo del proceso, el gas del proceso es cambiado a un nuevo contenedor, mientras que el gas anterior es regenerado.

El modelo 3050-TE es un sistema completo diseñado exclusivamente para monitoreo de secado de gas natural antes de la extracción de líquidos criogénicos. Para realizar este extremadamente difícil y preciso análisis, el modelo 3050-TE utiliza tecnologías de muestreo que AMETEK desarrolló para otras demandas en las aplicaciones de humedad - alta pureza de gases semiconductores-. La tubería de muestreo del modelo 3050-TE es de líneas de calor 316L es acero inoxidable.

4.1.3.2 Método de análisis

El modelo 3050-TE es la solución completa en el análisis de humedad para plantas de separación de líquidos criogénicos. El gas natural secado es transmitido al analizador a través de 10 pies (3 metros) de tuberías semiconductoras de líneas de calor de acero inoxidable. El ID para la tubería está pulido a un alto nivel de suavidad para prevenir que moléculas de agua se adhieran y por tanto retardar el análisis. El gabinete del analizador comprime un analizador 3050-OLV división 1/zona 1, calentamiento y enfriamiento del gabinete, y un modulo de cero.

El modulo cero es esencial para mediciones exactas de humedad a niveles de sub-ppm. Periódicamente, el gas muestreado es derivado a través de este modulo el cual más adelante seca el gas a un contenido virtualmente de cero. El valor actual es nominalmente menos que 10 ppb (0.1 ppm). Este gas extremo-seco es utilizado para que con cierta regularidad ajustar a cero el modelo 3050-TE para corregir el valor de referencia.

4.1.3.3 Características y beneficios.

Solución de sistema integrado que asegura mediciones exactas y confiables de humedad en gas natural seco de por debajo de 10 partes por billón (0.01 ppm).

Diseño “*One world, one product*” que permite la instalación en climas de extremo caliente (+60 °C, +140 °F), ó extremo frio (-40 °C, -40 °F). No se requiere protección adicional contra frio o calor.

El desempeño del analizador es inmune a cambios en la temperatura del ambiente o del gas del proceso.

Humedad interna estándar de 1000ppb (1 ppm) para verificación periódica del desempeño del analizador.

Modulo cero interno que corrige cualquier defecto en el valor de referencia para óptima exactitud en niveles de ppb.

Alta velocidad de respuesta para incrementar o decrementar la humedad en el gas del proceso.

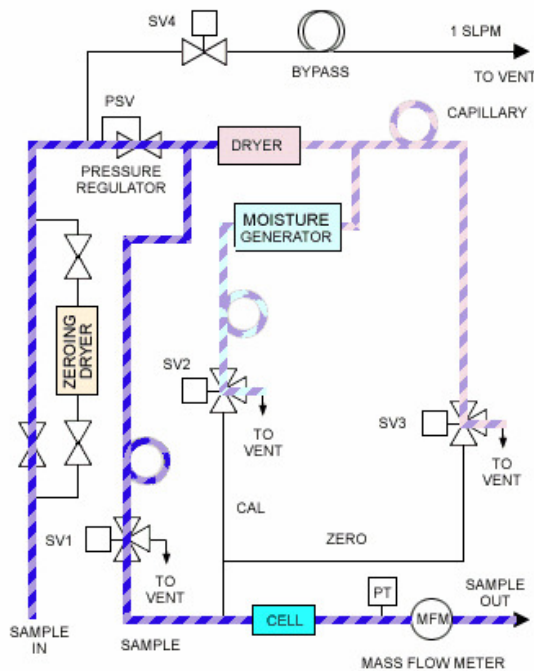
Suficiente exactitud y velocidad para ser utilizado para procesos de control completos, eliminando innecesario tiempo perdido en regeneración.

4.1.3.4 Diagramas de flujo del modelo 3050-TE

Diagrama de muestreo de flujo

Durante el ciclo de muestreo, el gas de proceso fluye a través de la celda de medición (*measuring cell*). Al gas se le permite entonces fluir sobre el sensor por un intervalo de tiempo definido que es normalmente de 30 segundos. Durante este tiempo, las moléculas de agua son acumuladas en la superficie del sensor. Al finalizar el ciclo de muestreo, el flujo del gas es detenido y una medición precisa de frecuencia se toma. La figura 31 muestra este ciclo de muestreo.

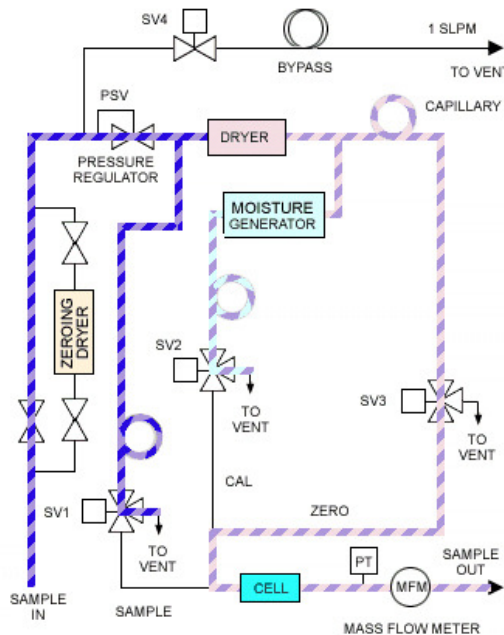
Figura 31. Ciclo de muestreo del Modelo 3050-TE



Fuente. Instrumentation for Natural Gas Applications, AMETEK Process Instruments, Cap 4.1

Luego que el ciclo de muestreo se ha completado, el ciclo de referencia inicia. Durante el ciclo de referencia, el gas del proceso, que ha pasado a través de un secador separador molecular, fluye a través de la celda. El secador filtra el gas del proceso a un nivel muy bajo de residuos de humedad. Este gas de referencia seco barre fuera todas las moléculas de agua depositadas durante el ciclo de muestreo previo. Al igual que en el ciclo de muestreo, al final del ciclo de referencia, el flujo se detiene, y la frecuencia es medida. La figura 32 muestra este ciclo de muestreo

Figura 32. Ciclo de referencia del Modelo 3050-TE



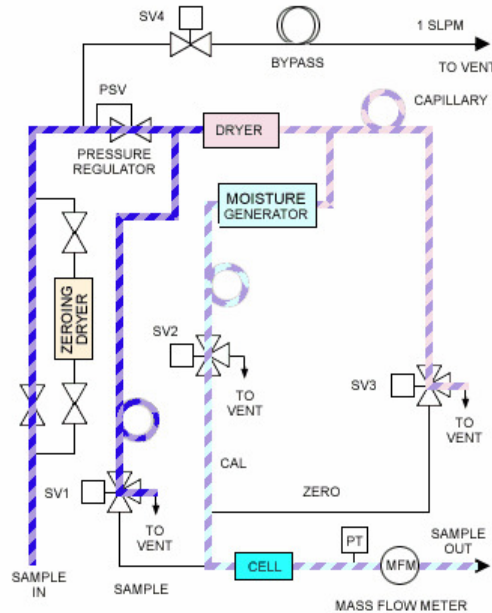
Fuente. Instrumentation for Natural Gas Applications, AMETEK Process Instruments, Cap 4.1

Verificación

Sobre programación de cronograma automática o por demanda de usuario, el proceso de secado del gas puede ser derivado a un generador interno de humedad, localizado dentro de cada analizador de humedad QCM de AMETEK. El generador consiste de una camisa de teflón para muestreo de agua, de configuración precisa. Este generador de humedad es ideal como una validación interna estándar para asegurar la correcta operación del analizador. Basado en la respuesta de esta humedad calibrada, el analizador puede ser programado para que automáticamente haga pequeños ajustes de calibración. En caso que se presenten excesivos ajustes de calibración, una alarma será generada para alertar al usuario de un posible problema.

A figura 33 muestra el flujo del gas del proceso a través del generador de humedad.

Figura 33. Flujo del gas de proceso a través del generador de humedad



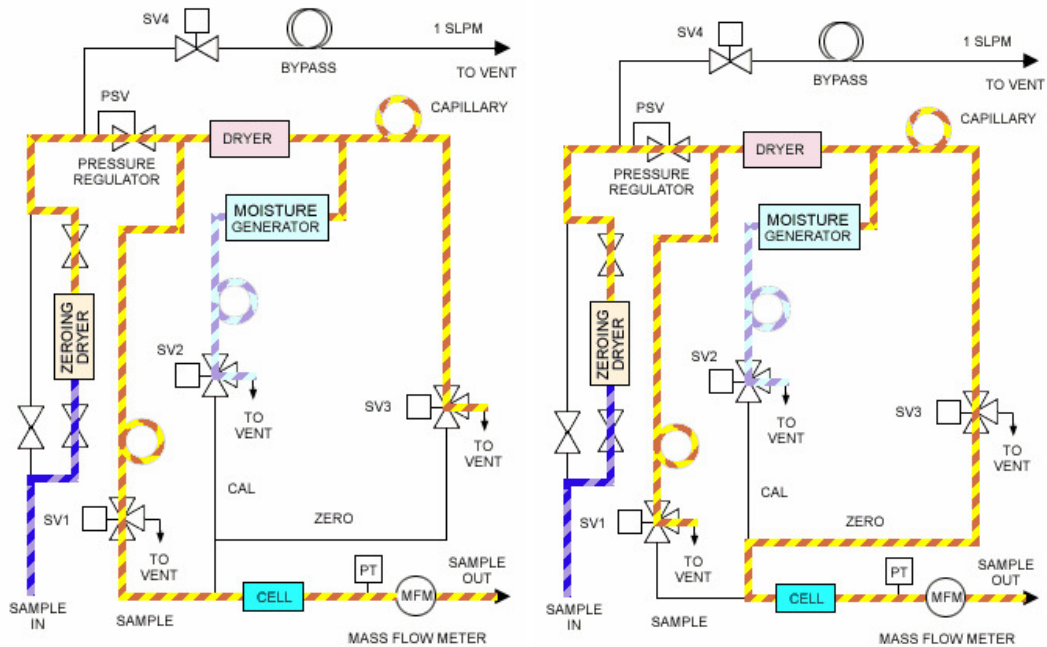
Fuente. Instrumentation for Natural Gas Applications, AMETEK Process Instruments, Cap 4.1

Auto cero

El modelo 3050-TE utiliza un ciclo de verificación cero para lograr análisis de gas extremadamente exacto en el régimen de humedad de sub-ppm. Esta verificación es conseguida con un sistema de gas cero interno. Durante el ciclo cero, el gas seco es quien produce flujo en el sensor en lugar que el gas del proceso actual, y entonces cualquier valor de referencia es así corregido. Por medio de este sistema, el modelo 3050-TE obtiene un límite de detección bajo de 0.03 ppm (30 ppb).

Las figura 34 muestra el flujo del gas en el ciclo cero, pasando en un caso inicial directamente por la celda, y en un caso secundario pasando a través del secador. En ambos casos se observa el paso del gas pasando a través del sistema de reducción a cero (*Zeroing Dryer*).

Figura 34. Auto cero del Modelo 3050-TE



Fuente. Instrumentation for Natural Gas Applications, AMETEK Process Instruments, Cap 4.1

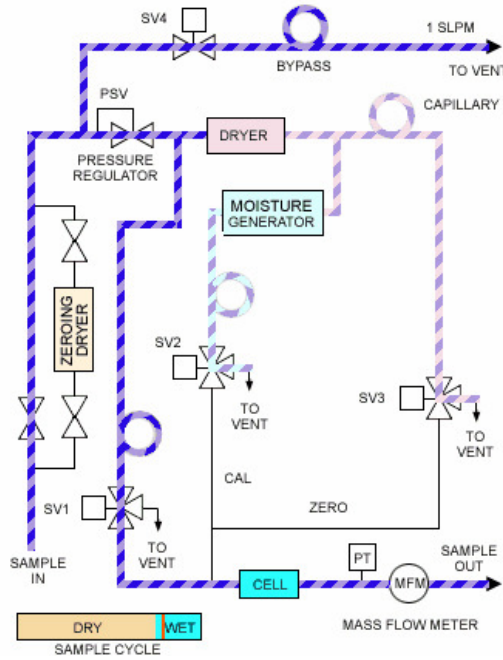
Modo de ahorro de celda

En modo estándar, los ciclos de referencia y de muestreo son iguales en longitud. Cuando el gas del proceso es conocido por tener contaminantes, tales como hidrocarburos pesados, un modo de ahorro de celda puede ser implementado, en el cual la duración del ciclo de referencia se hace más largo que el ciclo de muestreo, de este modo disminuye la exposición de la celda a gas de proceso de baja calidad. La figura 35 muestra el ciclo de muestreo para aplicaciones con gases que presentan contaminantes.

La figura 36 muestra el ciclo de referencia para aplicaciones con gases que presentan contaminantes.

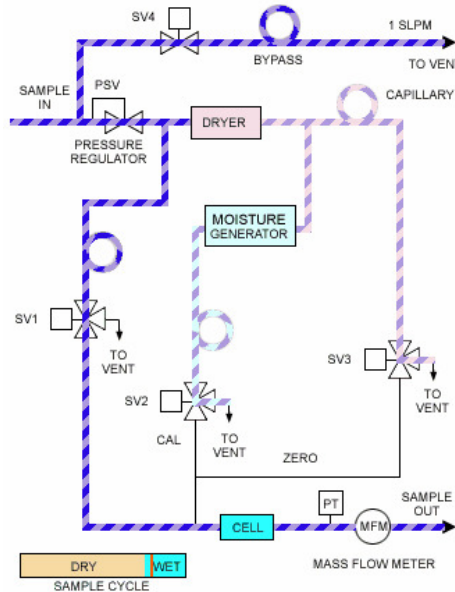
El bypass de lazo rápido (en SV4) se encuentra como una opción utilizada para incrementar la respuesta de muestreo del sistema.

