

MÉTODOS PARA TRATAR PROBLEMAS DE FORMACIÓN DE AZUFRE  
ELEMENTAL EN SISTEMA DE MEDICIÓN Y REGULACIÓN DE PRESIÓN EN  
LÍNEAS DE GAS NATURAL

JUAN CARLOS PALOMARES QUINTERO

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERIA FISICOQUIMICA  
ESCUELA DE INGENIERIA DE PETROLEOS  
MAESTRÍA EN INGENIERÍA DE PETRÓLEOS Y GAS  
BUCARAMANGA

2018

MÉTODOS PARA TRATAR PROBLEMAS DE FORMACIÓN DE AZUFRE  
ELEMENTAL EN SISTEMA DE MEDICIÓN Y REGULACIÓN DE PRESIÓN EN  
LÍNEAS DE GAS NATURAL

JUAN CARLOS PALOMARES QUINTERO

Trabajo de grado presentado como requisito para optar el título de  
Magister en Ingeniería de Petróleos y Gas

Director

JORGE ENRIQUE MENESES, MSc.

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERIA FISICOQUIMICA  
ESCUELA DE INGENIERIA DE PETROLEOS  
MAESTRÍA EN INGENIERÍA DE PETRÓLEOS Y GAS  
BUCARAMANGA

2018

## DEDICATORIA

A DIOS quien me mantiene con vida y mis seres amados quienes son la razón y mi motivación.

## AGRADECIMIENTOS

El autor de este proyecto expresa de manera formal su gratitud y sincero agradecimiento a:

- EQUION ENERGIA, quien permitió el desarrollo del primer trabajo investigativo y práctico del tema realizado en este trabajo de grado.
- Universidad Industrial de Santander por la formación profesional y moral que nos ha brindado para el logro de esta meta, resaltando los aportes del director de este trabajo de grado.
- Los estudiantes de posgrado y al personal administrativo de posgrados por la amistad y apoyo prestado durante el desarrollo de este trabajo.
- El apoyo de mi madre incondicional por siempre agradecido.

## TABLA DE CONTENIDO

INTRODUCCION .....	17
1. DESCRIPCION DEL PROBLEMA .....	18
1.1 GENERALIDADES .....	18
1.2 PROPIEDADES DEL AZUFRE .....	20
1.3 FORMACIÓN DE AZUFRE ELEMENTAL.....	23
1.4 LUGARES FRECUENTES DE DEPOSICIÓN DE AZUFRE ELEMENTAL.....	26
1.5 PROCESOS DE SUBLIMACIÓN / DE-SUBLIMACIÓN DE AZUFRE ELEMENTAL.....	28
1.6 INFLUENCIA DE LAS CONCENTRACIONES DEL AZUFRE EN LA COMPOSICIÓN Y TEMPERATURA DEL GAS NATURAL.....	32
1.7 INFLUENCIA DE CONTAMINANTES EXTERNOS EN LA CORRIENTE DE GAS .....	37
2. IDENTIFICAR, DESCRIBIR Y COMPARAR LOS MÉTODOS QUE MINIMICEN LA FORMACIÓN DE AZUFRE ELEMENTAL EN SISTEMA DE MEDICIÓN Y DE REGULACIÓN DE PRESIÓN EN LÍNEAS DE GAS NATURAL.....	47
2.1 IDENTIFICACIÓN DE LOS MÉTODOS PARA TRATAR EL PROBLEMA DE LA FORMACIÓN Y DEPOSICIÓN DE AZUFRE .....	47
2.2 DESCRIPCIÓN DE LOS MÉTODOS PARA TRATAR EL PROBLEMA DE FORMACIÓN DE AZUFRE ELEMENTAL.....	48

2.2.1 Métodos de remediación. ....	48
2.2.2 Prácticas preventivas para evitar la formación de azufre elemental. ....	51
2.2.3 Conservación de Temperatura con Aislamientos Térmicos.....	56
Calentadores para Procesos.....	58
2.2.3 Métodos para la remoción de componentes de azufre de la corriente de gas. ....	69
Evaluación de métodos disponibles para la remoción de componentes de azufre de corriente de gas. ....	72
2.2.4 Recomendaciones de diseño y selección de equipos de medición y regulación de presión. ....	78
2.3 COMPARACION DE LOS MÉTODOS PARA TRATAR EL PROBLEMA DE LA FORMACIÓN Y DEPOSICIÓN DE AZUFRE .....	80
3. CASOS DE ESTUDIO TÍPO Y SELECCION DE MÉTODO APROPIADO PARA LA SOLUCIÓN DEL PROBLEMA DE LA FORMACIÓN DE AZUFRE ELEMENTAL .....	82
3.1 DEPOSICIÓN DE AZUFRE EN VALVULAS DE REGULACION DE SISTEMA FUEL GAS DE TURBOGENERADORES.....	82
3.1.1 Descripción del caso de estudio. ....	82
3.1.2 Estructura de Funcionamiento y consideraciones operacionales del Sistema caso de estudio. ....	83
3.1.3 Reportes de cromatografía del gas combustible.....	83
3.1.4 Hallazgos.....	86
3.1.5 Métodos para tratar el problema de formación de azufre Elemental .....	88
3.1.6 Cálculos y simulación. ....	92
3.2 DEPOSICIÓN DE AZUFRE ELEMENTAL EN VALVULAS REGULADORAS DE ESTACION DE MEDICION Y REGULACION (CITY GATE) .....	93
3.2.1 Descripción del caso de estudio. ....	93

3.2.2 Estructura de Funcionamiento y consideraciones operacionales del sistema caso de estudio. ....	94
3.2.3 Hallazgos.....	96
3.2.4 Métodos para tratar el problema de formación de azufre Elemental .....	100
3.2.4.1 Actividades de remediación. ....	100
<b>3.2 DEPOSICIÓN DE AZUFRE ELEMENTAL EN ESTACIÓN DESCOMPRESORA DE GAS NATURAL COMPRIMIDO 1000 SM3/H .....</b>	<b>103</b>
3.3.1 Descripción del Caso de estudio. ....	103
3.3.2 Estructura de funcionamiento y consideraciones operacionales del caso de estudio. ....	103
3.3.3 Hallazgos.....	106
3.3.4 Métodos para tratar el problema de formación de azufre Elemental .....	106
<b>4. CONCLUSIONES .....</b>	<b>110</b>
<b>5. RECOMENDACIONES .....</b>	<b>112</b>
<b>BIBLIOGRAFÍA .....</b>	<b>113</b>

## LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Puntos comunes para la deposición de azufre elemental y su impacto potencial. .	27
Tabla 2. Composición molecular (%) de los gases estudiados. ....	33
Tabla 3. Influencia de la Caída de Presión en la Formación de Azufre Solido - Gas A y Gas B. ....	34
Tabla 4. Influencia de la Caída de Presión en la Formación de Azufre Solido - Gas C y Gas D. ....	34
Tabla 5. Influencia de la Temperatura en la Formación de Azufre Solido en una disminución de Presión de 5 a 0.5 MPa (725.2 a 232 Psi) - Gas A y Gas B. ....	35
Tabla 6. Influencia de la Temperatura en la Formación de Azufre Solido para una Caída de Presión Típica de 5 a 0.5 MPa (725.2 a 232 Psi) - Gas C y Gas D. ....	35
Tabla 7. Influencia de la Composición de H <sub>2</sub> S en la Formación de Azufre Solido para una disminución de Presión Típica de 5 a 0.5 MPa (725.2 a 232°F) - Gas A/Gas F. ....	36
Tabla 8. Influencia de la Composición de CO <sub>2</sub> en la Formación de Azufre Solido para una disminución de Presión Típica de 5 a 0.5 MPa - Gas B/Gas E. ....	36
Tabla 9. Influencia de la Composición de Componentes Pesados en la Formación de Azufre Solido en la disminución de Presión de 5 a 0.5 MPa - Gas B/Gas C. ....	37
Tabla 10. Reacciones química para la formación de azufre elemental- Energía de Gibbs. .	41
Tabla 11. Componentes más comunes detectadas por análisis de ICP-MS de los depósitos de azufre elemental. ....	43
Tabla 12. Elementos y procesos que impactan en la formación/deposición de azufre elemental en las líneas de transmisión. ....	44
Tabla 13. Opciones de disposición del gas ácido separado. ....	76
Tabla 14. Comparativos de las diferentes alternativas. ....	80
Tabla 15. Variables operacionales de Unidades Fuel Gas ....	85
Tabla 16. Cálculos para sistema de calentamiento catalítico - segunda etapa de regulación. ....	101
Tabla 17. Cálculos para sistema de calentamiento catalítico - segunda etapa de regulación. ....	101

## LISTA DE ILUSTRACIONES

Ilustración 1. Bloqueo parcial de azufre elemental en canastilla filtro de válvula reguladora de presión. ....	18
Ilustración 2. Deposición de azufre elemental agua abajo de un medidor de flujo tipo turbina. ....	19
Ilustración 3. Acumulación de azufre en filtros coalescentes. ....	20
Ilustración 4. Diagrama de Fase Simplificado del Azufre. ....	21
Ilustración 5. Comparación del Azufre en estado de Vapor y el Peso Moléculas Temperatura. ....	22
Ilustración 6. Deposición de Azufre en válvula reductora de alta presión.....	23
Ilustración 7. Deposición de Azufre en las tuberías internas de los tubos Acondicionadores. ....	24
Ilustración 8. Deposición de azufre elemental agua debajo de un medidor de flujo tipo turbina. ....	25
Ilustración 9. Capa generada presencia de azufre elemental que afecta funcionamiento de control de Válvula. ....	26
Ilustración 10. Corridas de limpieza de tuberías con marranos de cepillos bidireccionales que retiran cantidades de polvo negro “back poder”. ....	31
Ilustración 11. Detergentes limpiador ZOK 27 uso industriales. ....	51
Ilustración 12. Pigs / marranos para limpieza, sellado y secado (de izquierda a derecha). ....	53
Ilustración 13. Aislamiento térmico Lana de vidrio para tuberías con Cañuelas Alto rango. ....	56
Ilustración 14. Aislamiento Lana de mineral de roca. ....	57
Ilustración 15. Cañuelas y láminas de poliuretano fabricadas en espuma de poliuretano. ..	58
Ilustración 16. Modelos de Calentador Catalítico.....	60
Ilustración 17. Típico calentador catalítico para medidores rotativos y válvulas de regulación con calentador en dos caras.....	61
Ilustración 18. Vista isométrica de calentador catalítico y vista de configuración interna. .	62

Ilustración 19. Vista de Calentadores Catalíticos en Serie. ....	62
Ilustración 20. Concepto básico de operación del intercambiador por Calor Catalítico.....	63
Ilustración 21. Vista de instalación de cables calefactores y controlador de potencia. ....	64
Ilustración 22. Descripción de los cables calefactores.....	65
Ilustración 23. Calentador eléctrico horizontal por inmersión.....	66
Ilustración 24. Vistas lateral y frontal de Calentador de Fuego Indirecto Citygate Cali. ....	67
Ilustración 25. Calentador de combustión directa radiante conectivo. ....	68
Ilustración 26. Intercambiadores de calor de tubería en espiral.....	69
Ilustración 27. Cromatografía Fuel Gas.....	85
Ilustración 28. Análisis de laboratorio, identificación azufrados del gas combustible. ....	86
Ilustración 29. Sistema de regulación de presión de turbogeneradores - válvula de control de gas principal y gas piloto.....	87
Ilustración 30. Válvula de control principal, internos con presencia de Azufre Elemental.	87
Ilustración 31. Contaminación de Glicol y carbón en elementos filtrantes de fuel gas de máquina. ....	91
Ilustración 32. Acondicionamiento de drenaje en sistema de filtrado. ....	91