Figura 35. Ciclo de muestreo para gases con contaminantes



Fuente. Instrumentation for Natural Gas Applications, AMETEK Process Instruments, Cap 4.1

Figura 36. Ciclo de referencia para gases con contaminantes



Fuente. Instrumentation for Natural Gas Applications, AMETEK Process Instruments, Cap 4.1

4.1.3.5 Especificaciones

- Tecnología: de sensor activo de Microbalance de Cristal de Quartz (QCM), operación de no equilibrio, muestreo simétrico para máxima velocidad de respuesta.
- Componentes del sistema: analizador 3050-TE, sonda de muestreo por calefacción, 3 metros de semiconductor, línea de muestreo de transferencia de calor.
- Rango de medición calibrado: 10 a 100000 partes por billón (0.01 a 100 partes por millón).
- Exactitud: ± 10 ppb (0.01 ppm) ó $\pm 10\%$ de la lectura, cualquier que sea más grande.
- Humedad interna estándar: 1000 ppb (1 ppm) nominal.
- Velocidad de respuesta QCM: 80% del tiempo de cambio de proceso en cualquier dirección en menos de 10 minutos.
- Rango de presión en la entrada: 7 a 200 Barg (100 a 3000 psig), con sonda de suministro de reducción de presión 3.45 Barg (50 psig) al analizador.
- Salidas: 4-20mA aislada; RS-232 y RS-485 digitales; 3 contactos de alarma (alarma de sistema, alarma de dato inválido, alarma de concentración).
- Límites de temperatura ambiental: -40°F a 140°F (-40°C a 60°C).
- Aprobaciones y certificaciones: NEC Clase I, División 1, Grupos B, C y D, T6; CENELEC Zona 1 IIC T6; CE LV y directivas EMC; Otras certificaciones pendientes.

4.1.4 Analizador de humedad electrolítico y portátil modelo 303B

4.1.4.1 Conceptos generales

La figura 37 muestra el Analizador de humedad 303B.

Figura 37. Analizador de humedad 303B



Fuente. Instrumentation for Natural Gas Applications, AMETEK Process Instruments, Cap 4.1

Diseñado para personal de mantenimiento de campo, el analizador de humedad modelo 303B satisface la necesidad de mediciones de humedad sencillas y confiables en un paquete portátil y robusto.

El 303B emplea tecnología de sensor electrolítica PsO5. Las moléculas de agua en la corriente de agua son descompuestas de acuerdo con la ley de Faraday de la electrolisis, con la corriente de electrolisis generada directamente proporcional a la concentración de humedad. Las mediciones que se tienen como resultado son mostradas digitalmente en partes por millón o en libras por millón estándar de pie cubico.

El modelo 303B incorpora un sistema de control de flujo altamente exacto y ajustable. La muestra de flujo normal es un valor bajo de 100 ml/min. Para confirmar conveniente y rápidamente que el analizador está funcionando apropiadamente, simplemente se dobla el flujo de muestra. Esto expone el sensor al doble de moléculas de agua, y la lectura será entonces el doble.

Un bypass de flujo empotrado incrementa el flujo de muestra para reducir el tiempo de respuesta de muestreo del sistema.

El modelo 303B está disponible con un selección de fuente de energía que cubren AC, DC, y operación por batería interna. Con un estuche opcional y un diseño liviano, su flexibilidad hace del modelo 303B verdaderamente portátil.

4.1.4.2 Método de análisis

El modelo 303B opera al electrolizar las moléculas de agua dentro de hidrogeno y oxigeno. De acuerdo con la ley de Faraday de la electrolisis, esta acción produce una corriente, con la cantidad de corriente directamente proporcional al agua en el proceso. El modelo 303B continuamente mide la corriente de electrolisis y la convierte a concentración de humedad.

Las mediciones de concentración de humedad pueden ser mostradas como ppm (v), ó lb/mmscf. Unidades de concentración alternas pueden ser utilizadas.

La celda electrolítica es un cartucho auto contenido que puede ser reemplazado en cosa de segundos. Las conexiones de muestra son realizadas automáticamente cuando la celda es insertada. Las conexiones eléctricas son hechas a través enchufes de dos pines.

4.1.4.3 Características y beneficios

Extremadamente sencillo de establecer y utilizar.

Potencia por baterías y liviano para óptima portabilidad.

Fácil y rápido reemplazo de sensor.

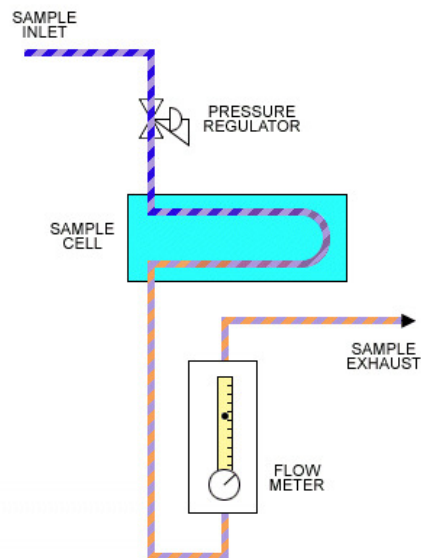
Muestreo interno y bypass de ajuste de flujo para eliminar engorrosos sistemas de control de flujo externos.

4.1.4.4 Diagramas de flujo del modelo 303B

Diagrama de flujo

El flujo a través del modelo 303B es muy sencillo. La presión del gas es regulada en la entrada del instrumento, entonces pasa a través de un tubo de electrolisis de fosforo pentóxido (celda de muestra). Al salir de la celda, el caudal es regulado, antes de salir por el escape de gases. La figura 38 muestra el flujo del gas a través del modelo 303B.

Figura 38. Diagrama de flujo del modelo 303B



Fuente. Instrumentation for Natural Gas Applications, AMETEK Process Instruments, Cap 4.1

4.1.4.5 Especificaciones

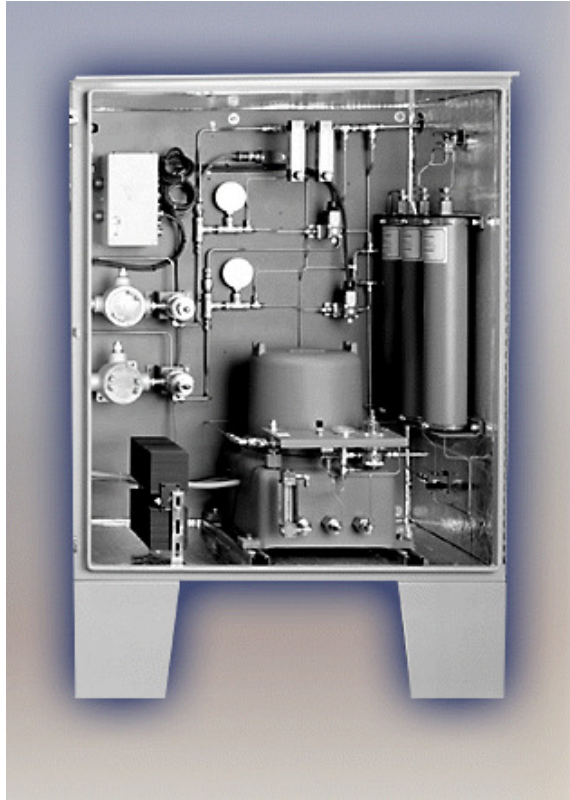
- Rango de medición: 0 a 1000 ppmv, ó 0 a 50 lb/mmscf.
- Exactitud: ± 0.5 ppm (0.025 lb/mmscf) ó $\pm 5\%$ de la lectura, cualquier que sea más grande.
- Flujo de muestra: 100 mL/min, ajuste de flujo interno, control de bypass adicional.
- Presión de entrada: 10 a 100 psi (70 a 100 Kpa).
- Salidas: display digital, 4-20mA proporcional al rango seleccionado, 1 contacto de alarma.
- Fuente de potencia: AC ó 12 VDC, batería interna opcional.
- Temperatura ambiente: 32 a 125 °F (0 a 50 °C).
- Peso: 14 lbs (6.4 kg).

4.1.5 Analizador de humedad modelo 5000 NEC, Div. 1/CENELEC Zona 1

4.1.5.1 Conceptos generales

La figura 39 muestra el Analizador de humedad modelo 5000 NEC

Figura 39. Analizador de humedad modelo 5000 NEC



Fuente. Instrumentation for Natural Gas Applications, AMETEK Process Instruments, Cap 4.1

El modelo 5000 es un analizador de humedad original QCM para zonas de riegos de clasificación NEC División 1/CENELEC Zona 1. Con un patrimonio que cientos y cientos de instalaciones en todo el mundo, el modelo 5000 provee tecnología QCM para humedad en un empaque fuerte y probado en campo. Generalmente el modelo 5000 está compuesto con un chasis que contiene secadores, trampa para contaminantes, control de flujo y todos el resto de componentes del sistema de muestra para formar un único y completo sistema.

El gabinete o chasis del sistema está organizado para acceso de mantenimiento extremadamente conveniente. Todos los componentes se encuentran libremente accesibles. De forma única, el modelo 5000 puede cambiar entre cuatro corrientes de flujo independiente.

Entre las aplicaciones típicas se encuentran extracción del gas, calidad de gasoducto, separación de NGL, custodia y transferencia, estaciones de compresores, almacenamiento, regasificación de LNG, transporte de LNG y LPG.

4.1.5.2 Método de análisis.

El modelo 5000 es el analizador de humedad más personalizable de AMETEK.

Tiene disponibilidad para dos ciclos de mediciones. En el ciclo estándar, el gas del proceso y el gas seco del proceso fluyen alternativamente por 30 segundos, realizando actualizaciones de medición de humedad cada minuto. Este ciclo proporciona la mayor velocidad de respuesta posible. El ciclo asimétrico de medición utiliza 30 segundos con el gas del proceso seguido por 570 segundos de lavado del gas seco del proceso para proteger el sensor de contaminantes conocidos del proceso. Al tiempo que el sensor es protegido contra contaminantes del proceso durante 95% del ciclo, la vida del sensor también es altamente aumentada. Las mediciones son actualizadas cada diez minutos.

Dos opciones de generador de humedad son también ofrecidas por el modelo 5000. El generador de humedad 3 ppm (nominal) es recomendado para aplicaciones en el rango de concentración de humedad de 0 a 10 ppm. El generador de humedad 20 ppm (nominal) encuentra utilidad en aplicaciones relacionadas con calidad de gasoductos, las cuales requieren mediciones de rango del orden de los 0 a los 200 ppm.

Numerosas opciones de secadores aumentan el desempeño y la confiabilidad del modelo 5000. Por ejemplo, debido a que el chasis de muestreo es lo suficientemente largo para aceptar varios secadores, algunos clientes optan por utilizar uno o más secadores de guardia en frente del secador final, actuando como un secador súper activado. Esto protege el secador final de saturación debido a eventos de altos niveles de humedad.

El controlador del modelo 5000 está diseñado con importantes I/O para operar los componentes del sistema de muestreo.

4.1.5.3 Características y beneficios

Desempeño QCM extremadamente confiable en un chasis fuerte y probado en campo.

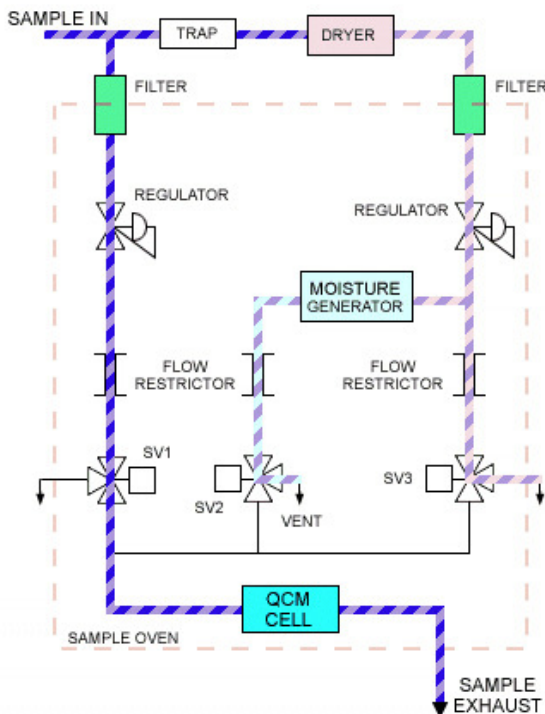
El modelo 5000 es el que posee la configuración más personalizable entre los analizadores de humedad de AMETEK.

4.1.5.4 Diagramas de flujo del modelo 5000

Diagrama de flujo

El modelo 5000 es un sistema altamente personalizable. Durante el ciclo de muestreo, el gas de proceso fluye a través de la celda de medición (*measuring cell*). Al gas se le permite entonces fluir sobre el sensor por un intervalo de tiempo definido que es normalmente de 30 segundos. Durante este tiempo, las moléculas de agua son acumuladas en la superficie del sensor. Al finalizar el ciclo de muestreo, el flujo del gas es detenido y una medición precisa de frecuencia se toma. La figura 40 muestra este ciclo de muestreo.

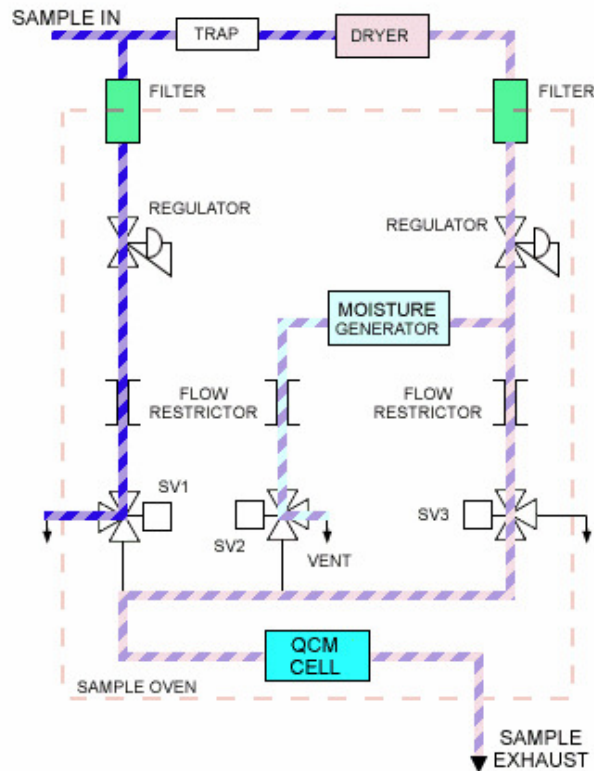
Figura 40. Ciclo de muestreo del Modelo 5000



Fuente. Instrumentation for Natural Gas Applications, AMETEK Process Instruments, Cap 4.1

Luego que el ciclo de muestreo se ha completado, el ciclo de referencia inicia. Durante el ciclo de referencia, el gas del proceso, que ha pasado a través de un secador separador molecular, fluye a través de la celda. El secador filtra el gas del proceso a un nivel muy bajo de residuos de humedad. Este gas de referencia seco barre fuera todas las moléculas de agua depositadas durante el ciclo de muestreo previo. Al igual que en el ciclo de muestreo, al final del ciclo de referencia, el flujo se detiene, y la frecuencia es medida. La figura 41 muestra este ciclo de referencia

Figura 41. Ciclo de referencia del Modelo 5000

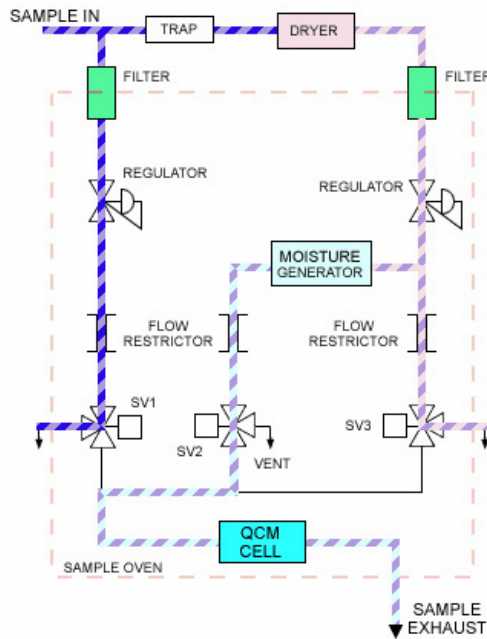


Fuente. Instrumentation for Natural Gas Applications, AMETEK Process Instruments, Cap 4.1

Verificación

Sobre programación de cronograma automática o por demanda de usuario, el proceso de secado del gas puede ser derivado a un generador interno de humedad, localizado dentro de cada analizador de humedad QCM de AMETEK. El generador consiste de una camisa de teflón para muestreo de agua, de configuración precisa. Este generador de humedad es ideal como una validación interna estándar para asegurar la correcta operación del analizador. Basado en la respuesta de esta humedad calibrada, el analizador puede ser programado para que automáticamente haga pequeños ajustes de calibración. En caso que se presenten excesivos ajustes de calibración, una alarma será generada para alertar al usuario de un posible problema. La figura 42 muestra el flujo del gas del proceso a través del generador de humedad.

Figura 42. Flujo del gas de proceso a través del generador de humedad



Fuente. Instrumentation for Natural Gas Applications, AMETEK Process Instruments, Cap 4.1

4.1.5.5 Especificaciones

- Tecnología: de sensor activo de Microbalance de Cristal de Cuarzo (QCM), operación de no equilibrio, muestreo simétrico para máxima velocidad de respuesta.
- Rango de medición calibrado: 0 a 1000 ppmv y el equivalente en lb/mmscf o punto de rocío.
- Verificación en tiempo real: humedad interna estándar disponible en 3 ppm o 20 ppm.
- Exactitud: 0 a 20 ppm: 1 ppm; >20 ppm: 5% de la lectura.
- Salidas: dos salidas análogas independientes 4-20 mA, puerto serial RS-485, tres contactos para alarmas.
- Límites de temperatura de ambiente (Sistema completo que incluye sistema de muestreo con calefacción interna): -40 °C a 50 °C (-40 °F a 122 °F)
- Certificados y aprobaciones: para la unidad de campo están UL NEC/CEC Clase I, División 1, Grupos B, C, D; CENELEC Eexd IIC T6;

Gosgortekhnadzor Ex Proof No. A-0514 and No. 474 3 B II; para controlador están UL NEC/CEC Clase I, División 2, Grupos B, C, D y para ambos CE EMC and LV Directives; Gosstandart Pattern Approval No. 1407.

4.1.6 Analizador de humedad modelo 5812 NEC, Div. 2

4.1.6.1 Conceptos generales

La figura 43 muestra el Analizador de humedad modelo 5812 NEC

Figura 43. Analizador de humedad modelo 5812 NEC



Fuente. Instrumentation for Natural Gas Applications, AMETEK Process Instruments, Cap 4.1

Medir humedad en gas natural no es una aplicación de alta dificultad pero realizar mediciones confiables sobre una base continua si lo es. Glicoles y aceites arrastrados de compresores pueden dañar y contaminar rápidamente la mayoría de los sensores de humedad. El metanol es otro elemento que puede interferir también. En adición, muchos analizadores de humedad no tienen los medios para detectar la presencia de contaminación, lo que lleva a monitorear inexacta o completamente las corrientes de gas.

El modelo de analizador de humedad de tecnología QCM 5812 está diseñado específicamente para las necesidades de la industria del gas natural para análisis de humedad confiable de bajo mantenimiento y de auto verificación. El modelo 5812 que es adecuado para zonas de riesgo NEC División 2, incluye teclado local y un display para visualización.

4.1.6.2 Método de análisis

El modelo 5812 mide la humedad al monitorear el desempeño del cristal de Quartz, sensible al agua y de estado sólido. Al tiempo que la muestra de gas húmedo pasa por el cristal, el agua es absorbida entro de la superficie encerrada del cristal. El cristal es entonces expuesto a un muestra de gas seca y luego la humedad es liberada.

Este analizador de humedad le brinda al sensor mucha vida de operación debida a su tecnología única de sensado asimétrico, con la cual se limita la exposición del sensor QCM a corrientes de gas potencialmente sucias. Durante el sensado asimétrico, el modelo 5812 dirige el gas natural dentro del sensor por 30 segundos luego de este tiempo dirige gas limpio y seco por los siguientes 9.5 minutos. En consecuencia, en cada periodo de medición de 10 minutos, el sensor es en realidad expuesto a gas natural sucio solamente por 5% del tiempo total. Para el resto del periodo de medición, gas natural limpio protege al sensor y despoja cualquier contaminante volátil.

4.1.6.3 Características y beneficios

Rango amplio de medición de humedad. El modelo 5812 esta calibrado de 1 a 1000 ppm. Salidas en lb/mmscf o punto de rocío de agua (°C ó °F) son también disponibles.

Empaque compacto y completo. El modelo 5812 está provisto con una trampa externa para contaminantes y secador de gas de muestra, listo para instalación inmediata en el específico refugio del analizador de zona NEC División 2.

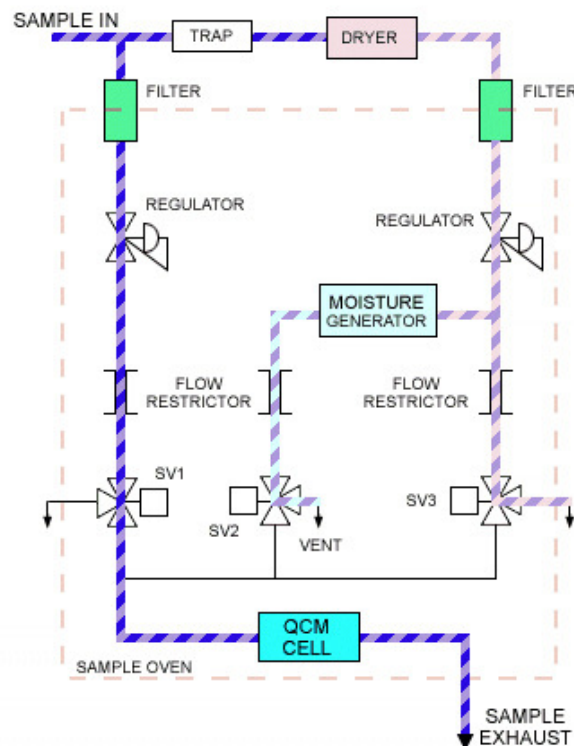
Características reales del proceso del analizador. La información es provisto por interface digital RS-485 también como dos salidas análogas totalmente programables de 4 a 20 mA. Múltiples y programables alarmas que permiten al usuario monitorear tanto las condiciones del proceso como el desempeño del analizador.

4.1.6.4 Diagramas de flujo del modelo 5000

Diagrama de flujo

Durante el ciclo de muestreo, el gas de proceso fluye a través de la celda de medición (*measuring cell*). Al gas se le permite entonces fluir sobre el sensor por un intervalo de tiempo definido que es normalmente de 30 segundos. Durante este tiempo, las moléculas de agua son acumuladas en la superficie del sensor. Al finalizar el ciclo de muestreo, el flujo del gas es detenido y una medición precisa de frecuencia se toma. La figura 44 muestra este ciclo de muestreo.

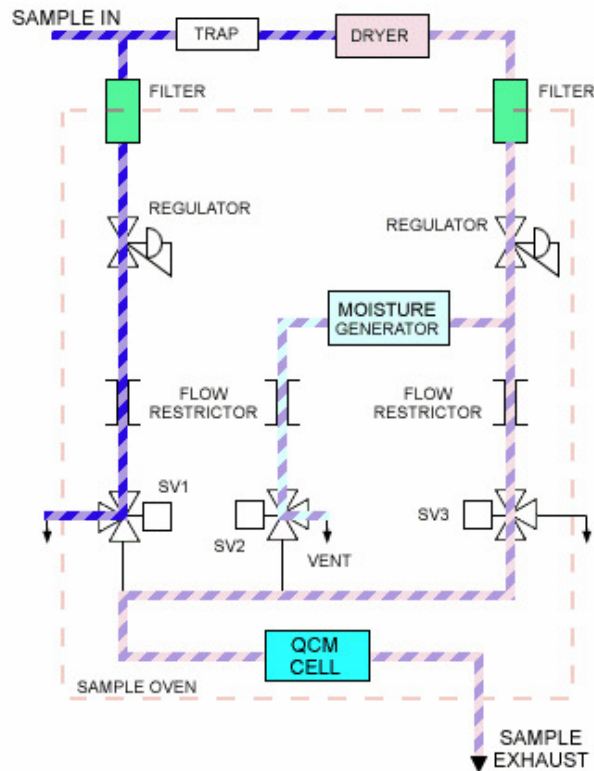
Figura 44. Ciclo de muestreo del Modelo 5000



Fuente. Instrumentation for Natural Gas Applications, AMETEK Process Instruments, Cap 4.1

Luego que el ciclo de muestreo se ha completado, el ciclo de referencia inicia. Durante el ciclo de referencia, el gas del proceso, que ha pasado a través de un secador separador molecular, fluye a través de la celda. El secador filtra el gas del proceso a un nivel muy bajo de residuos de humedad. Este gas de referencia seco barre fuera todas las moléculas de agua depositadas durante el ciclo de muestreo previo. Al igual que en el ciclo de muestreo, al final del ciclo de referencia, el flujo se detiene, y la frecuencia es medida. La figura 45 muestra este ciclo de referencia

Figura 45. Ciclo de referencia del Modelo 5000



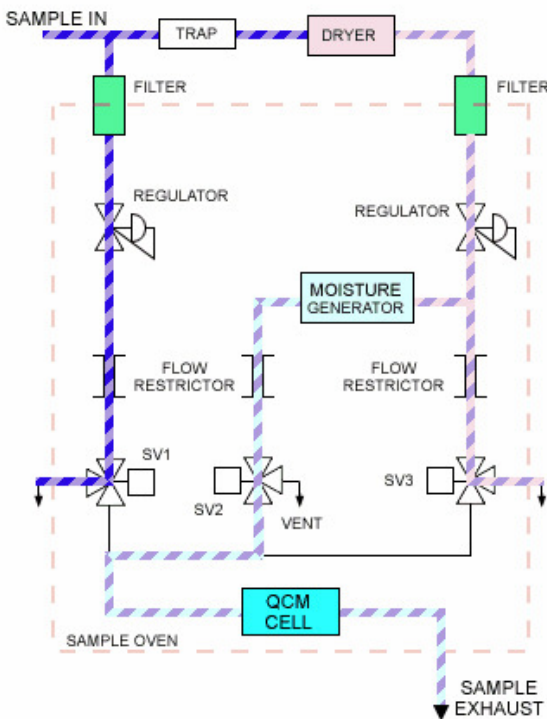
Fuente. Instrumentation for Natural Gas Applications, AMETEK Process Instruments, Cap 4.1

Verificación

Sobre programación de cronograma automática o por demanda de usuario, el proceso de secado del gas puede ser derivado a un generador interno de humedad, localizado dentro de cada analizador de humedad QCM de AMETEK. El generador consiste de una camisa de teflón para muestreo de agua, de configuración precisa. Este generador de humedad es ideal como una validación interna estándar para asegurar la correcta operación del analizador. Basado en la respuesta de esta humedad calibrada, el analizador puede ser programado para que automáticamente haga pequeños ajustes de calibración. En caso que se presenten excesivos ajustes de calibración, una alarma será generada para alertar al usuario de un posible problema.