## LISTA DE GRAFICOS

Grafico 1. Términos Involucrados en la Formación de Azufre Elemental en las Líneas de Transmisión.....	29
Grafico 2. Procesos Termo-Físicos para la formación de partículas en líneas de transmisión de Gas.....	30
Grafico 3. Envolventes de fases de los cuatro gases del modelo de estudio.....	33
Grafico 4. Temperatura de gas combustible vs. Presión y Concentración de sulfuro. ....	55
Grafico 5. Guía para la selección de procesos de endulzamiento de gas natural.....	73
Grafico 6. Unidad Fuel Gas y Regeneradora MEG. ....	84
Grafico 7. PFD de unidad Fuel Gas sección calentador.....	84
Grafico 8. Líneas de flujo para flushing y boroscopia del sistema de fuel gas de turbinas de generación. ....	89
Grafico 9. Plano de líneas de flujo para el flushing del sistema de regulación.....	89
Grafico 10. Simulación de condiciones con aislamiento térmico. ....	93
Grafico 11. City Gate Típico en sistemas de transmisión y distribución nacional de gas natural.....	95
Grafico 12. Paramentos de diseño de City Gate instalados. ....	96
Grafico 13. Presencia de azufre elemental y erosión en mangas de válvulas reguladoras de presión American mester.....	97
Grafico 14.Resultado de análisis química de material depositado en las válvulas reguladores. ....	98
Grafico 15. Cromatografía del gas que ingresa en la Estación de medición y regulación...	98
Grafico 16. Contenido de H <sub>2</sub> S del Gas Natural del Caso de Estudio. ....	99
Grafico 17. Histórico de Temperatura del gas a la salida del City Gate.....	99
Grafico 18. Simulación de condiciones operacionales del sistema.....	101
Grafico 19. Especificaciones de calentadores catalíticos.....	102
Grafico 20. Modelación 3D de Planta de medición y regulación, estación descompresora. ....	104
Grafico 21. Modelación 3D de conjunto de calentamiento bomba, caldera y quemador. .	105

Grafico 22. Envolvente de fases-Vapor en el punto de rocío (Dew Point vapor) del gas natural comprimido entregado a la estación..... 106

Grafico 23. Variables operativas de estación descompresora en máxima carga térmica... 107

Grafico 24. Variables operativas de estación descompresora con una temperatura de entrega de agua caliente de 80°C (176°F). ..... 108

## RESUMEN

**TITULO:**

MÉTODOS PARA TRATAR PROBLEMAS DE FORMACIÓN DE AZUFRE ELEMENTAL EN SISTEMA DE MEDICIÓN Y REGULACIÓN DE PRESIÓN EN LÍNEAS DE GAS NATURAL

**AUTOR:**

JUAN CARLOS PALOMARES QUINTERO

**PALABRAS CLAVE:**

DE-SUBLIMACIÓN, AZUFRE ELEMENTAL, DEPOSICIÓN, REMEDIACIÓN.

**DESCRIPCIÓN:**

En las últimas décadas se han evidenciado las consecuencias negativas de un fenómeno denominado formación y deposición de azufre elemental ocasionando una acumulación del elemento químico azufre elemental en forma de polvo amarillo causando afectaciones negativas en las líneas de transmisión, distribución y equipos asociados en el sector del gas natural estas obstrucciones parciales o totales afectando negativamente la funcionalidad y confiabilidad operacional de los sistemas de transporte y equipo que usan el gas natural como combustible; a pesar de los esfuerzos de los profesionales del sector del gas natural, se han incrementado los eventos de corte al suministro de gas en varias estaciones de regulación y medición (*City Gates*), fallas en equipos industriales como turbogeneradores y bloqueo a sistemas de medición de gas, corte de suministro de estaciones descompresoras entre otros casos evidenciados. Por lo cual se requiere que los profesionales del gas conozcan el proceso termodinámico llamado de-sublimación o sublimación inversa produciendo un cambio de estado del azufre desde la fase de vapor a sólido, el desconocimiento de los métodos para tratar los problemas de formación de azufre elemental basados en la minimización de las variables que incentivan la formación de azufre elemental ha impedido la aplicación de soluciones permanentes. Este trabajo permite identificar, describir y comparar los métodos que minimicen la formación de azufre elemental en sistema de medición y de regulación de presión en líneas de gas natural y desarrollar los cálculos pertinentes de tres casos típicos y seleccionar el método apropiado para la solución del problema de la formación de azufre elemental.

---

\*Trabajo de Grado de Maestría\*\* Facultad de Ingeniería Físicoquímica, Escuela de Ingeniería de Petróleos, Director: Ing, Jorge Enrique Meneses, MSc.

## ABSTRACT

**TITLE:**

METHODS TO TREATMENT WITH ELEMENTAL SULFUR FORMATION PROBLEMS IN MEASUREMENT AND PRESSURE REGULATION SYSTEMS IN NATURAL GAS LINES

**AUTOR:**

JUAN CARLOS PALOMARES QUINTERO

**KEYWORDS:**

DESUBLIMATION, ELEMENTAL SULFUR, DEPOSITION, REMEDIATION.

**DESCRIPTION:**

In recent decades the negative consequences of a phenomenon known as elemental sulfur formation and deposition have been evidenced, causing an accumulation of the elemental sulfur chemical element in the form of a yellow powder, causing negative effects on the transmission lines, distribution and associated equipment in the sector of the natural gas these partial or total obstructions negatively affecting the functionality and operational reliability of transport systems and equipment that use natural gas as fuel; despite the efforts of professionals in the natural gas sector, cutting events have increased in gas supply in several regulation and measurement stations (City Gates), failures in industrial equipment such as turbogenerators and blocking of gas measurement systems. gas, cut-off of supply of decompression stations among other evidenced cases. Therefore it is required that gas professionals know the thermodynamic process called de-sublimation or inverse sublimation producing a change of state of sulfur from the vapor phase to solid, the ignorance of the methods to treat the problems of formation of elemental sulfur based on the minimization of the variables that encourage the formation of elemental sulfur has impeded the application of permanent solutions. This work makes it possible to identify, describe and compare the methods that minimize the formation of elemental sulfur in the measurement and regulation system of pressure in natural gas lines and develop the pertinent calculations of three typical cases and select the appropriate method to solve the problem of the formation of elemental sulfur.

---

**\*Trabajo de Grado de Maestría\*\*** Facultad de Ingeniería Físicoquímica, Escuela de Ingeniería de Petróleos, Director: Ing, Jorge Enrique Meneses, MSc.

## INTRODUCCION

El presente trabajo abarca un fenómeno que se presenta a nivel nacional e internacional y ha sido caso de estudio por varios autores durante décadas, dicho fenómeno se denomina como Formación y Deposición de Azufre Elemental y afecta en gran medida a los operadores de líneas de transmisión, distribución y equipos asociados del sector del gas natural. En los últimos años, la presencia de este “polvo amarillo” ha sido persistente y ha causado el corte del suministro de gas en varias Estaciones de Regulación y Medición (*City Gates*) de importante transportadora de gas natural a nivel nacional, corte del suministro a equipos industriales como turbogeneradores y bloqueo a sistemas de medición. El gas natural cumpliendo con las especificaciones de calidad exigidas por el RUT (Reglamento Único de Transporte de gas natural) u otras dependiendo del uso del gas a nivel industrial; los componentes de azufre son transportado junto con la corriente de flujo, que al ser expuesto a variables y factores propicios inicia en un proceso termodinámico llamado de-sublimación o sublimación inversa produciendo un cambio de estado desde la fase de vapor a un sólido generando azufre elemental. La formación y acumulación de azufre elemental se presenta de manera negativa en las líneas de gas de alta presión, equipos asociados en plantas de tratamiento, transporte y uso industrial del gas natural. La deposición de azufre elemental se encuentra comúnmente aguas debajo de una reducción de presión, que causa una reducción en la temperatura y formación y acumulación de azufre desde pequeñas cantidades hasta un taponamiento total, causando consecuencias económicas y operacionales importantes.

La formación y acumulación de azufre elemental en las líneas de gas se ha incrementado en especial en sistema de medición y regulación de presión, causando impactos en la seguridad operacional y en costos de mantenimiento; el desconocimiento de los métodos para tratar los problemas de formación de azufre elemental basados en la minimización de las variables que incentivan la formación de azufre elemental ha impedido la aplicación de soluciones permanentes.

## DESCRIPCION DEL PROBLEMA

### 1.1 GENERALIDADES

Aunque la deposición de azufre elemental no es nuevo para la industria del transporte de gas, la frecuencia de ocurrencia en diferentes ámbitos de la industria del gas a aumentado debido a la acentuación de factores operacionales, creando problemas que inciden en el aumento de los mantenimientos correctivos y preventivos que son afrontados desde los años 80 por el personal de operaciones de las líneas de transmisión de gas y equipos asociados a nivel industrial y comercial, evidenciado taponamiento parciales o totales de las líneas de transporte de gas y equipos creando problemas operacionales a causa de la formación y deposición de azufre elemental.<sup>1</sup>

**Ilustración 1.** Bloqueo parcial de azufre elemental en canastilla filtro de válvula reguladora de presión.



Fuentes: PACK, D. J., PARKS, D. W., & CHESNOY, A. B. (2012). BELGRAVE, John. Pre-feasibility for heavy oil assets. 2009.

---

<sup>1</sup> Pack, D. J., & Chesnoy, A. B. (2007). Unwanted sulfur contamination in natural gas. *Hydrocarbon Processing*, 86(7), 47-56.

Los trabajos de investigación comenzaron alrededor de 1990 con el comportamiento del gas en experimentos de laboratorio utilizando Toberas tipo Venturi de flujo crítico, para referenciar la calibración de dispositivos de medición, donde se observó condensaciones espontaneas, utilizando válvulas de control de presión, demostrando la formación de azufre elemental que determinaron la importancia de los componentes del gas natural destacado el H<sub>2</sub>S, el sulfuro de carbonilo (COS) y mercaptanos (RSH) los cuales son añadidos como odorantes presentes en el flujo de gas.<sup>2</sup> En el año 1999 la empresa General Electric en Schenectady, Nueva York, experimentando graves problemas de deposición de azufre con turbinas de gas en Hong Kong, debido a las condiciones de presión y temperatura a través de la válvula de control de suministro de gas, los investigadores de GE, Wilkes y Pareek<sup>3</sup> evidenciaron que las caídas de presión en la válvula de control formaba azufre elemental y analizaron la curvas de comportamiento referentes a la concentración de azufre en el flujo del gas.

**Ilustración 2.** Deposición de azufre elemental agua abajo de un medidor de flujo tipo turbina.



Fuente: PACK, D. J., PARKS. Unwanted Sulfur Contamination in Natural Gas. 2007

---

<sup>2</sup> Wilkes, C., Pareek, V., (1999). Sulfur Deposition in a Gas Turbine Natural Gas Fuel Control System. ASME Joint Power Conference. San Francisco.

<sup>3</sup> Wilkes, C., & Pareek, V. (1999). Sulfur deposition in a gas turbine natural gas fuel control system. General Electric Co., Schenectady, NY (US).

En el año 2008 se presentan los efectos fisicoquímico<sup>4</sup> debidos a la nucleación, condensación (desublimación) y los procesos de coagulación de los vapores de azufre súper saturados dentro de la corriente de gas a alta presión en instalaciones de regulación de presión de gas natural. Los fenómenos han venido creciendo debido a las variaciones de las condiciones operacionales de las líneas principales de transmisión de flujo así como en usuario finales, evidenciando la contribución de que otras impurezas aumentan las reacciones químicas dentro de las corrientes de gas aumentado la formación de azufre elemental.

**Ilustración 3.** Acumulación de azufre en filtros coalescentes.



Fuente: OTD, Mitigation Strategy for Sulfur Deposits in Gas Pipelines, 2007, disponible en: <http://www.gascas.com.br/produto/50/filtros-coalescentes?lang=es>

## 1.2 PROPIEDADES DEL AZUFRE

Según Pack<sup>5</sup>, el azufre es el elemento con número atómico de 16, siendo posicionado en el segundo lugar del grupo VI en la Tabla Periódica, y por lo tanto no es metálico. El azufre es

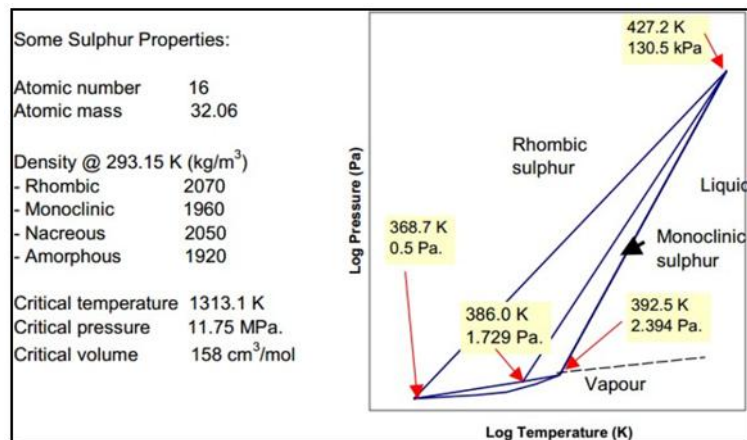
---

<sup>4</sup> Pack, D. J., & Chesnoy, A. B. (2007). Unwanted sulfur contamination in natural gas. *Hydrocarbon Processing*, 86(7), 47.