La figura 46 muestra el flujo del gas del proceso a través del generador de humedad.

Figura 46. Flujo del gas de proceso a través del generador de humedad



Fuente. Instrumentation for Natural Gas Applications, AMETEK Process Instruments, Cap 4.1

4.1.6.5 Especificaciones

- Tecnología: de sensor activo de Microbalance de Cristal de Quartz (QCM), operación de no equilibrio, muestreo simétrico para máxima velocidad de respuesta.
- Rango: calibrado de 1 a 1000 ppmv. Medidas en ppmv, punto de rocío de humedad, ó lb/mmscf.
- Exactitud: ± 1 ppmv ó $\pm 5\%$ de la lectura, cualquier que sea mayor.
- Temperatura de la muestra: 0 a 100°C. El desempeño del analizador es completamente insensible a cambios de temperatura en la temperatura de la muestra.
- Salidas: dos salidas análogas totalmente programables de 4 a 20 mA; puerto serial RS-485; tres salidas de contacto independientes.
- Rango de operación ambiental: 40°F a 105°F (4°C a 40°C)

- Opciones de montaje: disponibilidad para montarse en solitario o en instalación rack de 19”
- Certificaciones: NEC/CEC Clase I, División 2, Grupos A, B, C, D, T3C; CE LVD and EMC; Gosstandart Pattern Aprobación No. 1407

4.2 Analizador de punto de rocío

4.2.1 Analizador de punto de rocío en hidrocarburos modelo 241

4.2.1.1 Conceptos generales

La figura 47 muestra el Analizador de punto de rocío en hidrocarburos modelo 241

Figura 47. Analizador de punto de rocío en hidrocarburos modelo 241



Fuente. Instrumentation for Natural Gas Applications, AMETEK Process Instruments, Cap 4.2

El continuo análisis del punto de rocío en hidrocarburos es la garantía en contra de la formación de hidratos, daño de hélices de turbinas y compresores, superposición de gasoductos debida a la acumulación de líquidos, y encendido inestable en turbinas de gas. El modelo AMETEK 241 es el la herramienta ideal en el control de calidad para procesamiento, distribución y consumo de gas. La detección y medición del punto de rocío es lograda por una celda en un solo ciclo de operación.

El modelo 241 es lo suficientemente sensible para detectar rastros, fuerte para resistir niveles de saturación, además fluctuaciones del proceso tales como temperatura, presión, y velocidad de flujo. Un sistema patentado de filtrado de múltiples etapas protege el analizador de las fuentes de contaminación más probables (aerosoles, partículas, y limaza). El sistema de alarma programable se activará automáticamente cuando se detecten problemas.

El modelo 241 es una solución económica para detectar problemas costosos tales como gas fuera de especificación, líneas cruzadas y fallos de estaciones de compresor.

4.2.1.2 Método de análisis.

El modelo 241 utiliza tecnología patentada de espejos refrigerados. La secuencia de análisis comprime tres segmentos diferentes.

Durante el ciclo de purga, el gas de muestra fluye a través de la celda de medición para remover todo residuo de la medición anterior. Al final del ciclo de purga, una válvula solenoide a la salida de la celda se cierra. Las válvulas entre la celda y el proceso se permanecen abiertas, permitiendo que la presión de la celda se equilibre con la presión del proceso.

Durante el ciclo de enfriamiento, el espejo es enfriado del valor pre seleccionado al valor de temperatura más bajo pre seleccionado en el set point. Los datos de la intensidad de la luz son recogidos a intervalos de 0.25°C. La matriz de datos es analizada para detectar incrementos persistentes de luz, lo que significa condensación de hidrocarburos.

Durante el ciclo de calentamiento, el solenoide a la salida de la celda es abierta y la temperatura del espejo es aumentada, vaporizando y removiendo cualquier hidrocarburo condensado. De esta forma se completan los tres segmentos. Todas las funciones del analizador, incluyendo las pruebas del diagnostico interno son completamente automáticas y diseñadas para operación sin usuario.

4.2.1.3 Características y beneficios

Monitoreo preciso del punto de rocío en hidrocarburos a presión de gasoductos (ó otros procesos).

Sistema patentado de filtrado de múltiples etapas que proporciona protección contra la contaminación del sensor.

Diseñado para operación totalmente automática.

Sin consumibles. El modelo 241 no requiere gases de calibración diferente de los analizadores GC que necesitan gases de calibración complejos y costosos.

Diseño de enfriamiento ambiental que no requiere suministro de ningún gas refrigerante.

4.2.1.4 Diagramas de flujo del modelo 241

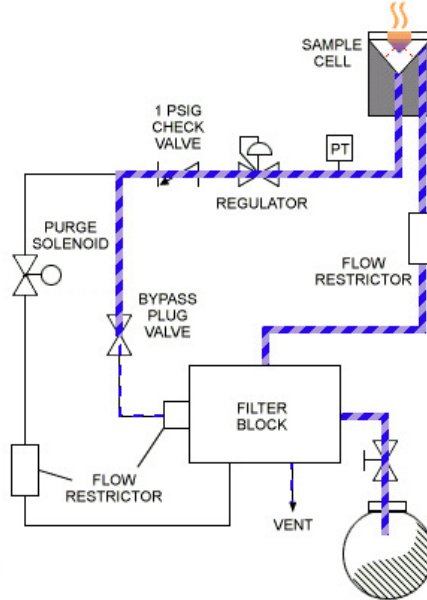
Ciclo de medición y purga

Durante el ciclo de medición el gas fluye desde el proceso a través de un bloque de filtros y una resistencia de flujo antes de pasar a través de la celda de muestreo. A la salida de la celda hay un regulador de presión y un transductor, que conducen a una válvula de chequeo “1 PSIG” y a una válvula “bypass plug”. La presión de escape de la válvula plug es ajustable por usuario para optimizar el desempeño del instrumento.

Durante los ciclos de purga y calentamiento, el gas de muestra fluye a través de la celda de medición, removiendo todos los residuos de la medición anterior. Al final del ciclo de purga, se cierra una válvula solenoide que está ubicada a la salida de la celda, en medio de los elementos del análisis se realiza entonces un proceso de equilibración de la presión del proceso.

La figura 48 muestra el ciclo de medición

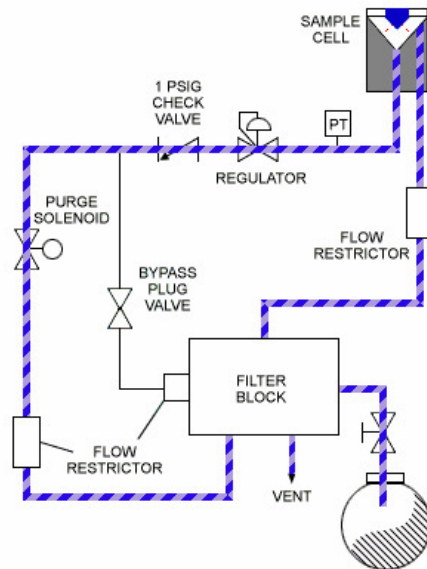
Figura 48. Ciclo de medición del Modelo 241



Fuente. Instrumentation for Natural Gas Applications, AMETEK Process Instruments, Cap 4.2

La figura 49 muestra el Ciclo de purga

Figura 49. Ciclo de purga del modelo 241

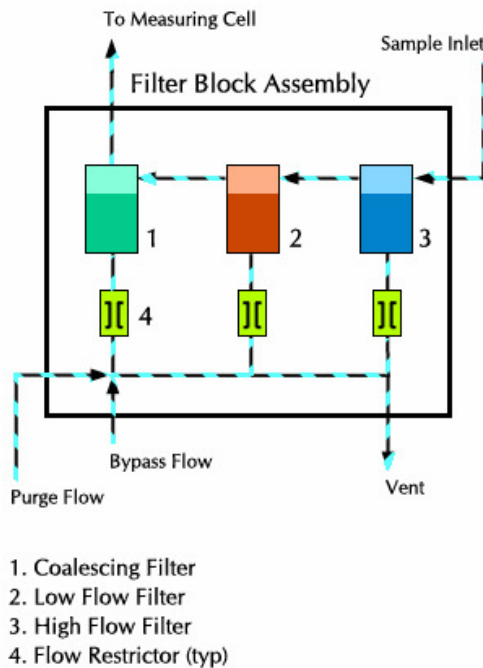


Fuente. Instrumentation for Natural Gas Applications, AMETEK Process Instruments, Cap 4.2

Filtración de contaminantes

El problema de la contaminación del espejo es altamente reducido por medio del uso de bloque de filtros diseñado por AMETEK. Este dispositivo filtro de redundancia triple funciona separando contaminantes tales como glicol y aceites de compresor que puedan estar en el gas de muestra después de entrar en la cámara de medición. La figura 50 muestra el ensamble del bloque de filtros.

Figura 50. Ensamble del bloque de filtro del Modelo 241



Fuente. Instrumentation for Natural Gas Applications, AMETEK Process Instruments, Cap 4.2

4.2.1.5 Especificaciones

- Metodología: espejos refrigerados (Chilled Mirror)
- Exactitud: Punto de rocío de hidrocarburos $\pm 1\text{ }^{\circ}\text{C}$ ($\pm 2\text{ }^{\circ}\text{F}$)
- Salidas: 4 a 20 mA (asilada, alimentada por el lazo o opcional para auto alimentada)

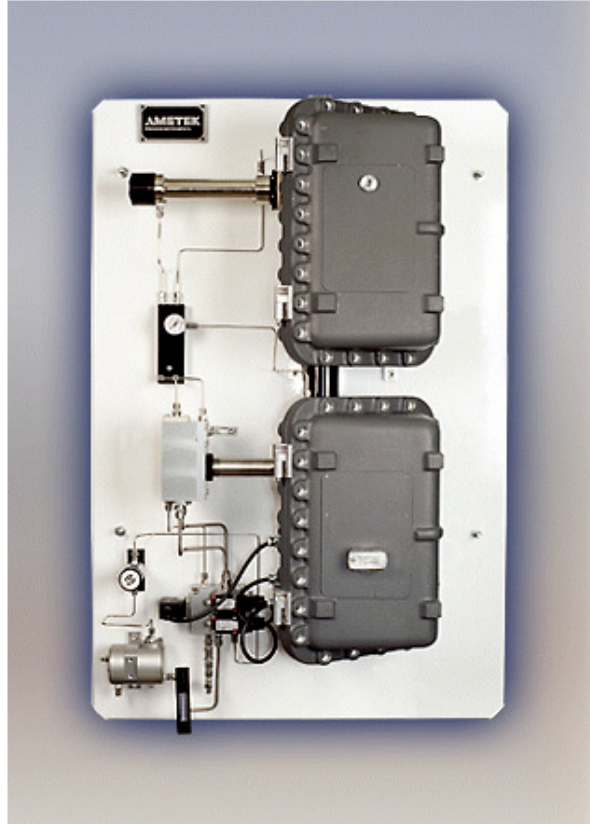
4.3 Analizadores de H₂S

4.3.1 Analizador de H₂S modelo 933

4.3.1.1 Conceptos generales

La figura 51 muestra el Analizador de H₂S Modelo 933

Figura 51. Analizador de H₂S Modelo 933



Fuente. Instrumentation for Natural Gas Applications, AMETEK Process Instruments, Cap 4.3

El continuo monitoreo de bajos niveles de H₂S es completamente necesario para asegurar las especificaciones correspondientes al H₂S en el gas. La detección inmediata de niveles de H₂S fuera de especificaciones es un premio para análisis realizados con alta exactitud y confiabilidad.

El analizador modelo 933 cumple las demandas requeridas para el análisis de H₂S. El analizador utiliza un sistema de detección y muestreo probado en campo y de bajo mantenimiento. No requiere consumibles ni reactivos diferentes de gas cero, reduciendo así los costos de mantenimiento.

Diferente a los analizadores de cinta de acetato de plomo, el modelo 933 puede ser configurado para medir concentraciones de COS y/o metil mercaptano, en adición a las mediciones que realiza sobre los niveles de H₂S. El avance de COS puede ser un precursor importante en el avance de H₂S sobre unidades de aminas.

4.3.1.2 Método de análisis

El modelo 933 utiliza un sistema acondicionador de muestra basado en cromatografía elución frontal. En este esquema, las especies interferentes son separadas y eliminadas de la muestra medida por medio de una columna de separación, en consecuencia, se asegura un análisis exacto y preciso. El H₂S, COS y metil mercaptano son las tres primeras especies de absorción en ser eludidas a través de la columna. El banco óptico de múltiples longitudes de onda del analizador hace posible la medición simultánea de los tres. La señal de H₂S es de este modo corregida por la acción de interferencia del COS y el metil mercaptano. Alternativamente, el analizador puede cuantificar y mostrar sus concentraciones.

Al final de cada ciclo de medición, el analizador cambia a una columna de separación fresca y regenerada, y así el análisis comienza de nuevo.

4.3.1.3 Características y beneficios

La operación sin mantenimiento por encima de 9 meses del modelo 933 lo convierte en el analizador perfecto para estaciones remotas de custodia y transferencia.

No requiere reactivos, consumibles, ni gas de carga, solo necesita de gas cero convirtiéndolo en el analizador ideal para plataformas en altamar.

Incidentes de altos niveles de concentración de H₂S no saturan el analizador, tal como puede pasar con los analizadores de cinta de acetato de plomo.