<sup>5</sup> *Ibíd.* 36p.

un componente esencial de la biosfera, con alrededor del 1% de la masa seca de los organismos vivos es azufre. Después del carbono y el hidrógeno, el azufre es el tercer constituyente más abundante del petróleo crudo. El azufre tiene propiedades similares a las del oxígeno y selenio. Cuando se comporta como un agente oxidante, se puede combinar activamente con una gran cantidad de elementos para formar sulfuros. Adicionalmente, puede ser oxidado produciendo componentes tales como el dióxido de azufre (SO<sub>2</sub>) y el trióxido de azufre (SO<sub>3</sub>), los cuales pueden reaccionar con agua para formar ácidos. El azufre elemental se presenta en varias formas alotrópicas en diferentes estados físicos. A diferencia de la mayoría de elementos, los cuales tienen un solo punto triple, el azufre tiene cuatro, el azufre elemental que se encuentra en las líneas de transmisión de gas natural está predominantemente en la forma ortorrómbica (  $S_8$  ), estando compuesta de ocho moléculas de azufre, las cuales se denotan como (S<sub>8</sub>) o azufre ortorrómbico, el cual es termodinámicamente estable a las condiciones operativas normales de una línea de transmisión.

**Ilustración 4.** Diagrama de Fase Simplificado del Azufre.



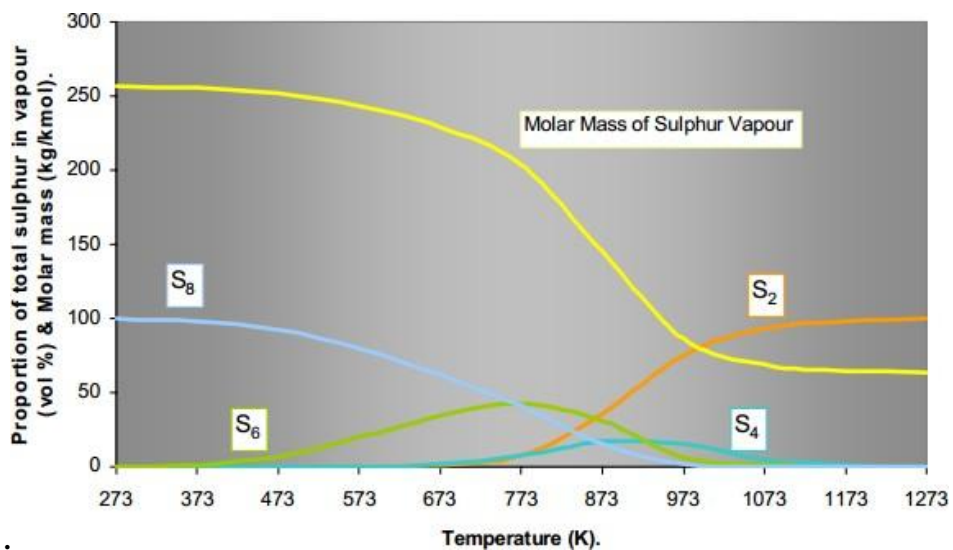
Fuente: Tomado de PACK, J. David. "Elemental Sulphur" Formation in Natural Gas Transmission Pipelines. Tesis de Doctorado. Australia: The University of Western Australia. Faculty of Engineering, Computing and Mathematics, 2005. p. 36.

Es importante analizar que el azufre se disocia o asocia a menor o mayor temperatura respectivamente cambiando en una variedad de masas moleculares desde azufre elemental

en estado sólido ( $S_8$ ) a clases intermedias ( $S_6$ ) y ( $S_4$ ) hasta finalmente ( $S_2$ ). En la siguiente figura se observa los resultados en que se relaciona el azufre en estado de vapor y el peso molecular de la muestra en relación con la temperatura. El azufre puede presentarse varias formas moleculares diferentes dependiendo de la temperatura de la cadena o de las estructuras cíclicas, por lo que el número de átomos del azufre pueden variar entre 2 a  $10^6$ .

El azufre es un potencial agente oxigenante el materiales orgánicos e inorgánicos y actúa con independencia de la presencia de oxígeno, pero con el agua forma ácido sulfúrico y sulfuroso a temperaturas moderas, que el caso de transporte de gas reaccionan con las tuberías metálicas creando corrosión. El azufre es soluble formando entre otros sulfuro de carbono ( $CS_2$ ), sulfuro de hidrogeno ( $H_2S$ ), benceno ( $C_6H_6$ ), octano ( $C_8H_{18}$ ) y hexano ( $C_6H_{14}$ )<sup>6</sup>.

**Ilustración 5.** Comparación del Azufre en estado de Vapor y el Peso Moléculas Temperatura.



Fuente: Tomado de PACK, J. David. "Elemental Sulphur" Formation in Natural Gas Transmission Pipelines. Tesis de Doctorado. Australia: The University of Western Australia. Faculty of Engineering, Computing and Mathematics, 2005. p. 38.

<sup>6</sup> PACK, J. David. "Elemental Sulphur" Formation in Natural Gas Transmission Pipelines. Tesis de Doctorado. Australia: The University of Western Australia. Faculty of Engineering, Computing and Mathematics, 2005. p. 38.

### 1.3 FORMACIÓN DE AZUFRE ELEMENTAL

Históricamente los compuestos de azufre han sido introducidos en el gas como odorantes, en muchos casos, se encuentra de forma natural en el gas de la fuente o yacimiento. Además de estar presente en forma de compuesto, el azufre toma forma de vapor en su forma elemental (típicamente S).

**Ilustración 6.** Deposición de Azufre en válvula reductora de alta presión.



Fuente: Tomado de PACK, J. David. Unwanted Sulfur Contamination in Natural Gas. Liquefied Natural Gas Developments, 2007. p. 2.

La presencia de compuestos de azufre del gas se detecta fácilmente utilizando modernos sistemas de análisis de gas. Sin embargo, en su forma elemental a menudo está presente en concentraciones muy bajas, por lo cual, estos componentes de azufre son difíciles de detectar mediante el análisis de gas convencional. Los niveles de concentración son muy bajos, haciéndose referencia de partes por millón de volumen (ppmv), pero aun a esto niveles, la deposición de azufre elemental es negativa en las instalaciones y facilidades de procesamiento de gas, equipos de medición de flujo, tuberías, turbinas y sistemas de medición de gas.

**Ilustración 7.** Deposición de Azufre en las tuberías internas de los tubos Acondicionadores.



Fuente: PACK, J. David. Unwanted Sulfur Contamination in Natural Gas. Liquefied Natural Gas Developments, 2007. p. 6.

Los problemas asociados a la deposición de azufre en los elementos como válvulas reguladoras de presión de las turbinas a gas han causado problemas en la confiabilidad operacional y durabilidad de los componentes<sup>7</sup> y otros equipos asociados como los sistemas de medición<sup>8</sup> y suministro de gas. El azufre elemental que se mantiene en forma de vapor no es perjudicial, los problemas se desarrollan cuando se produce una desublimación de azufre elemental desde la fase de vapor generando depósitos sólidos que se adherirse a los componentes internos.

---

<sup>7</sup> Robert Mendoza, Product Information Letter 246, SOLAR TURBINES, 2012.

<sup>8</sup> Pack, D. J., Chesnoy, A. B., & Bosio, J. (2013). Gas flow measurement & the impact of contaminants in the gas stream. In 16th International Flow Measurement Conference, FLOMEKO.

**Ilustración 8.** Deposición de azufre elemental agua debajo de un medidor de flujo tipo turbina.



Fuente: Pack, D. J., Chesnoy, A. B., & Bosio, J. Gas Flow measurement & the impact of conaminants in the gas strem, 2013. P.1.

El azufre elemental puede causar daños en el equipo y en el tiempo provocar paradas de los sistemas, los depósitos de azufre también pueden causar erosión, obstrucción de las operaciones de limpieza con marrano y taponamiento de los filtros en estaciones reguladoras. El azufre elemental afecta la precisión de los instrumentos de medición de flujo (hasta un 2% de error), daños en los álabes de turbinas y causar problemas de taponamiento en los intercambiadores de calor.<sup>9</sup>

Los impactos de los contaminantes en las corrientes de gas en el caso de una válvula de control tipo jaula muestra que el filtro se encuentra colapsado de azufre elemental en la parte interna y externa estos depósitos pueden causar bloqueo total parando el flujo y aumentando la presión diferencial, causando errores de calibración y ajustes. En los turbogeneradores se puede evidenciar una operación o funcionamiento inapropiado cuando la válvula principal de suministro de gas se encuentra con una capa generada por la presencia de azufre elemental en el sistema Fuel Gas.

---

<sup>9</sup> Cézac, P., Serin, J. P., Reneaume, J. M., Mercadier, J., & Mouton, G. (2008). Elemental sulphur deposition in natural gas transmission and distribution networks. *The Journal of Supercritical Fluids*, 44(2), 115-122.

**Ilustración 9.** Capa generada presencia de azufre elemental que afecta funcionamiento de control de Válvula.



Fuente: EQUION, Reporte de Evento de integridad & gestión de activos, 2015. Citado por: Juan Carlos Palomares. Estudio de viabilidad técnico-económica para evitar la acumulación de azufre elemental en los sistemas de gas combustible de los turbogeneradores del CPF Floreña, Tesis de Especialista. Bucaramanga. UIS 2017, 32p.

#### **1.4 LUGARES FRECUENTES DE DEPOSICIÓN DE AZUFRE ELEMENTAL**

En el trabajo de Pack<sup>10</sup>, describe los lugares donde se encuentran con mayor frecuencia la formación y acumulaciones de azufre elemental en las líneas de transmisión y sistemas asociados, haciendo referencia a las figuras anteriores.

Actualmente el personal de operación y mantenimiento de las compañías continúan evidenciando deposición de azufre elemental en líneas y accesorios que no se había presentado en el pasado con consecuencias que varían desde una disminución o interrupción

---

<sup>10</sup> PACK, J. David. "Elemental Sulphur" Formation in Natural Gas Transmission Pipelines. Tesis de Doctorado. Australia: The University of Western Australia. Faculty of Engineering, Computing and Mathematics, 2005. p. 8.

completa de flujo y daños considerables en válvulas, accesorios y equipos rotativos, lo que tiene el potencial de interrupciones en el funcionamiento de equipos y cortes en el suministro.

**Tabla 1.** Puntos comunes para la deposición de azufre elemental y su impacto potencial.

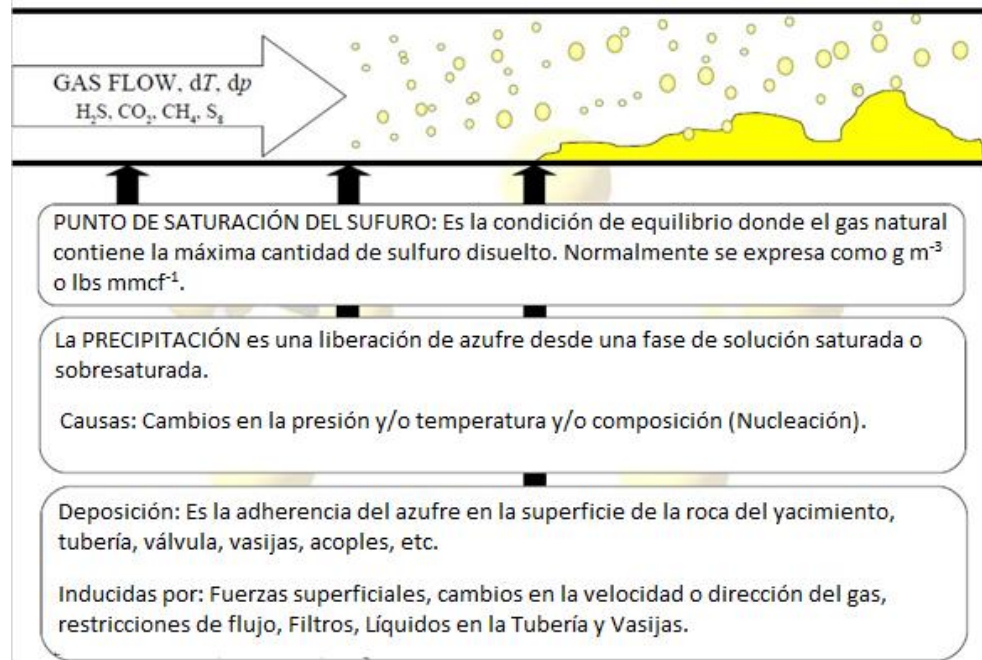
<b>Localización de la Deposición de Azufre Elemental</b>	<b>Impacto del Proceso de Deposición</b>
Aguas abajo de las válvulas de control de las turbinas de gas. Ver figura 7.	Válvulas de control producen un desprendimiento incontrolado de depósitos de azufre dentro de las boquillas del gas combustible. Esto tiene el potencial de causar retroceso de llama y retención de la llama del sistema produciendo daños físicos al equipo.
Deposición en los recintos internos de los medidores de flujo. Ver figura 6.	Perdida de exactitud en los equipos de medición de gas. Tales depósitos pueden producir lecturas erráticas por encima o por debajo del valor real. En el caso de un medidor de flujo de placa orificio el impacto general será una medición por debajo del valor real.
Deposición alrededor de las válvulas de control de presión. Ver figura 4.	Impacto desfavorable en el movimiento del vástago con un potencial de taponamiento del orificio de la válvula.
Recubrimiento de termo-pozos, paredes de tuberías y elementos de acondicionamiento de flujo. Ver figura 5.	Degradación general en el desempeño y potencial para detener el flujo de gas por taponamiento en el caso de un elemento acondicionador de flujo.
Deposición en la garganta de toberas de flujo crítico.	Las toberas no pueden ser usadas más para propósitos de medición / calibración.
Recubrimientos de los filtros en línea y en los internos de la carcasa de los filtros. Ver figura 3.	Incremento en la presión diferencial a través de los elementos de los filtros con potencial de un completo taponamiento, y/o colapso del filtro, con potencial para un daño colateral subsecuente a los equipos aguas abajo.
Recubrimientos de intercambiadores de calor para gas ácido en las plantas de tratamiento de gas natural.	Potencial para el taponamiento, el cual requiere de paradas de la planta.

Fuente: Tomado de PACK, J. David. "Elemental Sulphur" Formation in Natural Gas Transmission Pipelines. Tesis de Doctorado. Australia: The University of Western Australia. Faculty of Engineering, Computing and Mathematics, 2005. p. 8.

## **1.5 PROCESOS DE SUBLIMACIÓN / DE-SUBLIMACIÓN DE AZUFRE ELEMENTAL**

De acuerdo a las figuras anteriores de comportamiento del azufre en estado de vapor se concluye que los cambios de fase están relacionados con los cambios en presión y temperatura. Entendiendo que la sublimación es el cambio de fase de sólido a vapor y la desublimación o sublimación inversa es la conversión directa de estado vapor al sólido sin pasar por el estado líquido. Las formas de “azufre elemental” en los sistemas de gasoductos en puntos de reducción de presión en donde hay expansión con enfriamiento de la corriente de gas produciendo productos sólidos muy finos de alta pureza. Los vapores sobresaturados al pasar a través de una válvula de control, tobera u otro accesorio la velocidad se incrementa rápidamente aumenta, transformando el calor en energía cinética de flujo, la temperatura del gas disminuirá rápidamente en estos momentos aparecerá de manera repentina un proceso de nucleación llevándose a cabo tres procesos simultáneos para realizar la deposición de azufre elemental: Nucleación, condensación y coagulación. Siendo el proceso de nucleación el mecanismo más importante para la formación de partículas de azufre elemental debido a la capacidad de crecimiento espontáneo de partículas que aumentan de tamaño a una fase sólida con mayor estabilidad.

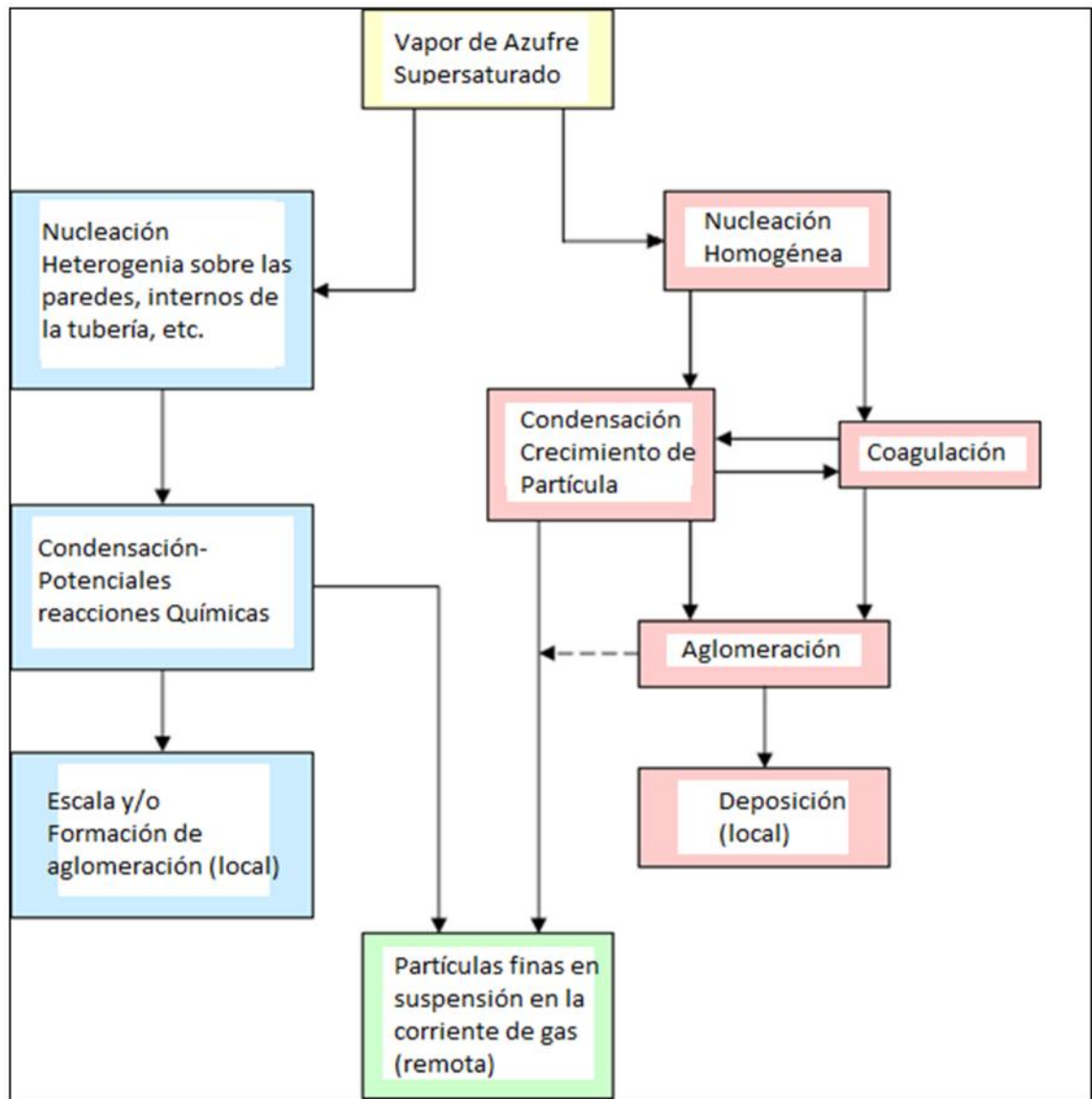
**Grafico 1.** Términos Involucrados en la Formación de Azufre Elemental en las Líneas de Transmisión.



Fuente: Modificado de: Tomado de MARRIOTT, R. A., *et al.* Native Elemental Sulfur in Sour Gas: Characterization and Phase Behavior. Alberta Sulphur Research Ltd., 2010. p. 2.

La nucleación se clasifica en homogénea y heterogénea, la homogénea se realiza en la ausencia de elementos externos. La heterogénea se realiza con la presencia de elementos externos como partículas sólidas, líquidas o vapor. Para la realización de procesos de nucleación una mezcla de gases lo puede realizar por: Enfriamiento directo o producido por la expansión adiabática del gas, por enfriamiento indirecto dado por el enfriamiento externo del sistema en el caso de las tuberías o equipo, y por reacciones químicas de la fase gaseosa.

**Grafico 2.** Procesos Termo-Físicos para la formación de partículas en líneas de transmisión de Gas.



Fuente: Adaptado de PACK, J. David. "Elemental Sulphur" Formation in Natural Gas Transmission Pipelines. Tesis de Doctorado. Australia: The University of Western Australia. Faculty of Engineering, Computing and Mathematics, 2005. p. 57.

Las reacciones químicas no son el principal factor que produce el azufre elemental debido a que donde se han encontrado la mayor cantidad de deposición de azufre elemental son los lugares donde el flujo del gas alcanza velocidades elevadas y caídas de temperatura, lo cual no favorece las reacciones químicas. El flujo de gas en las líneas de transporte es considerado

como turbulento donde existen por su configuración variantes de velocidad, las cuales arrastran partículas de diferentes fuentes en diferentes velocidades y direcciones, resultando de choques de las partículas juegan un papel importante. Estas colisiones con componentes en el flujo del gas tienen el potencial de iniciar procesos de sublimación inversa. Lo cual tiene como resultado que a los largo de la línea de transporte de gas propicien procesos de nucleación, coagulación y deposición, lo cual se ve representado en los filtro que se encuentra en la línea y en las corridas con marranos o raspadores de limpiezas, que remueven el polvo negro en las líneas de transmisión de gas.

**Ilustración 10.** Corridas de limpieza de tuberías con marranos de cepillos bidireccionales que retiran cantidades de polvo negro “back poder”.



Fuente: Tsochatzidis, N. A., & Maroulis, K. E. (2007). Methods help remove black powder from gas pipelines. *Oil and gas journal*, 105(10), 52.

Como se ha descrito existe la presencia de diferentes partículas las cuales proceden de diferentes fuentes y procesos dentro y fuera del ambiente de la línea de trasmisión, según Wagner<sup>11</sup>, de acuerdo a sus investigaciones a determinado que en las líneas de trasmisión existe una combinación variable de nucleación homogénea y heterogénea, la rata de

---

<sup>11</sup> Wagner, A. Particle Formation by Desublimation in an Adiabatic Expanding Gas Flow. PhD Thesis. University of Hannover. Germany. 1999.

nucleación homogénea es no lineal siendo muy dependiente de la relación crítica entre el vapor de azufre en el gas y de las condiciones de temperatura. Y que la nucleación heterogénea se propicia con las partículas externas en condiciones de alta turbulencia como es el caso en una cámara de expansión como una válvula de control de presión incrementando la rata de nucleación y deposición.

## **1.6 INFLUENCIA DE LAS CONCENTRACIONES DEL AZUFRE EN LA COMPOSICIÓN Y TEMPERATURA DEL GAS NATURAL**

De acuerdo a la aplicación del modelo termodinámico realizado por Cézac, P.<sup>12</sup>, donde relaciona los fenómenos microscópicos físico-químicos que ocurren en un sistema vapor-liquido-sólido, el cual se asume que se encuentran perfectamente mezclados, en el cual considera que el azufre en estado sólido se encuentra puro y se asume que no hay estados débiles en equilibrio (metaestables), y las reducciones de las presiones son isoentálpicas. Se plantea en el modelo realizar los cálculos usando la ecuación de Peng Robinson, no teniendo en cuenta algunos factores descritos anteriormente como las reacciones químicas por componentes externos. Para el modelo se consideran cuatro composiciones de gases naturales o típicos que son transportados en las redes de transmisión y distribución en la figura 12 se observan las envolventes de estos gases, en la tabla siguiente se describen la composición de las cromatografías de los gases.

---

<sup>12</sup> Cézac, P., Serin, J. P., Reneaume, J. M., Mercadier, J., & Mouton, G. (2008). Elemental sulphur deposition in natural gas transmission and distribution networks. *The Journal of Supercritical Fluids*, 44(2), 115-122.