Rápida y continua respuesta en el tiempo.

Concentración de COS (opcional).

4.3.1.4 Diagramas de flujo del modelo 933

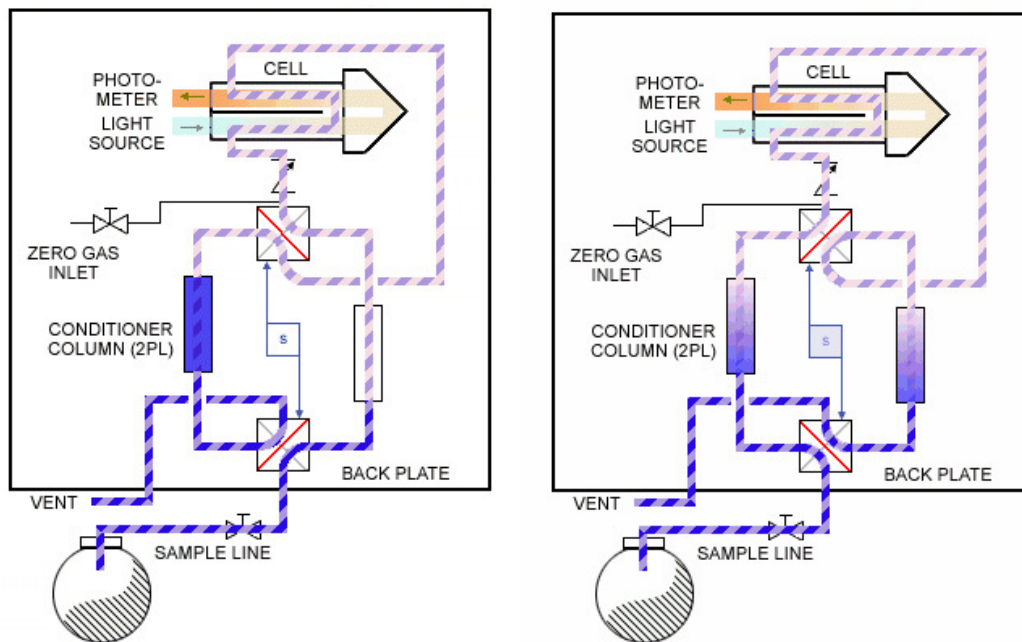
Diagrama de flujo

El modelo 933 analizador de H₂S mide bajas concentraciones de H₂S presentes en las corrientes de gas natural. En el analizador, un sistema acondicionador de muestra remueve las especies interferentes de la corriente de muestra antes de realizar el análisis.

El gas de muestra pasa a través de un par de columnas de separación. Estas columnas remueven los compuestos interferentes. Mientras que una columna de separación se consume, su contraparte es regenerada. El flujo entre estas columnas es continuamente alternado. Después que la columna es regenerada, el gas de muestra es purgado a la atmosfera, ó retornado a la línea principal de gas.

La figura 52 muestra el flujo del gas alternándose en las dos columnas.

Figura 52. Flujo de gas que se alterna entre las columnas del modelo 933



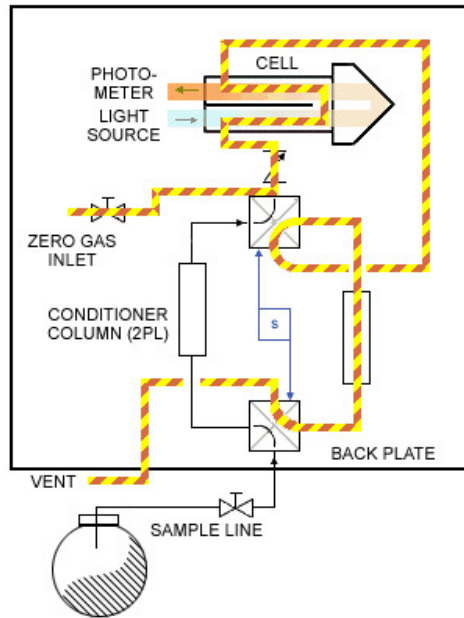
Fuente. Instrumentation for Natural Gas Applications, AMETEK Process Instruments, Cap 4.3

Auto cero.

El proceso del muestreo del gas se discontinúa y el ciclo de auto cero comienza con la introducción de un gas inerte desde de la celda de muestreo a través de la válvula de chequeo (zero gas Intel). El gas cero presuriza el sistema de muestreo desde la entrada de la muestra para ser luego purgado a la atmósfera.

La figura 53 muestra el recorrido del gas cero a través del analizador 933

Figura 53. Recorrido del gas para Auto Cero del Modelo 933



Fuente. Instrumentation for Natural Gas Applications, AMETEK Process Instruments, Cap 4.3

4.3.1.5 Especificaciones

- Metodología: ultravioleta no dispersiva
- Rangos a Full escala:

H ₂ S	0 – 5 ppm	a	0 – 100 ppm
COS	0 – 25 ppm	a	0 – 500 ppm
MeSH	0 – 15 ppm	a	0 – 250 ppm
- Velocidad de respuesta: menor a 30 segundos a 90%
- Exactitud: $\pm 2\%$ a $\pm 5\%$ a full escala, dependiendo del rango de medición.
- Calibración:
 - Inicializada a cero por usuario desde teclado.
 - Inicializada por usuario desde contacto seco remoto
 - Programada por usuario a intervalos de tiempo
- Sensibilidad: 0.5% de full escala.
- Salidas: cuatro salidas de voltaje de 1 a 5 VDC, y cuatro salidas de corriente de 4 a 20 mA.

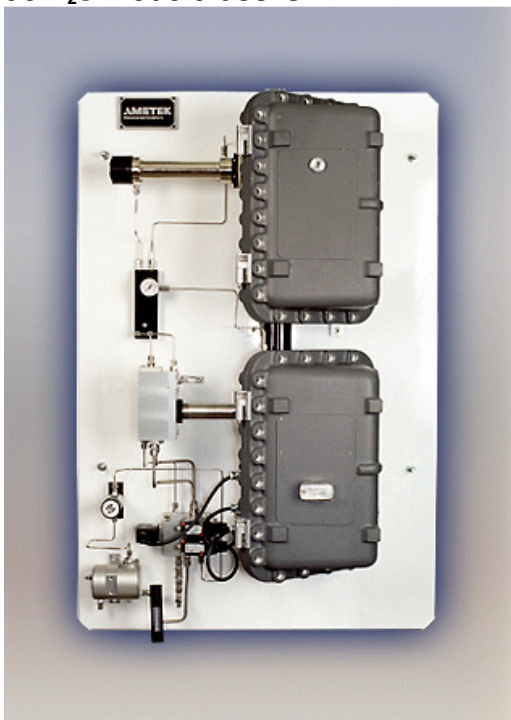
- Comunicación digital: Puertos seriales y Modbus RS 232 y 485
- Presión de muestra: 80 a 3000 psig.
- Flujo típico: 2.5 L/min (5 SCFH)
- Temperatura ambiente: 32°F – 122°F (0°C a 50°C).
- Gases cero: dióxido de carbono para pureza de instrumento, nitrógeno UHP ó metano UHP.
- Aprobaciones y certificaciones: NEC/CEC Clase I, División 1, Grupos C & D, CENELEC Eex d IIB T3, GOST 1EX d IIBT3X

4.3.2 Analizador de H₂S contactor de amina modelo 933-C

4.3.2.1 Conceptos generales

La figura 54 muestra el Analizador de H₂S 933-C

Figura 54. Analizador de H₂S Modelo 933-C



Fuente. Instrumentation for Natural Gas Applications, AMETEK Process Instruments, Cap 4.3

El gas natural edulcorado es normalmente analizado después de la deshidratación debido a la facilidad con que la muestra deshidratada puede ser manejada. Sin embargo, desde la perspectiva del control del proceso, el punto óptimo de muestreo está inmediatamente después del contactor de amina, el hecho que la muestra este saturada con agua dificulta la realización del análisis.

El modelo 933-C extiende la utilidad de la plataforma analítica de bajos niveles de H₂S del modelo 933 al permitir muestrear el contactor de amina antes de la deshidratación. Para lograr esto, todos los componentes que tienen contacto con la muestra son calentados muy por encima de la temperatura de condensación de agua en el proceso. El agua no interfiere con el análisis UV, lo que le permite al modelo 933-C proporcionar medidas exactas y confiables.

4.3.2.2 Método de análisis.

El modelo 933-C utiliza un sistema acondicionador de muestra basado en cromatografía elución frontal. En este esquema, las especies interferentes son separadas y eliminadas de la muestra medida por medio de una columna de separación, en consecuencia, se asegura un análisis exacto y preciso. El H₂S, COS y metil mercaptano son las tres primeras especies de absorción en ser eluidas a través de la columna. El banco óptico de múltiples longitudes de onda del analizador hace posible la medición simultánea de los tres. La señal de H₂S es de este modo corregida por la acción de interferencia del COS y el metil mercaptano. Alternativamente, el analizador puede cuantificar y mostrar sus concentraciones.

Al final de cada ciclo de medición, el analizador cambia a una columna de separación fresca y regenerada, y así el análisis comienza de nuevo.

4.3.2.3 Características y beneficios

La operación sin mantenimiento por encima de 9 meses del modelo 933 lo convierte en el analizador perfecto para estaciones remotas de custodia y transferencia.

No requiere reactivos, consumibles, ni gas de carga, solo necesita de gas cero convirtiéndolo en el analizador ideal para plataformas en altamar.

Incidentes de altos niveles de concentración de H₂S no saturan el analizador, tal como puede pasar con los analizadores de cinta de acetato de plomo.

Rápida y continua respuesta en el tiempo.

Concentración de COS (opcional).

El modelo 933-C permite realizar análisis previo a la deshidratación para el control óptimo de la planta, proporcionando la información del análisis en tiempo real uno o dos minutos antes de la localización del punto normal de la muestra.

4.3.2.4 Diagramas de flujo del modelo 933

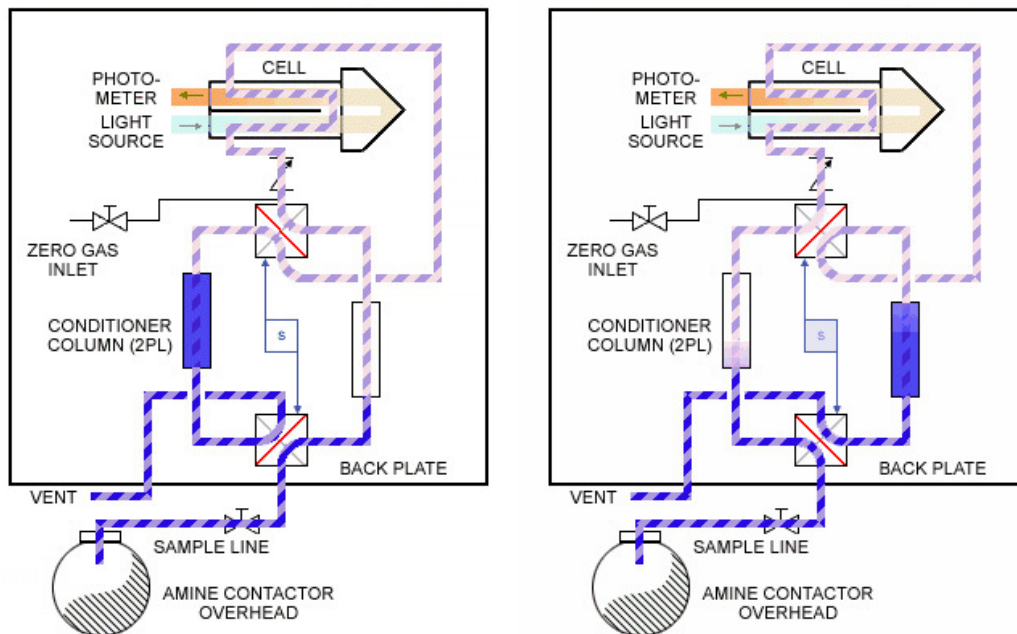
Diagrama de flujo

El modelo 933-C analizador de H₂S mide bajas concentraciones de H₂S presentes en las corrientes de gas natural a medida que sale del contactor de amina. En el analizador, un sistema acondicionador de muestra remueve las especies interferentes de la corriente de muestra antes de realizar el análisis.

El gas de muestra pasa a través de un par de columnas de separación. Estas columnas remueven los compuestos interferentes. Mientras que una columna de separación se consume, su contraparte es regenerada. El flujo entre estas columnas es continuamente alternado. Después que la columna es regenerada, el gas de muestra es purgado a la atmósfera, ó retornado a la línea principal de gas.

La figura 55 muestra el flujo del gas alternándose en las dos columnas.

Figura 55. Flujo de gas que se alterna entre las columnas del modelo 933-C



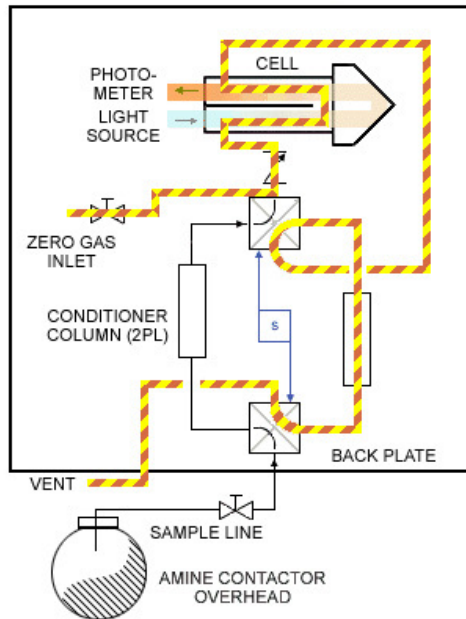
Fuente. Instrumentation for Natural Gas Applications, AMETEK Process Instruments, Cap 4.3

Auto cero.

El proceso del muestreo del gas se discontinúa y el ciclo de auto cero comienza con la introducción de un gas inerte desde de la celda de muestreo a través de la válvula de chequeo (zero gas Intel). El gas cero presuriza el sistema de muestreo desde la entrada de la muestra para ser luego purgado a la atmósfera.

La figura 56 muestra el recorrido del gas cero a través del analizador 933-C

Figura 56. Recorrido del gas para Auto Cero del Modelo 933-C



Fuente. Instrumentation for Natural Gas Applications, AMETEK Process Instruments, Cap 4.3

4.3.2.5 Especificaciones

- Metodología: ultravioleta no dispersiva
- Rangos a Full escala:

H ₂ S	0 – 5 ppm	a	0 – 100 ppm
COS	0 – 25 ppm	a	0 – 500 ppm
MeSH	0 – 15 ppm	a	0 – 250 ppm
- Velocidad de respuesta: menor a 30 segundos a 90%
- Exactitud: $\pm 2\%$ a $\pm 5\%$ a full escala, dependiendo del rango de medición.
- Calibración:

Inicializada a cero por usuario desde teclado.
Inicializada por usuario desde contacto seco remoto
Programada por usuario a intervalos de tiempo

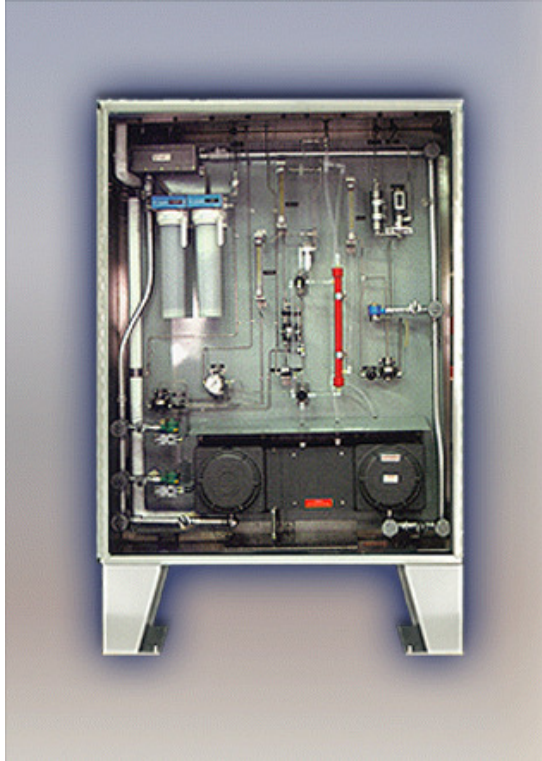
- Sensibilidad: 0.5% de full escala.
- Salidas: cuatro salidas de voltaje de 1 a 5 VDC, y cuatro salidas de corriente de 4 a 20 mA.
- Comunicación digital: Puertos seriales y Modbus RS 232 y 485
- Presión de muestra: 80 a 3000 psig.
- Requisitos eléctricos: 105 a 132 VAC 47 a 63 Hz; 220 a 240 VAC 50 Hz.
- Flujo típico: 2.5 L/min (5 SCFH)
- Temperatura ambiente: 32°F – 122°F (0 °C a 50 °C).
- Gases cero: dióxido de carbono para pureza de instrumento, nitrógeno UHP ó metano UHP.
- Aprobaciones y certificaciones: NEC/CEC Clase I, División 1, Grupos C & D, CENELEC Eex d IIB T3, GOST 1EX d IIBT3X

4.3.3 Analizador de baja concentración de H₂S en gas natural modelo 4660

4.3.3.1 Conceptos generales

La figura 57 muestra el Analizador de 4660

Figura 57. Analizador de baja concentración de H_2S en gas natural modelo 4660



Fuente. Instrumentation for Natural Gas Applications, AMETEK Process Instruments, Cap 4.3

La necesidad de mediciones de bajos niveles de H_2S en gas de venta, además de etano, propano, butano y otros subproductos, es crítica para la conformidad del contratista, el control de corrosión, y la seguridad del personal de operación.

La tecnología de medición UV empleada en el modelo 4660 es la de mayor confiabilidad. Su tecnología única de muestreo es virtualmente libre de interferencia de otras especies presentes en la muestra de gas. El modelo 4606 es probado en campo a lo largo de diferentes plantas en el mundo y tiene respaldo de servicio global de AMETEK.

4.3.3.2 Método de medición.

El modelo 4660 utiliza Espectroscopia de absorción UV para mediciones confiables y precisas. El sistema de muestreo convierte completamente H_2S en $(NH_4)_2S$. Esta concentración es medida fotométricamente y es correlacionada de vuelta con la concentración de H_2S . Esta tecnología de medición indirecta produce valores precisos de H_2S , mientras se elimina cualquier interferencia posible de hidrocarburos no saturados y aromáticos, además de eliminar otros compuestos de azufre en la corriente del proceso. Este modelo elimina la necesidad de mantenimiento intensivo de la cinta de acetato de plomo.

4.3.3.3 Características y beneficios

Máxima confiabilidad por tener un diseño sin partes móviles.

Mediciones indirectas eliminan interferencias

Cero y Span electrónico que elimina la necesidad de gas de calibración.

Insuperable precisión a largo plazo.

Muestreo multipunto de bajo costo por punto de medición.

Marcación remota vía modem

4.3.3.4 Diagramas de flujo del modelo 4660

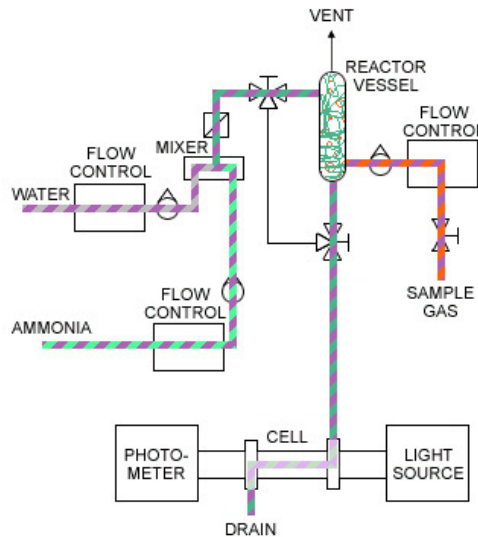
Diagrama de flujo

El modelo 4660 proporciona análisis continuo de H_2S sin necesidad del mantenimiento típico asociado a la cinta de acetato de plomo o a los analizadores GC. La clave se encuentra en la tecnología que utiliza el analizador en cuanto al modo de muestreo.

El gas de muestra es bombeado a través de una columna reactiva, donde se contacta con una mezcla de agua y amonio. El amonio convierte todo el H_2S presente en sulfuro de amonio. El sulfuro de amonio acuoso se drena dentro de la celda de muestreo en donde es analizado por el fotómetro. Debido a que el sulfuro de amonio es el único subproducto de H_2S , existe una relación lineal de concentración entre los dos compuestos. Como resultado, el analizador produce una lectura derivada que es directamente proporcional a la concentración de H_2S .

La figura 58 muestra el diagrama de flujo correspondiente al flujo del muestreo.

Figura 58. Diagrama del flujo de muestreo del Modelo 4660



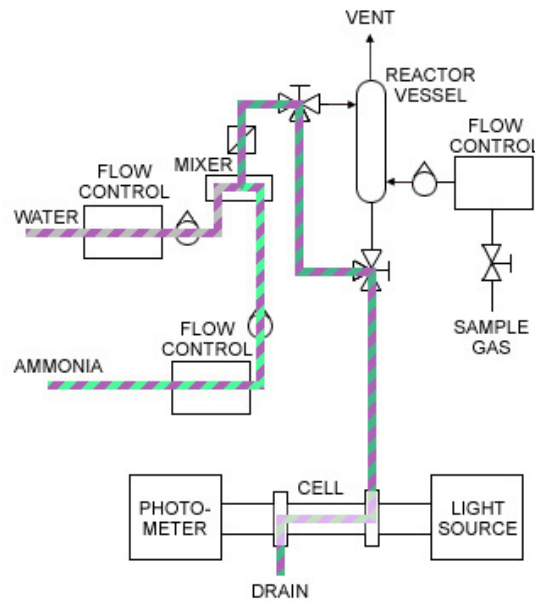
Fuente. Instrumentation for Natural Gas Applications, AMETEK Process Instruments, Cap 4.3

Auto cero.

El modelo 4660 realiza automáticamente auto calibración de chequeo sobre el fotómetro. Al comienzo del proceso de calibración el gas de flujo es detenido. La mezcla de amonio y agua es entonces desviada (bypass) alrededor de la columna de reacción, de este modo es aislada de cualquier rastro de gas natural presente en la columna. Así se asegura que no habrá nada de H_2S que pueda reaccionar con la mezcla. El fotómetro es calibrado a cero sobre esta mezcla, en donde un filtro de calibración es utilizado para chequear el desempeño del span del fotómetro. Al final del ciclo de calibración, tanto la mezcla de amonio y agua como el gas del proceso, reinician su flujo normal a través de la columna de reacción.

La figura 59 muestra el diagrama de flujo correspondiente al auto cero del modelo 4660

Figura 59. Diagrama de flujo de auto cero del modelo 4660



Fuente. Instrumentation for Natural Gas Applications, AMETEK Process Instruments, Cap 4.3

4.3.3.5 Especificaciones

- Rango: típicamente de 0 a 10 PPMv
- Repetibilidad: $\pm 1\%$ a full escala
- Exactitud: $\pm 3\%$ a full escala
- Salidas: Dos salidas de 4 a 20 mA aisladas con carga de 600 ohm. Una salida digital con alarma de seguridad para fallos de sistema. Una entrada digital para auto calibración remota. Un puerto serial RS485.
- Temperatura ambiente: $+5^{\circ}\text{C}$ a 50°C (41°F a 120°F)
- Certificados: CENELEC EEx d IIC T3, NEC Clase 1 Grupo C, D División 1 o 2

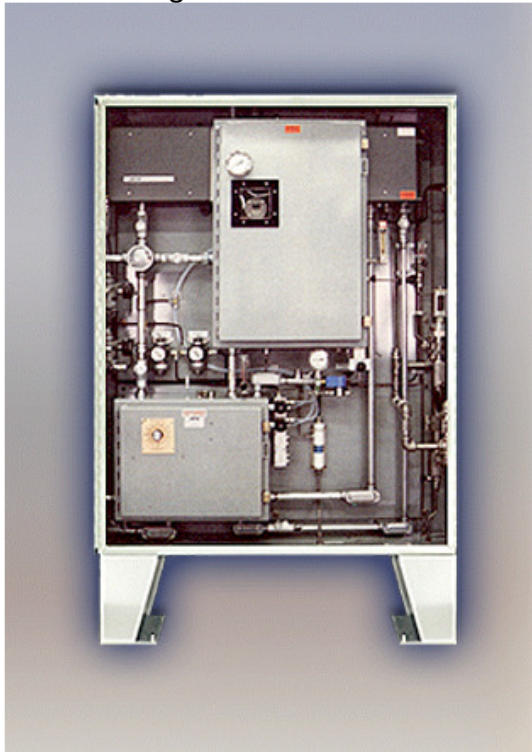
4.4 Analizadores de H₂S en aminas

4.4.1 Analizador de aminas ligero modelo 4650

4.4.1.1 Conceptos generales

La figura 60 muestra el Analizador de 4650

Figura 60. Analizador de aminas ligero modelo 4650



Fuente. Instrumentation for Natural Gas Applications, AMETEK Process Instruments, Cap 4.4

La regeneración de aminas tiene un costo que se ve reflejado en el alto consumo de energía, mucha de esta energía se gasta en exceso debido a la sobre extracción. El consumo de energía puede ser drásticamente disminuido al realizar un análisis exacto y confiable sobre los residuos de H₂S en aminas magras.

4.4.1.2 Método de análisis

Debido a que las aminas acuosas presentan cambio constante, realizar análisis confiable y exacto se torna complicado, especialmente al utilizar fotometría UV. Las concentraciones de inhibidores corrosivos, los subproductos de corrosión, y otros contaminantes que se producen por rompimiento químico, varían continuamente a medida que la amina es reciclada.

El modelo de AMETEK 4650 resuelve este problema al hacer uso de la amina misma como fluido de reducción a cero. Una muestra de la solución amina es calentada para remover todo el H₂S presente. Esta muestra “cero” es caracterizada fotométricamente, inmediatamente después una muestra de amina es tomada de la corriente y caracterizada. La diferencia entre las dos mediciones se debe únicamente a la concentración de H₂S en la amina. El análisis resultante es independiente del tipo de solvente, a la concentración, ó a cualquier producto arrastrado por degradación.

El modelo 4650 proporciona análisis continuo, habilitando control realimentado de lazo cerrado para el proceso de extracción. El gasto excesivo de energía causado por sobre extracción es eliminado.

4.4.1.3 Características y beneficios

Bajo costo de operación de la unidad debido a:

Consumo reducido de vapor en el regenerador al operar con H₂S residual que asegura las especificaciones de gas edulcorado, en lugar de sobre extraer para proveer un margen de seguridad.

Reducción de corrosión de la planta.

Tecnología de absorción UV probada y confiable.

Modo de analizador de Auto-Diagnostico minimiza la necesidad de mantenimiento.

Consumo de vapor reducido.

Reducción de pérdida de amina debida a acarreo.