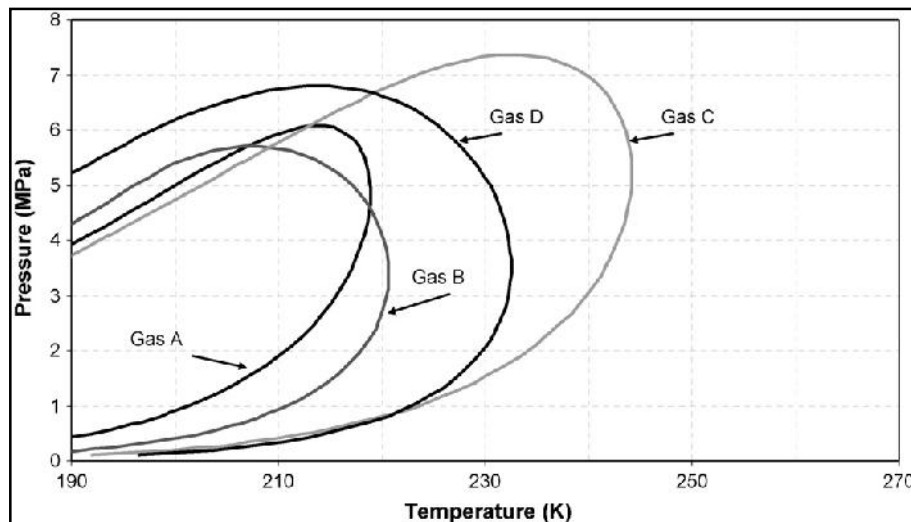
**Tabla 2.** Composición molecular (%) de los gases estudiados.

	Gas A	Gas B	Gas C	Gas D	Gas E CO <sub>2</sub> -rich gas	Gas F H <sub>2</sub> S-rich gas
CH <sub>4</sub>	90.69	96.79	82.73	83.92	86.79	90.69
C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	7.88	2.21	12.2	3.62	2.21	7.88
C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	0.82	0.09	2.69	0.74	0.09	0.82
C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	0.12	0.54	0.39	0.24	0.54	0.12
C <sub>5</sub> H <sub>12</sub>	–	–	0.05	0.14	–	–
N <sub>2</sub>	0.49	0.37	1.36	10.1	0.37	0.49
CO <sub>2</sub>	–	–	0.57	1.24	10.00	–
H <sub>2</sub> S	–	–	–	–	–	1.E–03

Fuente: Cézac, P., Serin, J. P., Reneaume, J. M., Mercadier, J., & Mouton, G. (2008). Elemental sulphur deposition in natural gas transmission and distribution networks. *The Journal of Supercritical Fluids*, 44(2), 116p.

Los resultados de los modelos se realizaron enmarcados en las condiciones reales de operación y para todos los gases mantiene el contenido de azufre aguas arriba en el valor de 7 E-4 mg/Nm<sup>3</sup>. De esta manera, todos los gases no estarán saturados antes de la reducción de presión.

**Grafico 3.** Envoltentes de fases de los cuatro gases del modelo de estudio.



Fuente: Cézac, P., Serin, J. P., Reneaume, J. M., Mercadier, J., & Mouton, G. (2008). Elemental sulphur deposition in natural gas transmission and distribution networks. *The Journal of Supercritical Fluids*, Vol. 44, 117p.

En la siguientes tablas los cuatro gases se encuentran en una temperatura aguas arriba de 280K (44,33°F) y una presión aguas debajo de 0.5Mpa (72.5 Psi), siendo sometidos a una disminución de presión o expansión a causa de un ajuste de la presión aguas arriba entre los valores de 5 Mpa a 1.6 Mpa (725.2 Psi a 232 Psi), y se mantienen fijo para los gases la temperatura aguas arriba y la presión aguas abajo, se obtiene como resultado aguas debajo de la expansión la temperatura del gas y se determina el porcentaje de azufre que pasa de estado vapor a sólido por efectos de la sublimación inversa. Evidenciando que a mayor cambio en la presión mayor es el porcentaje de masa de azufre sólido calculado.

**Tabla 3.** Influencia de la Caída de Presión en la Formación de Azufre Sólido - Gas A y Gas B.

Upstream pressure (fixed) (MPa)	Gas A		Gas B	
	Downstream temperature (calculated) (K)	Solid sulphur repartition (calculated) (mass%)	Downstream temperature (calculated) (K)	Solid sulphur distribution (calculated) (mass%)
5	250.0	99.86	252.4	99.74
4	257.0	99.01	258.7	98.49
3	263.8	94.22	264.9	92.44
2.5	267.1	87.14	268.0	84.24
2	270.4	73.27	271.0	69.11
1.6	273.0	24.99	273.5	50.18

Fuente: Tomado de CEZAC, Pierre. et al. Elemental Sulphur Deposition in Natural Gas Transmission. En: J. of Supercritical Fluids, 2008. vol. 44, p. 119.

**Tabla 4.** Influencia de la Caída de Presión en la Formación de Azufre Sólido - Gas C y Gas D.

Upstream pressure (fixed) (MPa)	Gas C		Gas D	
	Downstream temperature (calculated) (K)	Solid sulphur repartition (calculated) (mass%)	Downstream temperature (calculated) (K)	Solid sulphur distribution (calculated) (mass%)
5	246.5	99.94	253.2	99.66
4	254.4	99.47	259.2	98.17
3	262.1	96.11	265.3	91.44
2.5	265.8	90.46	268.3	82.68
2	279.5	78.34	271.2	67.01
1.6	272.3	61.03	273.6	50.64

Fuente: Tomado de CEZAC, Pierre. et al. Elemental Sulphur Deposition in Natural Gas Transmission. En: J. of Supercritical Fluids, 2008. vol. 44, p. 119.

En el caso de aumentar la temperatura aguas arriba de los cuatro gases se obtiene un efecto directo en la disminución del porcentaje de masa de azufre sólido, es importante resaltar que alcanzando una temperatura entre 288,6K y 320K (59.8°F a 116.3°F) a el porcentaje de azufre solido por efectos de sublimación inversa es cero manteniendo la totalidad del azufre en fase vapor.

**Tabla 5.** Influencia de la Temperatura en la Formación de Azufre Solido en una disminución de Presión de 5 a 0.5 MPa (725.2 a 232 Psi) - Gas A y Gas B.

Upstream temperature (fixed) (K)	Gas A		Gas B	
	Downstream temperature (calculated) (K)	Solid sulphur repartition (calculated) (mass%)	Downstream temperature (calculated) (K)	Solid sulphur distribution (calculated) (mass%)
280	250.0	99.86	252.4	99.14
290	262.4	98.55	264.5	97.57
300	274.4	88.39	276.4	81.86
310	286.3	24.33	288.0	0
320	298.0	0	299.5	0

Fuente: Tomado de CEZAC, Pierre. et al. Elemental Sulphur Deposition in Natural Gas Transmission. En: J. of Supercritical Fluids, 2008. vol. 44, p. 119.

**Tabla 6.** Influencia de la Temperatura en la Formación de Azufre Solido para una Caída de Presión Típica de 5 a 0.5 MPa (725.2 a 232 Psi) - Gas C y Gas D.

Upstream temperature (fixed) (K)	Gas C		Gas D	
	Downstream temperature (calculated) (K)	Solid sulphur repartition (calculated) (mass%)	Downstream temperature (calculated) (K)	Solid sulphur distribution (calculated) (mass%)
280	246.5	99.94	253.2	99.66
290	259.3	99.33	265.2	96.87
300	271.7	94.08	277.0	77.02
310	283.9	58.16	288.6	0
320	295.8	0	300.1	0

Fuente: Tomado de CEZAC, Pierre. et al. Elemental Sulphur Deposition in Natural Gas Transmission. En: J. of Supercritical Fluids, 2008. vol. 44, p. 119.

En las siguientes tablas se realiza una comparación entre la temperatura calculada aguas abajo y la distribución de azufre solido entre el Gas A pobre en H<sub>2</sub>S y el Gas F rico en H<sub>2</sub>S, donde

se observa que a pesar de que se haya aumentado la composición molar de H<sub>2</sub>S, a partir de los 310K (98.3 °F) de temperatura no existe deposición de azufre elemental siendo la temperatura un factor determinante para evitar la deposición.

**Tabla 7.** Influencia de la Composición de H<sub>2</sub>S en la Formación de Azufre Solido para una disminución de Presión Típica de 5 a 0.5 MPa (725.2 a 232°F) - Gas A/Gas F.

Upstream temperature (fixed) (K)	Downstream temperature (calculated) (K)		Solid sulphur distribution (calculated) (mass%)	
	Gas A	Gas F	Gas A	Gas F
280	250.0	250.0	99.79	99.78
290	262.4	262.4	97.91	97.88
300	274.4	274.5	83.30	83.25
310	286.3	286.3	0	0
320	298.0	298.0	0	0

Fuente: Tomado de CEZAC, Pierre. et al. Elemental Sulphur Deposition in Natural Gas Transmission. En: J. of Supercritical Fluids, 2008. vol. 44, p. 120.

Para el caso de análisis del impacto en la deposición de azufre entre el Gas B pobre en CO<sub>2</sub> y el Gas E, rico C<sub>2</sub>O, se observa un comportamiento similar ante el factor del aumento de la temperatura.

**Tabla 8.** Influencia de la Composición de CO<sub>2</sub> en la Formación de Azufre Solido para una disminución de Presión Típica de 5 a 0.5 MPa - Gas B/Gas E.

Upstream temperature (fixed) (K)	Downstream temperature (calculated) (K)		Solid Sulphur distribution (calculated) (mass%)	
	Gas B	Gas E	Gas B	Gas E
280	252.4	249.9	98.93	99.80
290	264.5	262.2	96.97	97.98
300	276.4	274.3	77.40	83.81
310	288.0	286.2	0	0
320	299.5	297.9	0	0

FUENTE: Tomado de CEZAC, Pierre. *et al.* Elemental Sulphur Deposition in Natural Gas Transmission. En: J. of Supercritical Fluids, 2008. vol. 44, p. 120.

El comportamiento es similar en cuanto a los componentes de mayor porcentaje en hidrocarburos pesado; se evidencia que el Gas C, que tiene mayor cantidad de hidrocarburos

pesados tiene un mayor porcentaje de distribución de azufre sólido, al ser sometido al aumento de temperatura que el Gas B, que es pobre en hidrocarburos pesados.

**Tabla 9.** Influencia de la Composición de Componentes Pesados en la Formación de Azufre Solido en la disminución de Presión de 5 a 0.5 MPa - Gas B/Gas C.

Upstream temperature (fixed) (K)	Downstream temperature (calculated) (K)		Solid sulphur distribution (calculated) (mass%)	
	Gas B	Gas C	Gas B	Gas C
280	252.4	246.5	98.93	99.90
290	264.5	259.3	96.97	98.79
300	276.4	271.7	77.40	89.27
310	288.0	283.9	0	24.09
320	299.5	295.8	0	0

Fuente: Tomado de CEZAC, Pierre. et al. Elemental Sulphur Deposition in Natural Gas Transmission. En: J. of Supercritical Fluids, 2008. vol. 44, p. 120.

De acuerdo a las conclusiones de estos modelos utilizando por Cézac, P., basado en las ecuaciones clásicas de equilibrios químicos y físicos, balances parciales de masa y energía, la hipótesis de la importación la aparición de condensado en las mezcla parecen poco probable de acuerdo a las curvas de las envolventes de fase, sin embargo, no puede ser totalmente rechazado, especialmente si el gas es rico en hidrocarburos pesados. La desublimación o sublimación inversa parece ser el mecanismo más plausible que explica el formación de un depósito de azufre, la reducción de presión implica reducción de temperatura, que refuerza la formación sólida de azufre. Una solución para minimizar la deposición de azufre sólido es calentar la corriente de gas antes de la reducción de presión.

## 1.7 INFLUENCIA DE CONTAMINANTES EXTERNOS EN LA CORRIENTE DE GAS

A continuación se describen las posibles reacciones químicas, referenciado la constante de equilibrio estándar de estado ( $\log_{10} K_0$ ) al tener un valor negativo la reacción, se producirá lentamente espontáneamente.

- **Potenciales reacciones químicas dentro de los sistemas de tuberías<sup>13</sup>.**

Todas las reacciones siguientes se basan en una temperatura de 25° C (298.15K).

$H_2S + Fe = FeS + H_2$	$Log_{10}K_0 = 12.034$
$2H_2S + SO_2 = 3S + 2H_2O$	$Log_{10}K_0 = 15.816$
$2H_2S + O_2 = 2S + 2H_2O$	$Log_{10}K_0 = 68.410$
$Fe_2O_3 + 3H_2S = 2FeS + 3H_2O + S$	$Log_{10}K_0 = 12.598$
$FeS + H_2S = FeS_2 + H_2$	$Log_{10}K_0 = 4.347$
$Fe_3O_4 + 4H_2S = 3FeS + 4H_2O + S$	$Log_{10}K_0 = 18.184$
$Fe(OH)_2 + H_2S = FeS + 2H_2O$	$Log_{10}K_0 = 5.935$
$COS + H_2S = H_2O + CS_2$	$Log_{10}K_0 = 6.790$
$FeS + 1.5 MnO_2 + 3H = Fe(OH)_3 + S + 1.5 Mn$	$Log_{10}K_0 = 90.322$
$4S + 4H_2O = 3H_2S + H_2SO_4$	$Log_{10}K_0 = 137.498$
$Ni + H_2S = NiS + H_2$	$Log_{10}K_0 = 9.096$

- **Posibles reacciones químicas que implican aditivos.**

Glicol [Líquido desecante]

$2C_2H_6O_2(v) + 3Fe = 2C_2H_6 + Fe_3O_4$	$Log_{10}K_0 = 84.834$
$2C_2H_6O_2(l) + 3Fe = 2C_2H_6 + Fe_3O_4$	$Log_{10}K_0 = 76.298$

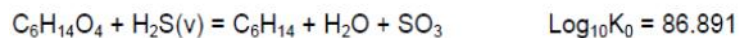
Polietilenglicol

$2C_3H_8O_2(v) + 3Fe = 2C_3H_8 + Fe_3O_4$	$Log_{10}K_0 = 82.793$
$2C_3H_8O_2(l) + 3Fe = 2C_3H_8 + Fe_3O_4$	$Log_{10}K_0 = 75.688$

---

<sup>13</sup> Chesnoy, A. B., & Pack, D. J. (2005). Sulphur – its role in the formation of unwanted contamination deposits in natural gas transmission pipeline systems. p.4

Trietilenglicol (TEG)



El metanol [aditivo químico]



- **Posibles reacciones químicas que implican compuestos aromáticos.**

Benceno



Tolueno



- **Posibles reacciones químicas que implican mercaptanos (odorantes).**

Mercaptanos de bajo peso molecular pueden formar sulfuro de hierro.

Ter-butil mercaptano (TBM)



Isopropil mercaptano (IPM)



Butilo normal mercaptano



Tetrahidrotiofeno (THT)



Sulfuro de dimetilo (DMS)



Metil etil sulfuro (MES)



Existe el potencial para un número significativo de las reacciones químicas que se producen en las líneas de transporte de gas natural, la mayoría de las reacciones demuestran una constante de equilibrio de estado, estándar altamente positivo, cuanto más se acerca la finalización de la reacción.

- **Posibles reacciones químicas que implican aceites lubricantes de cilindros de compresores y otras fuentes de ingreso de oxígeno.**

Según J. Pack<sup>14</sup>, se ha encontrado en los lugares de deposición de azufre elemental presencia aceite, estas observaciones coinciden con el aceite lubricante de los cilindros de los

---

<sup>14</sup> Pack, D. J. "Elemental Sulphur" Formation in Natural Gas Transmission Pipelines, (On line) *The Australian Pipeliner*. January 2000. Disponible en [<https://doi.org/10.1016/j.supflu.2007.11.005>].

compresores utilizados en los gasoductos, apareciendo cantidades de aceites en lugares próximos a entradas de conexiones a las tuberías principales o inmediatamente aguas debajo de las unidades de compresión, la hipótesis hacen referencia que el oxígeno contenido en el aceite sintético, usado ampliamente en los compresores de gasoductos favorecen la formación de azufre elemental debido a sus bases de compuestos de ester, di-ester y polyester los cuales son seleccionados para los tipos de compresores reciprocantes y de tornillo rotatorio donde son encontradas altas temperaturas de operación. Los compuestos de ester, di-ester y polyester podrían ser fuente del oxígeno requerido para la formación de azufre elemental de acuerdo a la siguiente reacción.



Para esta reacción le corresponde un potencial termodinámico de Energía de Gibbs de -387.98 kJ/mol a una temperatura de 310 K, esto significa que la composición de equilibrio y de espontaneidad para la reacción química con valor negativo se desplaza fuertemente hacia el producto. A continuación se observa las reacciones químicas anteriormente descritas pero en este caso se relacionan con el potencial termodinámico de Energía de Gibbs.

**Tabla 10.** Reacciones química para la formación de azufre elemental- Energía de Gibbs.

Chemical Reaction	Temperature (K)	Gibbs Energy kJ/mol
$\text{CO}_2 + \text{H}_2\text{S} = \text{CO} + \text{H}_2\text{O} + \text{S}$	298	+62.10
$2\text{H}_2\text{S} + \text{SO}_2 = 3\text{S} + 2\text{H}_2\text{O}$	310	-87.68
$2\text{H}_2\text{S} + \text{O}_2 = 2\text{S} + 2\text{H}_2\text{O}$	310	-387.98
$\text{CO}_2 + 2\text{H}_2\text{S} = 2\text{S} + 2\text{H}_2\text{O} + \text{C}$	298	-4.34
$\text{Fe}(\text{OH})_2 + \text{H}_2 = \text{FeS} + 2\text{H}_2\text{O}$	298	-37.48
$\text{FeS} + \text{H}_2\text{S} = \text{FeS}_2 + \text{H}_2$	298	-32.94
$\text{H}_2\text{S} = \text{S} + \text{H}_2$	298	+33.56

*Table 1. Chemical Reactions for the Formation of Elemental Sulphur(5).*

Fuente: Pack, D. J. (2000). "Elemental Sulphur" Formation in Natural Gas Transmission Pipelines, *The Australian Pipeliner*. January 2000. p.53.

Encontrando que la ecuación  $2\text{H}_2\text{S} + \text{O}_2 \rightarrow 2\text{S} + 2\text{H}_2\text{O}$ , es la más probable en la formación de azufre elemental, según Chesnoy, A. B y Pack D. J, se tomaron muestras de deposición 'Azufre Elemental' en un importante número de gasoducto realizado análisis de laboratorio utilizando tecnologías de microscopio de barrido electrónico ambiental (ESEM), cromatografía de gases - espectrometría de masas (GC-MS) y Espectrometría de Masas con fuente de Plasma de Acoplamiento Inductivo (ICP-MS) para determinar la composición de las muestras. Demuestran la contribución pronunciada de compuestos de hidrocarburos 'pesados' en los depósitos de azufre elemental; encontrando que los componentes de hidrocarburos encontrados con el azufre elemental tienen una masa molar mayor a 256. En la siguiente tabla se resalta en verde los elementos de hidrocarburos comúnmente usados en aceites de lubricación de los pistones de los compresores<sup>15</sup>. Los hidrocarburos líquidos están presentes en muchas de las muestras. Esto indica que las situaciones de flujo de dos fases, incluso para un período muy corto de tiempo, pueden haber ocurrido en o muy cerca de los puntos de la deposición de formación de partículas.

---

<sup>15</sup> Chesnoy, A. B., & Pack, D. J. (2005). Sulphur – its role in the formation of unwanted contamination deposits in natural gas transmission pipeline systems. p.5

**Tabla 11.** Componentes más comunes detectadas por análisis de ICP-MS de los depósitos de azufre elemental.

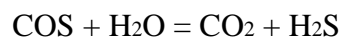
Common Name	Formula	MW	CASRN #	Occurrence
Undecane	C <sub>11</sub> H <sub>24</sub>	156.31	1120-21-4	10
Dodecane	C <sub>12</sub> H <sub>26</sub>	170.34	112-40-3	10
Tridecane	C <sub>13</sub> H <sub>28</sub>	184.37	629-50-5	10
Tetradecane	C <sub>14</sub> H <sub>30</sub>	198.39	629-59-4	10
Cyclic Octoatomic Sulphur	S <sub>8</sub>	256.53	10544-50-0	10
Tricosane	C <sub>23</sub> H <sub>48</sub>	324.63	638-67-5	9
Naphthalene, 2-methyl	C <sub>11</sub> H <sub>10</sub>	142.20	91-57-6	8
Naphthalene, 1-methyl	C <sub>11</sub> H <sub>10</sub>	142.20	90-12-0	7
Octadecane	C <sub>18</sub> H <sub>38</sub>	254.50	593-45-3	6
Eicosane	C <sub>20</sub> H <sub>42</sub>	282.55	112-95-8	6
Heneicosane	C <sub>21</sub> H <sub>44</sub>	296.58	629-94-7	6
Docosane	C <sub>22</sub> H <sub>46</sub>	310.61	629-97-0	6
Nonadecane	C <sub>19</sub> H <sub>40</sub>	268.53	629-92-5	5
Tetracosane	C <sub>24</sub> H <sub>60</sub>	338.66	646-31-1	5
Heptacosane	C <sub>27</sub> H <sub>56</sub>	380.74	593-49-7	5
Hexadecane	C <sub>16</sub> H <sub>34</sub>	226.45	544-76-3	4
Heptadecane	C <sub>17</sub> H <sub>36</sub>	240.47	629-78-7	4
Nonadecane, 1-chloro	C <sub>19</sub> H <sub>39</sub> Cl	302.97	62016-76-6	4
1-Hexacosane	C <sub>26</sub> H <sub>52</sub>	364.70	18835-33-1	4
Hexacosane	C <sub>26</sub> H <sub>54</sub>	366.71	630-01-3	4
Octadecane, 3-methyl	C <sub>19</sub> H <sub>40</sub>	268.53	6561-44-0	3
Heneicosane, 3-methyl	C <sub>22</sub> H <sub>46</sub>	310	6418-47-9	3
Pentacosane	C <sub>25</sub> H <sub>52</sub>	352.69	629-99-2	3

Nota. CASRN#, abreviación Chemical Abstracts Service, con número de registro.

Fuente: Sulphur – its role in the formation of unwanted contamination deposits in natural gas transmission pipeline systems. p.6

Sin embargo muchos operadores pueden medir bajos niveles de H<sub>2</sub>S, inmediatamente aguas abajo de las plantas de tratamiento y procesamiento de gas; Se ha observado que vario kilómetros aguas abajo la composición del gas a cambiado a niveles inusuales de H<sub>2</sub>S, reapareciendo debido a la conversión del sulfuro de carbonilo - COS a H<sub>2</sub>S, presencia de H<sub>2</sub>O<sup>16</sup>.

<sup>16</sup> Chesnoy, A. B., & Pack, D. J. (2005). Sulphur – its role in the formation of unwanted contamination deposits in natural gas transmission pipeline systems. p.5.



En la siguiente tabla se consolida los factores contribuyentes para la formación y deposición de azufre de acuerdo al trabajo de Pack<sup>17</sup>.

**Tabla 12.** Elementos y procesos que impactan en la formación/deposición de azufre elemental en las líneas de transmisión.

<b>FACTOR CONTRIBUYENTE</b>	<b>RESULTADO POTENCIAL</b>	<b>FACTOR DE CONTROL</b>
Vapor de azufre	Azufre elemental	Proceso de sublimación inversa
Condensación retrograda	Hidrocarburos líquidos y coagulación de materia	Característica de la envolvente de fases
H <sub>2</sub> S	Generación y translación de azufre	Cantidad de H <sub>2</sub> S en la corriente de gas
Oxígeno	Generación de azufre libre de otros compuestos de azufre	Cantidad de O <sub>2</sub> en la corriente de gas
Humedad (agua)	Generación de azufre libre de otros compuestos de azufre	Cantidad de agua en la corriente de gas

<sup>17</sup> PACK, J. David. "Elemental Sulphur" Formation in Natural Gas Transmission Pipelines. Tesis de Doctorado. Australia: The University of Western Australia. Faculty of Engineering, Computing and Mathematics, 2005. p. 158.