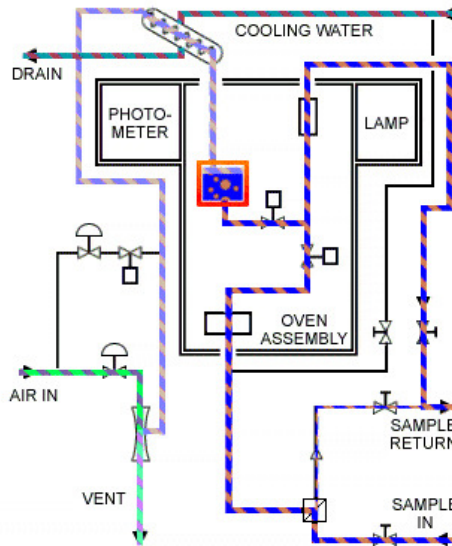
4.4.1.4 Diagramas de flujo del modelo 4650

Diagrama de flujo

El modelo 4650 monitorea la concentración de H₂S residual en la corriente de amina magra que sale de la columna de extracción de vapor. El vapor de muestra ingresa al analizador a través de un sistema de filtro de desviación (bypass) que remueve todas las partículas sólidas de la amina. Una cantidad de amina es desviada y luego aislada en un depósito celda pequeño de reducción a cero. La corriente de amina continuamente fluye a través de la celda de medición de la muestra de amina, en donde esta es analizada por el fotómetro UV. La muestra es retornada entonces al proceso a un punto de presión bajo asegurando así el flujo de la muestra.

La figura 61 muestra la forma en que está dispuesto el analizador y el flujo de la amina y del vapor.

Figura 61. Flujo de amina y vapor a través del Modelo 4650



Fuente. Instrumentation for Natural Gas Applications, AMETEK Process Instruments, Cap 4.4

Auto cero

Esta aplicación representa un verdadero desafío analítico, debido a la baja concentración de H_2S y a la presencia de numerosos aditivos interferentes y de compuestos corrosivos. La llave de este modelo es su habilidad para producir un fluido “cero” de amina libre de H_2S para ser comparado y calibrar la interferencia causada por estos compuestos y subproductos.

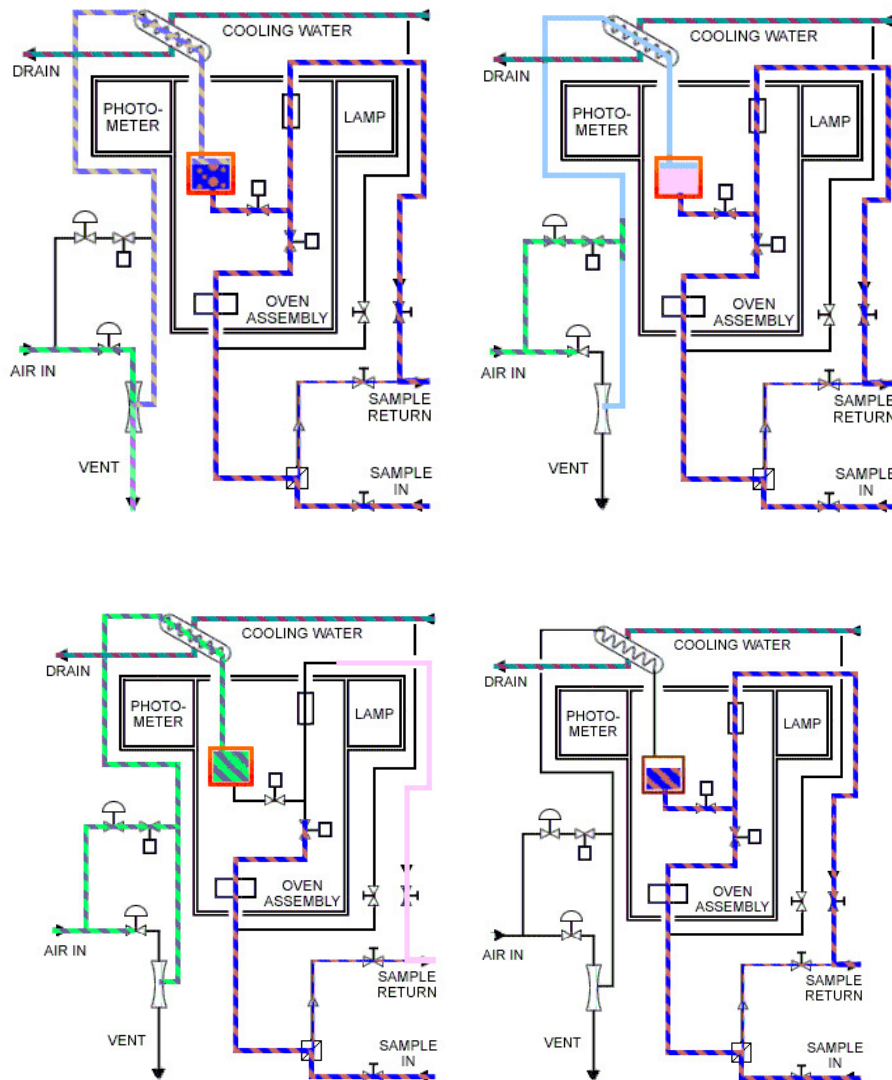
En el siguiente esquemático de flujo se puede observar que una pequeña cantidad de amina es capturada de la corriente y aislada dentro de un depósito celda pequeño de reducción a cero. La muestra aislada dentro del depósito es sometida a vacío inducido por ebullición. La amina hirviente es condensada y retornada a la celda de reducción a cero. Este proceso lento se encarga de remover todos los residuos de H_2S en la amina que se encuentra en celda de reducción a cero.

Periódicamente, la corriente de la muestra será bloqueada y el fluido de amina libre de H_2S se desvía a través de la celda de medición. El fotómetro se calibra a cero el mismo y al mismo tiempo se realiza un chequeo de span. Una vez que el ciclo de calibración es completado el proceso comienza de nuevo. La celda de reducción a cero se llena nuevamente para comenzar la producción de más

fluido de amina libre de H₂S y el fotómetro retorna al servicio de análisis sobre la corriente de amina entrante.

La figura 62 muestra el proceso realizado durante el ciclo de cero y span.

Figura 62. Proceso realizado durante ciclo de Cero y Span del Modelo 4650



Fuente. Instrumentation for Natural Gas Applications, AMETEK Process Instruments, Cap 4.4

4.4.1.5 Especificaciones

- Rango: típicamente 0 a 1 g/L
- Repetibilidad: $\pm 1\%$ a full escala

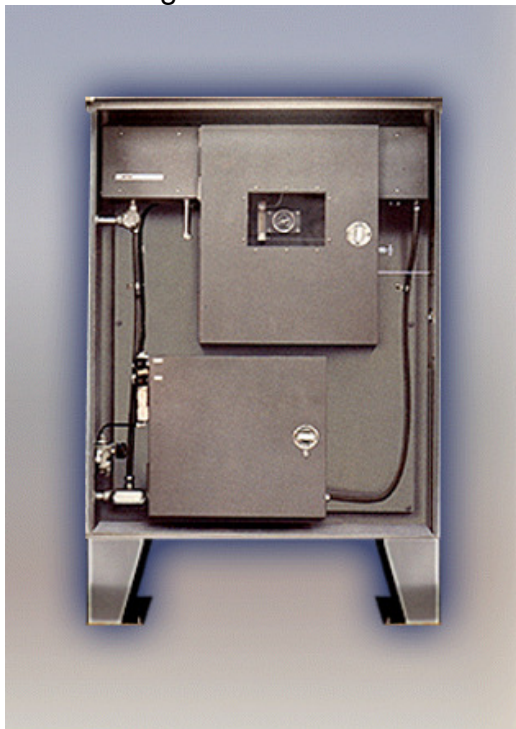
- Exactitud: $\pm 4\%$ a full escala
- Salidas: Dos salidas de 4 a 20 mA aisladas con carga de 600 ohm. Una salida digital con alarma de seguridad para fallos de sistema. Una entrada digital para auto calibración remota. Un puerto serial RS485.
- Temperatura ambiente: -7°C a 50°C (20°F a 120°F)
- Certificados: CENELEC EEx d IIC T3, NEC Clase 1 Grupo C, D División 1 o 2

4.4.2 Analizador de aminas ligero modelo 4670

4.4.2.1 Conceptos generales

La figura 63 muestra el Analizador de 4670

Figura 63. Analizador de aminas ligero modelo 4670



Fuente. Instrumentation for Natural Gas Applications, AMETEK Process Instruments, Cap 4.4

Ahorros sustanciales de energía pueden ser logrados en la regeneración de amina al controlar la recirculación de amina para asegurar carga óptima de H_2S . Mediciones sobre una línea de tiempo continua del H_2S enriquecido por amina

permite control de realimentación sobre el circulador y de este modo lograr óptima eficiencia de absorción.

Fotometría UV resulta complicada debido a que la composición de la solución acuosa de amina esta siempre cambiante. Productos de degradación, inhibidores de corrosión, subproductos de corrosión, y otros cambian a medida que la amina incesantemente reciclada.

4.4.2.2 Método de análisis

El modelo 4670 resuelve el problema de análisis continuo y exacto al hacer uso de la amina misma como fluido de reducción a cero. El flujo de la muestra de amina enriquecida es periódicamente detenido y la amina magra es dirigida a la celda de medición. La absorción UV es caracterizada y el flujo de amina enriquecida se reanuda. Debido a la caracterización de la amina magra, toda interferencia en la solución amina puede ser substraído de la amina enriquecida. La señal resultante es mediada solamente por el H₂S presente en la amina enriquecida.

Este modelo de AMETEK es altamente estable, su chasis es muy fuerte y no tiene partes móviles, sin mencionar que tiene amplia tolerancia para condiciones ambientales variables.

4.4.2.3 Características y beneficios.

Bajos costos de operación en planta. El consumo de vapor del regenerador puede ser reducido al disminuir la tasa de circulación de amina para asegurar la operación a un nivel de carga óptimo de H₂S /amina.

Bajos costos de mantenimiento del analizador. Confiabilidad de largo plazo comprobada. Posee un sistema diseñado para operación no atendida con auto diagnóstico que reduce la cantidad de personal involucrado.

El sistema más simple es siempre el más confiable. Es esta razón por la que la medición directa sobre la absorción UV es utilizado, evitando cualquier dilución complicada o sistemas reactivos.

El analizador puede operarse a niveles de presión de línea para minimizar el número de componentes del sistema de muestreo.

4.4.2.4 Diagramas de flujo del modelo 4670

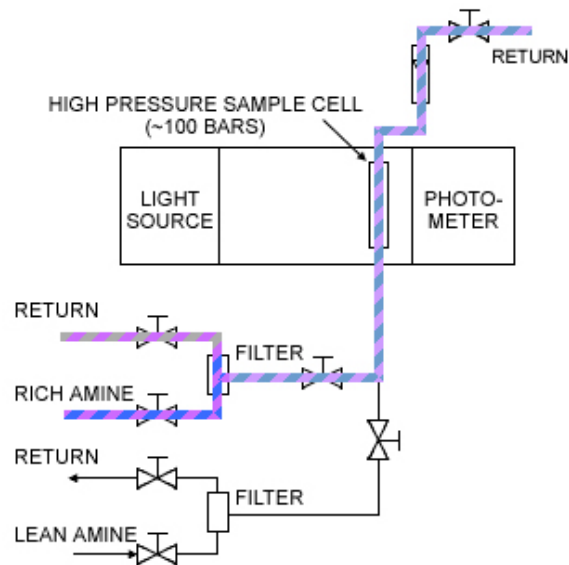
Diagrama de flujo

El modelo 4670 monitorea la concentración de H₂S presente en la amina enriquecida que sale de la columna de contacto. La amina es filtrada para remover cualquier contaminante sólido presente. La amina entonces pasa a través de la celda de muestreo donde la concentración de H₂S es medida por el

fotómetro UV. La muestra entonces es retornada a un punto del sistema con una presión más baja para asegurar el flujo de la muestra.

La figura 64 muestra la forma en que se presenta el flujo de la muestra a través de los componentes del analizador.

Figura 64. Flujo de la muestra a través del Modelo 4670



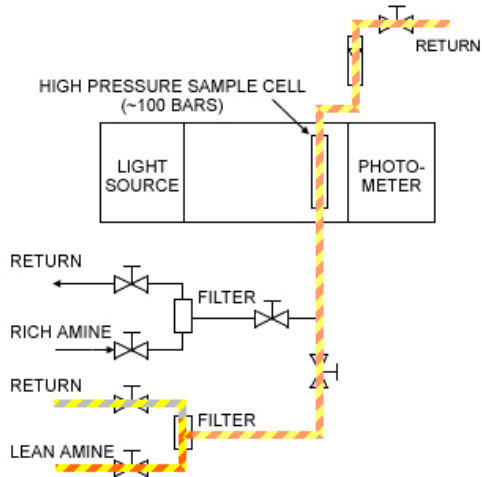
Fuente. Instrumentation for Natural Gas Applications, AMETEK Process Instruments, Cap 4.4

Auto cero

El modelo 4670 posee un ciclo de auto cero que se realiza al utilizar amina que sale de la columna de extracción como fluido cero. La amina es filtrada para remover cualquier contaminante sólido presente, luego de esto pasa a través de una celda de muestreo en donde se utiliza como el cero de referencia del fotómetro. La muestra es después retornada a un punto del sistema con una presión más baja para asegurar así el flujo de la misma en la corriente de amina.

La figura 65 muestra el flujo de la muestra de amina que es utilizada como fluido cero.