<b>FACTOR CONTRIBUYENTE</b>	<b>RESULTADO POTENCIAL</b>	<b>FACTOR DE CONTROL</b>
Reducción de presión/ enfriamiento repentino	Condiciones de sobresaturación propicias para la sublimación inversa del azufre	Temperatura de la corriente de gas. Diferencial de presión
Aromáticos	Generación de azufre libre de otros compuestos de azufre	Cantidad de H <sub>2</sub> S en la corriente de gas
Mercaptanos	Reacción con Fe para formar H <sub>2</sub> S - potencia la formación de S	Cantidad (Control de la frecuencia de dosificación - no permitir “inundación”)
Glicoles	Reacción con Fe para formar Fe <sub>3</sub> O <sub>4</sub> – potencia la reacción de H <sub>2</sub> S para formar S	Cantidad (Minimizar el arrastre de glicol dentro de la corriente de gas)
Metanol	Reacción con (H <sub>2</sub> S) para formar (S)	Cantidad (Minimizar el arrastre de metanol dentro de la corriente de gas)
Sulfuro de Carbonilo - CS <sub>2</sub>	Potencial conversión a H <sub>2</sub> S	Cantidad de CS <sub>2</sub> en la corriente de gas
Dioxido de Sulfuro - SO <sub>2</sub>	Reacción con mercaptanos CH <sub>4</sub> para formar S	Cantidad de SO <sub>2</sub> en la corriente de gas
Dióxido de Carbono - CO <sub>2</sub>	Reacción con H <sub>2</sub> S para formar COS	Cantidad de H <sub>2</sub> S en la corriente de gas
Contaminantes sólidos en la corriente de gas	Coagulación de materia	Cantidad en la corriente de gas
Lubricantes	Formación de sulfuros de metal a través de la reacción con H <sub>2</sub> S. Posibilidad de MeS a S (Sulfatos Metálicos MeS)	Cantidad Uso moderado en las líneas de transmisión
Partículas metálicas	Formación de sulfuros de metal a través de la reacción con H <sub>2</sub> S. Posibilidad de MeS a S	Cantidad Minimizar

<b>FACTOR CONTRIBUYENTE</b>	<b>RESULTADO POTENCIAL</b>	<b>FACTOR DE CONTROL</b>
Goethita (Herrumbre)	Reacción con H <sub>2</sub> S para formar S	Condiciones internas de las paredes de la tubería
Hidrocarburos C7+	Generación de líquido – Potencial coagulación	Cantidad (Minimizar % composición de hidrocarburos pesados)
Diseño del equipo reductor de presión	Frecuencia elevada de colisión entre partículas	Grado de turbulencia en los internos de la válvula
Aceites de compresores y otros equipos	Coagulación de partículas S con otras	Cantidad (Minimizar el arrastre dentro de la corriente de gas)
Bacteria reductora de sulfato ( <i>SRB</i> )	Generación de H <sub>2</sub> S	Condiciones favorables dentro de la tubería
Nucleófilo Electrófilo	Reacción con azufre y componentes para producir un ambiente corrosivo	Cantidad, Condiciones favorables para reacción química
Componentes orgánicos volátiles, de cloro y de flúor	Corrosión acelerada	Cantidad
Escamas en la tubería	Generación de S <sub>x</sub>	Presencia de Escamas y H <sub>2</sub> S en la tubería

Fuente. Adaptación de PACK, J. David. "Elemental Sulphur" Formation in Natural Gas Transmission Pipelines. Tesis de Doctorado. Australia: The University of Western Australia. Faculty of Engineering, Computing and Mathematics, 2005. p. 158.

## **IDENTIFICAR, DESCRIBIR Y COMPARAR LOS MÉTODOS QUE MINIMICEN LA FORMACIÓN DE AZUFRE ELEMENTAL EN SISTEMA DE MEDICIÓN Y DE REGULACIÓN DE PRESIÓN EN LÍNEAS DE GAS NATURAL.**

Buscar una solución temporal o permanente para controlar los impactos negativos por el fenómeno de la deposición de azufre en las líneas de transmisión de gas natural y equipos asociados basados en comportamiento termodinámico y físico químico descritos en el capítulo anterior, permite plantear diferentes soluciones y estrategias que se discutirán a continuación que permiten controlar los problema de la deposición de azufre elemental, mediante la implementación de los métodos descritos en el presente capítulo.

### **1.8 IDENTIFICACIÓN DE LOS MÉTODOS PARA TRATAR EL PROBLEMA DE LA FORMACIÓN Y DEPOSICIÓN DE AZUFRE**

Los métodos para minimizar los impactos negativos de la formación de azufre elemental en las líneas de transmisión de gas se distinguen así:

- Realizar actividades de remediación o retiro del azufre elemental depositado al interior de las tuberías y accesorios.
- Promover y realizar prácticas preventivas que minimicen los impactos negativos por la formación de azufre elemental en las líneas de transporte de gas.
- Aumentar la temperatura de la corriente de gas antes de ser sometida a una caída de presión.
- Disminuir de la corriente de gas la concentración de componentes de azufre en estado vapor.
- Selección de equipos que minimicen los impactos negativos de la formación y deposición de azufre elemental.

## **1.9 DESCRIPCIÓN DE LOS MÉTODOS PARA TRATAR EL PROBLEMA DE FORMACIÓN DE AZUFRE ELEMENTAL**

**2.2.1 Métodos de remediación.** Cuando están en operación los sistemas de medición y de regulación de presión en instalaciones de City Gates o equipos industriales como turbinas a gas donde se evidencia la formación y se presenta la disposición de azufre elemental durante su funcionamiento, se deberá realizar un procedimiento de remediación similar al retiro de los elementos contaminantes como partículas de suciedad que se encuentran en las tuberías de combustibles o aire donde existe la posibilidad de encontrar deposición de azufre, cenizas, tierra, sales, suciedad de aceites y combustibles; En el caso de equipos rotativos al alojarse en la superficie interna de los componentes provocan pérdidas de potencia y eficiencia de la máquina, perjudicando un buen funcionamiento y aumentando la temperatura normal de operación, lo que se refleja en un mayor consumo de combustible o la obstrucción total del suministros de los fluidos. Una limpieza regular, de los elementos o de los sistemas de tuberías de los fluidos mantendrá un buen suministro de los fluidos, en el caso de equipos industriales el correcto rendimiento y eficiencia en su operación; se diferencian tres métodos distintos, sin embargo, cada método tiene sus ventajas en distintas condiciones operacionales<sup>18</sup>.

➤ Desarmar equipos o máquina y limpiarla manualmente.

Este es un método efectivo pero muy costoso, no se realiza habitualmente como una rutina de limpieza o pocas veces siendo un mantenimiento preventivo, y en general sólo se realiza durante trabajos de mantenimiento mayores o por actividades de mantenimientos correctivos y de emergencias manifiestas por corte de suministro y parada de operación de sistemas y equipos. En consecuencia el deterioro producido entre las limpiezas es inevitable así como los efectos negativos por ser una actividad correctiva y no preventiva. Limpieza con materiales abrasivos. Un ejemplo del este tipo de actividad de limpieza, hace referencia a las

---

<sup>18</sup> Eusitrade s.l. 2018 disponible en (<https://eusitrade.com/condiciones-de-la-lopd>)

actividades para limpiar las partes interna de un compresor, para ello la máquina debe estar en funcionamiento y se dosifica en el sistema de admisión de aire, materiales como polvo de cáscara de nuez, carozos de durazno, coke o materiales similares. Durante su pasaje por el compresor estos abrasivos remueven las partículas contaminantes con un efecto tipo "lija". Este método tiene desventajas que hacen que este método esté prohibido por muchos fabricantes: Erosiona los revestimientos internos, daña las superficies internas, con el potencial de que las mismas partículas usadas en la limpieza se alojan en válvulas y otros componentes, etc. Este método normalmente se usa como último recurso en máquinas con altos desgastes y no como una herramienta de mantenimiento.

➤ Lavados Regulares Flushing.

Este método restaura el buen rendimiento y operación de los sistemas de regulación de presión como válvulas de regulación y válvulas de control, logrando mantener el funcionamiento óptimo sin utilizar materiales de abrasión, ni desarmado de equipos y lavados manuales. El flushing puede realizarse con la máquina en funcionamiento o parada, esto dependerá del sistema de tuberías a ser limpiados y de las facilidades instaladas o disponibles para realizar la limpieza con lavado, los procedimientos de flushing deben estar enmarcados en las recomendaciones de los fabricante de los sistemas, equipos y maquinas. Para realizar la limpieza de las válvulas de control y regulación de presión se deberá realizar un procedimiento de flushing. Según Roberto Trujillo Corona<sup>19</sup> el estándar ASTM D6439 describe un lavado exitoso, el objetivo debe ser eliminar eficazmente los contaminantes de manera oportuna y rentable, recomendando el flujo a alta velocidad, entre dos a tres veces la velocidad normal del sistema. Eliminando por arrastre la mayor parte de contaminantes que queda en los lugares más difíciles. Algunos componentes pueden ser demasiado sensibles a un lavado de alta velocidad por lo que deben ser aislados y limpiados por otros medios. Los sistemas a ser lavados deben estar con las válvulas completamente cerrada y aislado del

---

<sup>19</sup> ROBERTO, Trujillo Corona, Artículo actores a considerar antes de efectuar un lavado (en línea) (flushing),America Latin America,( 03 de Julio del 2014),(consultado 17 de Mayo del 2018) disponible en:[<http://noria.mx/lublearn/factores-considerar-antes-de-efectuar-un-lavado-flushing/>]

sistema, se procede a llenar la línea o tramos de tuberías con la mezcla agua y detergente. Una vez lleno, se debe conectar aire limpio a la línea y presurizar a aproximadamente de 100 – 150 psi, antes de proceder a abrir la válvula que permitirá despresurización del sistema y con ello el arrastre de los contaminantes para desfogar el exceso de agua remanente, para confirmar el estado de limpieza obtenido se recurre al uso de un baroscopio, si continúa la contaminación, se debe repetir el procedimiento hasta que las líneas queden limpias. Para realizar el enjuague se debe llenar la línea con alcohol desnaturalizado y repetir el procedimiento con la conexión al aire limpio presurizando entre 100 y 150 psi, nuevamente cierre la válvula con aire limpio un par de veces, para desfogar el exceso de material de limpieza.

Este método, junto con las técnicas tradicionales de lavado, hace que el proceso sea confiable. Se dispondrán de los siguientes materiales y accesorios para realizar el procedimiento de flushing:

- Elementos de conexión como brida especial y mangueras flexibles de conexión.
- Tapones para tuberías, nipples o tubings de instrumentación.
- Sistema aire industrial 100-150 psi o compresores de aire móviles.
- Baroscopio.
- Herramienta menor mecánica.
- Detergente limpiador ZOK 27 de base acuosa<sup>20</sup>: Su acción detergente no iónica elimina contaminantes tales como aceite, grasa e hidrocarburos, así como los depósitos de sales y suciedad como azufre elemental, su corta permanencia como en el lavado de turbinas en caliente se obtiene una limpieza eficaz puesto puede ser utilizado tanto con la turbina parada, como con la turbina en marcha, es biodegradable, con base agua, no tóxico ni agresivo con el medio ambiente y puede evacuarse directamente en sumideros. Estos productos tienen componentes de inhibidor de corrosión, se debe diluir en una

---

<sup>20</sup> EUTRIASADE D.I Características del producto, (en línea) Eusitrade s.l. Madrid. (14 de mayo del 2018), (Consultado 11 de Junio del 2018) disponible en: [[https://eusitrade.com/media/eusitrade/pdf%C2%B4s/ZOK%2027\\_119882746.pdf](https://eusitrade.com/media/eusitrade/pdf%C2%B4s/ZOK%2027_119882746.pdf)]

composición de 1:4 (solución al 20%) con agua antes de usar. Para el caso de limpieza en caliente, se usa agua desmineralizada.

- Alcohol desnaturalizado<sup>21</sup>: Es alcohol etílico, que se le adiciona sustancias nocivas para la salud, convirtiéndolo en un producto exclusivo para el uso industrial, las sustancias desnaturalizantes que se utilizan son benceno y el acetato de etilo. El alcohol se utiliza después del lavado, para eliminar cualquier remanente de fluido de lavado. El alcohol de enjuague debe tener aproximadamente la misma viscosidad de la solución de lavado.

**Ilustración 11.** Detergentes limpiador ZOK 27 uso industriales.



Fuente: <http://www.ingen.com.ar/>

**2.2.2 Prácticas preventivas para evitar la formación de azufre elemental.** Las buenas prácticas preventivas se enfocan a evitar condiciones que incentiven la formación y deposición de azufre elemental para evitar fenómenos localizados de reacciones químicas y termodinámicas<sup>22</sup>. Desde la entrada del gas natural a la línea existe el potencial de la formación del azufre elemental puesto que no solo se tiene en la corriente de gas el azufre en

---

<sup>21</sup> COSMOS, Online, Información Técnica y Comercial del Alcohol desnaturalizado (en línea), Portal Industrial B2B (11 de marzo del 2015), (consultado 10 de Junio del 2018), disponible en [https://www.cosmos.com.mx/wiki/alcohol-desnaturalizado-cxdj.html].