Figura 65. Flujo de amina utilizado como fluido cero



Fuente. Instrumentation for Natural Gas Applications, AMETEK Process Instruments, Cap 4.4

4.4.2.5 Especificaciones

- Rango: Típicamente de 0 a 0.5 mols de H_2S /mols de amina.
- Repetibilidad: $\pm 0.5\%$ a full escala.
- Exactitud: $\pm 0.2\%$ a full escala.
- Salidas: Dos salidas de 4 a 20 mA aisladas con carga de 600 ohm. Una salida digital con alarma de seguridad para fallos de sistema. Una entrada digital para auto calibración remota. Un puerto serial RS485.
- Temperatura ambiente: $-7^\circ C$ a $50^\circ C$ ($20^\circ F$ a $120^\circ F$).
- Certificados: CENELEC EEx d IIC T3, NEC Clase 1 Grupo C, D División 1 ó 2.

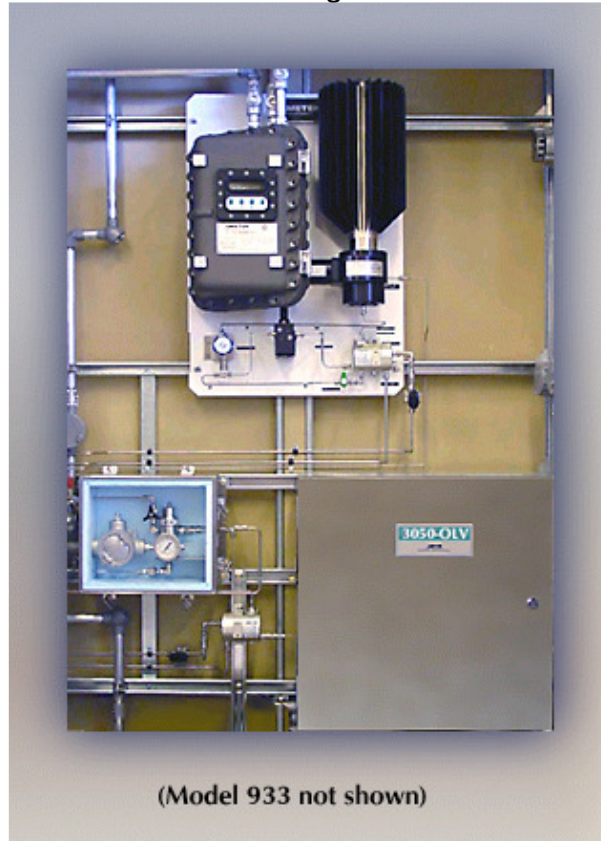
4.5 Sistema de análisis de Gas Integrado

4.5.1 Sistema de análisis de Gas Integrado Modelo 241/3050-OLV933

4.5.1.1 Conceptos generales

La figura 66 muestra el sistema integrado Modelo 241/3050-OLV933

Figura 66. Sistema de análisis de Gas Integrado Modelo 241/3050-OLV933



Fuente. Instrumentation for Natural Gas Applications, AMETEK Process Instruments, Cap 4.5

El monitoreo de la calidad del gas natural frecuentemente requiere análisis sobre más de un tipo de impureza. En respuesta a esta necesidad, AMETEK ha desarrollado numerosas combinaciones de analizadores dentro de un solo paquete de servicios que resulta muy conveniente y óptimo para las necesidades de diferentes clientes. Algunas de las aplicaciones y configuraciones típicas incluyen:

Suministro de gas natural a una planta de poder o de cogeneración para protegerlo contra daño en turbinas causado por líquidos (Modelo 241 analizador

de punto de rocío de hidrocarburos junto con el modelo 3050-OVL analizador de humedad).

Plataformas de gas en altamar que alimentan gasoductos sumergidos para prevenir formación de hidratos (Modelo 241 analizador de punto de rocío de hidrocarburos junto con el modelo 3050-OVL analizador de humedad).

Transferencia y custodia en gasoductos (Modelo 933 analizador de H₂S junto con el modelo 3050-OVL analizador de humedad).

Terminal larga de LNG para asegurar las especificaciones de H₂S y prevenir congelamiento (Uno o más modelos 933 analizador de H₂S junto con múltiples analizadores 3050-OVL).

Calidad de etanol (Uno o más modelos 3050-TE analizadores de humedad junto con múltiples analizadores 3050-SLR ó 3050-OLV).

La característica de los sistemas integrados de calidad de gas AMETEK de uso de subsistemas compartidos se da cuando es apropiado. Ejemplos de esto incluyen válvulas de muestreo, reducción de presión, remoción de líquidos, cambio de flujo de corriente y sistemas de muestreo. Frecuentemente, las capacidades del software y el hardware de los instrumentos pueden ser combinados para aplicaciones funcionales muy grandes. Un ejemplo claro y fuerte del gran poder combinacional que presentan estos sistemas integrados es el uso de la señal de presión del proceso del modelo 241 para permitirle al modelo 3050-OLV calcular el punto de rocío húmedo.

4.5.1.2 Características y beneficios

Sistema que ofrece soluciones optimas para la calidad de todas las aplicaciones de gas natural.

El sistema integrado AMETEK emplea tecnologías de análisis de gas natural ultra confiables.

Los sistemas integrados están completamente respaldados por el equipo de servicio de AMETEK.

Los componentes de los sistemas integrados comparten documentación que reduce a los costos de compra del sistema y simplifica los requisitos de entrenamiento para mantenimiento del dispositivo.

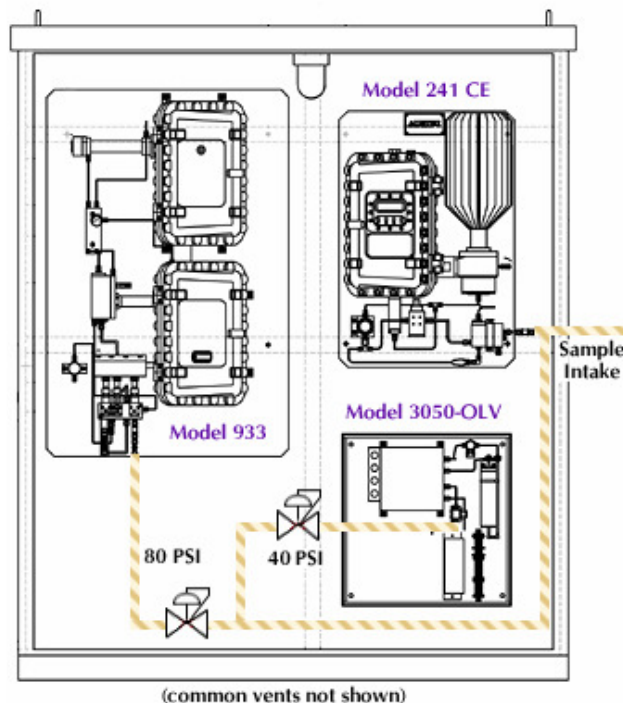
4.5.1.3 Diagramas de flujo del modelo sistema integrado Modelo 241/3050-OLV933

Un sistema típico como el que se muestra en la figura 67 incluye el modelo 241 (analizador de punto de rocío de hidrocarburos), modelo 933 (analizador de H₂S) y modelo 3050-SLV (analizador de humedad).

Una línea sencilla de gas conecta el sistema de analizadores al proceso del gas natural. No se presenta reducción de presión en la válvula de la muestra debido a que el modelo 241 debe realizar su análisis a presión de línea para lecturas exactas. Después de un filtro de tres etapas que remueve contaminantes y líquidos, la muestra es separada en dos líneas a diferentes presiones, una es dirigida con el modelo 241. La segunda línea que presenta la presión más baja es llevada al modelo 933 que es analizador de H₂S y adicionalmente llevada a un reductor final de presión de donde es vinculada al modelo 3050-OLV. Los gases de escape de los tres analizadores son retornados a un punto común de ventilación.

Todo el sistema requiere de una fuente única de alimentación AC. Todos los suministros adecuados para los analizadores se generan dentro del sistema. Las entradas y salidas del analizador pueden ser asociadas a cajas de conexión separados o compartidas.

Figura 67. Sistema integrado típico



Fuente. Instrumentation for Natural Gas Applications, AMETEK Process Instruments, Cap 4.5

5 CONCLUSIONES

Cuando se trabaja con la instrumentación requerida para aplicaciones con gas natural en plantas petroquímicas, es necesario que primero se haga un análisis previo y profundo sobre cuáles son las variables principales que se deben tratar en el ámbito de la instrumentación, y que requieren un constante y continuo monitoreo para obtener el mejor de los resultados, y que termine con la mas optima medición que asegure que se está cumpliendo con las especificaciones de calidad del gas.

La humedad es una variable critica que debe ser analizada de manera constante para evitar los problemas que pueden ser consecuencia de un descuido del no monitoreo de dicha variable. No tener en cuenta la humedad dentro de los factores críticos de las aplicaciones con gas natural puede tener consecuencias catastróficas e irreversibles, ya que el daño que pueden infligir sobre gasoductos, tuberías, y procesos criogénicos es muy severo.

El gas natural no es un combustible que se encuentre en zonas de fácil acceso, esto lo convierte en un elemento que requiere arduo trabajo para su recolección desde el embalse hasta ponerlo en estaciones de custodia y/o transferencia, para desde allí ser entregado a los clientes finales. En el trayecto que corresponde al transporte del gas natural, se debe evaluar constantemente el punto de rocío de hidrocarburos, ya que el no monitorear esta variable puede causar daños severos sobre los gasoductos y tuberías, debido al paso del hidrocarburo de estado gaseoso a liquido y que puede terminar en goteo del gasoducto que, finalmente, causa congelamiento de las líneas de transmisión del combustible y avería las aspas de los compresores, entre otros daños.

Es necesario realizar análisis continuo sobre la concentración de H_2S en las corrientes de gas natural, ya que aunque se presenten bajos niveles de sulfuro de hidrogeno este puede causar estrés sobre las líneas de transporte del gas natural, además cuando se presenta mezclado con vapor de agua se crea un acido sumamente agresivo que ataca las secciones de la turbo expander y corroe compresores en las estaciones. Es importante tener en cuenta que el H_2S se oxida en SO_2 que al quemarse produce polución SO_2

El ahorro de energía es crucial para plantas de tratamiento de gas natural ya que se reducen los costos excesivos que se tienen como resultado de ciertos procesos. El procedimiento de edulcorar el gas natural para remover la presencia

de H₂S y parte de CO₂ no debe ser uno tal que consuma altos niveles de energía, de ahí que sea necesario un constante análisis de H₂S en aminas porque permite saber hasta qué punto se debe realizar el proceso de reciclaje de la amina en el que se extrae el H₂S que está en la mezcla acuosa de amina y H₂S, proceso que representa el mayor gasto de energía por el uso de vapor.

Un entendimiento profundo sobre las aplicaciones con gas natural en plantas petroquímicas, permite llevar los diferentes procedimientos a pequeños subprocesos en donde es indispensable la presencia de analizadores que le permitan al operador tener control sobre la planta y realizar una acción de corrección o de parada justo en el momento en que sea necesario.

En la constante búsqueda por los mejores dispositivos, los más exactos y adecuados para las diferentes tareas que se realizan en el ambiente de plantas petroquímicas que trabajan directamente sobre gas natural, se hace necesario que los instrumentistas, operadores y todos aquellos encargados de realizar el control de la planta conozcan profundamente el modo de funcionamiento y operación de las tecnologías que se utilizan para realizar las acciones de control sobre las variables que se analizan, para que de este modo tengan los fundamentos necesarios para optar por nuevas y mejores tecnologías al poder realizar un marco comparativo entre las existentes y las nuevas que puedan surgir.

AMETEK Process Instruments ha sido una empresa que ha cumplido a cabalidad con las exigencias de la instrumentación requerida para poder realizar el análisis óptimo y exacto de las principales variables que se deben tener en cuenta en aplicaciones con gas natural, al contar con dispositivos que se ajustan adecuadamente a las exigencias de los clientes, que van desde el desempeño y funcionamiento de los dispositivos, hasta las inclemencia de climas que requieren instrumentación que pueda sortearse la variación de temperaturas extremas.

BIBLIOGRAFIA

AMETEK PROCESS INSTRUMENTS, Instrumentation for Natural Gas Applications, 2006.

AMETEK PROCESS INSTRUMENTS, Moisture Analyzer Performance Comparisons, William Haddad, Marketing Manager, AMETEK Process Instruments, Technical Document, 2006.

AMETEK PROCESS INSTRUMENTS, A Comparison of Two Leading Moisture Measurement Technologies: Aluminum Oxide versus Quartz Crystal Microbalance, William Haddad, Marketing Manager, AMETEK Process Instruments, Technical Document, 2006

AMETEK PROCESS INSTRUMENTS, The Seven Deadly Sins of Amine Treating, Michael Sheilan, Design Engineer, AMETEK Process Instruments, Technical Document, 2006.

AMETEK PROCESS INSTRUMENTS, 3050-OLV Moisture Data – Glycol Dehydrator, Michael Sheilan, Design Engineer, AMETEK Process Instruments, Technical Document, 2006.

AMETEK PROCESS INSTRUMENTS, 3050-OLV Process Moisture Analyzer, Technical Document, 2006.

AMETEK PROCESS INSTRUMENTS, Model 933 vs. Lead Acetate Paper Tape for H₂S Analysis of Natural Gas, Michael Sheilan, Design Engineer, AMETEK Process Instruments, Technical Document, 2006.

AMETEK PROCESS INSTRUMENTS, Understanding the AMETEK Model 4650 H₂S In Lean Amine Analyzer, Ramesh Raman, Senior Process Analyzer Engineer, Technical Document, 2005.

AMETEK PROCESS INSTRUMENTS, Understanding the AMETEK Model 4660 Sales Gas Analyzer, Ramesh Raman, Senior Process Analyzer Engineer, Technical Document, 2005.

Wikipedia, www.wikipedia.com