<sup>22</sup> Chesnoy, A. B., & Pack, D. J. (1997). S {sub 8} threatens natural gas operations, environment. *Oil and Gas Journal*, 95(17). P. 74.

estado vapor, adicionalmente existe componentes derivados del azufre como H<sub>2</sub>S, COS, poli sulfuros, mercaptanos, y otros aditivos, que tienen el potencial de reaccionar químicamente de muchas y variadas formas. Estas medidas preventivas hacen referencia a lo descrito en el capitulo 1.7 Influencia de contaminantes externos en la corriente de gas.

➤ ***Aumentar la frecuencia de limpieza interna de las tuberías.***

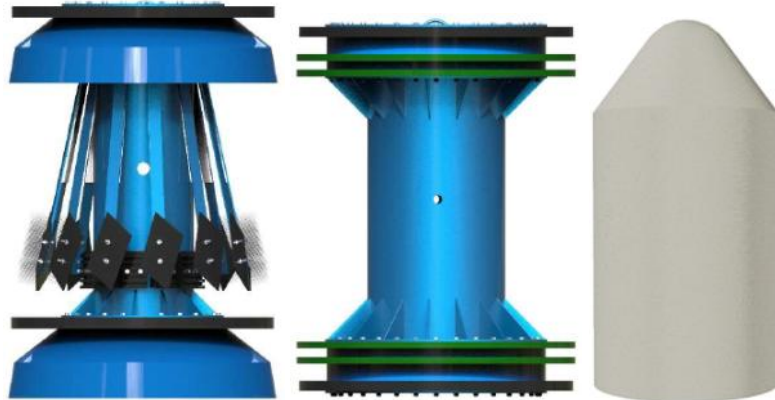
Con ello se obtiene coadyuvar a la integridad mecánica del ducto y mantener la confiabilidad operativa, de esta manera minimizar la entrada y la transmisión de líquidos y partículas sólidas en la corriente de gas. Con lo que se minimiza la existencia de hidrocarburos líquidos, que muy probablemente se han generado a través de la condensación retrógrada y/o aceites lubricantes que pueden provenir de los cilindros de los compresores y grasas utilizadas en los mantenimientos correctivos y preventivos de la válvulas y otros componentes que requieren regularmente la aplicación de grasas teniendo el potencial de adicionar materiales extraños en la corriente del gas, tanto en la tubería del gasoductos o en las plantas de tratamiento o procesamiento. Sin embargo no parece haber una fuerte conexión entre el llamado problema de “polvo negro-black powerd” y los procesos de deposición de azufre elemental ". El polvo negro tubería es principalmente hierro y azufre en combinación molecular<sup>23</sup>.

Es importante resaltar el mantenimiento de los sistemas filtros coalescentes y sus tanques de almacenamiento donde se almacenan los condensados y otros líquidos pesados que al llenarse y sin realizar drenajes periódicos, la corriente de gas arrastrara los condensados, siendo un factor para la formación y deposición de azufre.

---

<sup>23</sup> Ibid., p. 9

**Ilustración 12.** Pigs / marranos para limpieza, sellado y secado (de izquierda a derecha).



Fuente: <http://limpronacional.com/>

- *Optimizar la operación de las plantas de tratamiento para minimizar las transferencias de glicol al gas.*

Los agentes de acondicionamiento o tratamiento para dar cumplimiento a las condiciones de calidad del gas para el transporte, como los desecantes líquidos adicionados en el tratamiento del agua, como son los glicoles etilenglicol (EG), dietilenglicol (DEG), Trietilenglicol (TEG), los cuales al reaccionar con el hierro de las tuberías en acero producen  $Fe_3O_4$ , que al estar en contacto con el  $4H_2S$  producen Sulfuro de Hierro y Azufre y agua. De forma similar se presenta reacciones con el aditivo químico metanol con el cual se usa para la inhibición de hidratos. Sin embargo el metanol está siendo poco utilizado por los problemas en la salud, seguridad, y medio ambiente (HS&E) debido a la problemática asociada con el manejo asociado al metanol.

- *Optimizar el uso de Mercaptanos, odorantes u otros aditivos similares.*

La presencia de sulfuro de hidrógeno en la corriente de gas juega un papel fundamental en el proceso de formación de azufre elemental. Sin embargo, otras formas de azufre tales como mercaptanos, los sulfatos y los tioles (compuesto que contiene el grupo funcional formado

por un átomo de azufre y un átomo de hidrógeno (-SH), pueden ser factores contribuyentes en las condiciones adecuadas.

➤ ***Evitar el ingreso a las tuberías de vapor de agua / agua, oxígeno y material particulados.***

Se requiere minimizar los ingresos de agua, que son importantes factores contribuyentes en la formación de azufre con procedimiento apropiados para puesta en operación de líneas nuevas o en trabajos de mantenimiento<sup>24</sup>.

➤ ***Aumento de la temperatura de la corriente de gas.***

De acuerdo a los estudios realizados por Pierre Cézac<sup>25</sup>, que sirve para apreciar el impacto en las variaciones de las condiciones de proceso y otros parámetros involucrados en el fenómeno de la sublimación inversa, en la cual se demostró que a una mayor temperatura aguas arriba antes de la caída de presión no ocurre precipitación del azufre. Conservar el calor o utilizar equipos para el calentamiento del gas permite mantener el gas a temperaturas altas manteniendo el vapor de azufre disuelto en el gas lejos de la curva de sublimación, evitando lo problema de la deposición de azufre. Los esfuerzos de fabricantes de equipos industriales como turbogeneradores han realizado guías para solucionar los problemas en el funcionamiento y durabilidad de los equipos que resultan de la contaminación de azufre elemental que proviene del suministro de gas combustible, causado por la disminución de temperatura por efecto de Joule Thompson en las válvulas de control de combustible. La recomendación de acciones donde se presenta alto riesgo de deposición de azufre elemental como es el caso de la compañía Solar Turbines filial de Caterpillar en su Carta de Información del Producto<sup>26</sup>, se centran en instalar capacidad de calentamiento del gas para aumentar la

---

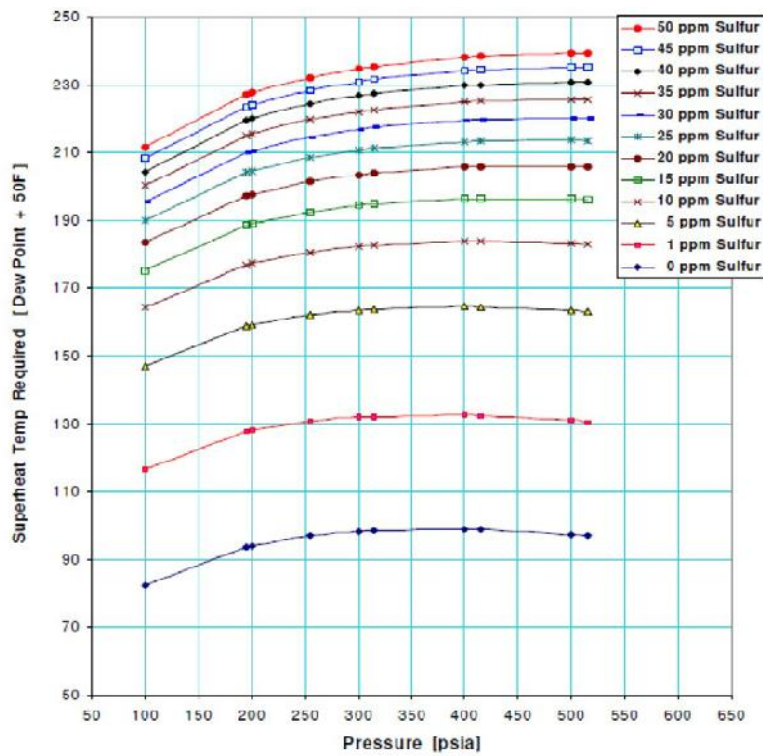
<sup>24</sup> Ibid., p. 10

<sup>25</sup> CÉZAC, P., Serin, J. P., Reneaume, J. M., Mercadier, J., & Mouton, G. (2008). Elemental sulphur deposition in natural gas transmission and distribution networks. *The Journal of Supercritical Fluids*, 44(2), 115-122.

<sup>26</sup> ROBERT MENDOZA, (2011) Solar Turbines Incorporated, Product Information Letter 246, San Diego, California, EEUU. p.3.

temperatura del gas a una temperatura de 130 °F en el punto antes de la disminución de presión. Con lo cual han tenido éxito en la prevención de sublimación azufre elemental con el aumento de la temperatura de suministro de gas combustible, siendo el método más eficaz y viable para prevenir este problema. Sin embargo en calentamiento puede ser determinado por la cantidad de concentración de azufre elemental (ver la siguiente ilustración), Solar Turbines manifiesta que la experiencia ha demostrado que el calentamiento del gas combustible por encima de 130°F ha sido efectivo para prevenir la de sublimación de azufre en múltiples instalaciones. Anotando que este aumento de temperatura es independiente del punto de rocío del hidrocarburo. Como recomendación general se sugiere que la temperatura del combustible sea un mínimo de 50 °F (323 K) por encima del Dew Point. Por lo tanto, la temperatura del combustible mínima necesaria para un sitio donde se tengan antecedentes de sublimación azufre elemental será la mayor entre el punto de rocío de hidrocarburos + 50 ° F o 130 ° F (403.15 K).

**Grafico 4.** Temperatura de gas combustible vs. Presión y Concentración de sulfuro.



Fuente: ROBERT MENDOZA, Product Information Letter 246, SOLAR TURBINES, 2012.

**2.2.3 Conservación de Temperatura con Aislamientos Térmicos.** Es importante resaltar la importancia de los aislamientos térmicos donde los aislamientos pueden evitar la disminución de la temperatura del gas con lo cual se evitara la formación de azufre elemental. Para aislar tuberías se distinguen tres tipos de aislamiento térmico utilizando en la industria para transporte de gas natural serán:

➤ **Lana de Vidrio biosoluble aglomerada con resina termo-resistente.**

Su diseño y presentación desde mantas flexibles hasta láminas semi- rígidas para ajustarse a las diferentes aplicaciones industriales. Los beneficios es una alta eficiencia térmica con su baja conductividad térmica  $K=0.034 \text{ W/m.}^\circ\text{C}$  a  $24^\circ\text{C}$  de temperatura media ( $0,24 \text{ BTU.Pulg/hr.pie}^2$ ) ayuda a optimizar la conservación de energía. Las Cañuelas de amplio rango aíslan acústicamente y térmicamente, preformada en forma de medias cañas para aislar tuberías calientes y frías, con temperaturas desde  $-120 \text{ }^\circ\text{F}$  ( $-84^\circ\text{C}$ ) hasta  $454^\circ\text{C}$  ( $850^\circ\text{F}$ ) y con diámetro nominal desde  $\frac{1}{2}$ " hasta 12". Disponible con y sin laminado de foil de aluminio FRK. Las dimensiones de las cañuelas son desde  $\frac{1}{2}$ " hasta 12" en espesores de aislamiento de 1" a 3".<sup>27</sup>

**Ilustración 13.** Aislamiento térmico Lana de vidrio para tuberías con Cañuelas Alto rango.



Fuente: FIBERGLASS, Ficha Técnica Cañuelas, 2014. Colombia.

---

<sup>27</sup> FIBERGLASS ISOVER, Ficha Técnica Cañuelas, 2014. Disponible en <https://goo.gl/dSf96o>

- **Lana de mineral de roca aglutinada con resina sintética,** son utilizadas cañuelas para tuberías o mantas, utilizadas por una densidad  $100 \text{ kg/m}^3$  evita el paso de calor con mucha eficiencia con una conductividad térmica de  $K=0.034 \text{ W/m.}^\circ\text{C}$  a  $24^\circ\text{C}$  ( $0,24 \text{ BTU plg/hora. pie}^2$  a  $100^\circ\text{F}$ ), la lana mineral de roca son totalmente incombustible, son químicamente neutras, no causan ni promueven la corrosión, no se desintegran, ni pierden su forma en líneas expuestas a vibraciones, funcionan en líneas de servicio que operan a temperaturas desde  $-80^\circ\text{C}$  hasta  $454^\circ\text{C}$  en régimen continuo y con diámetro nominal desde  $\frac{1}{2}$ " hasta 8".<sup>28</sup>

**Ilustración 14.** Aislamiento Lana de mineral de roca.



Fuente: CALORCOL S.A., Ficha Técnica Mantas para tuberías y Cañuelas. Colombia.

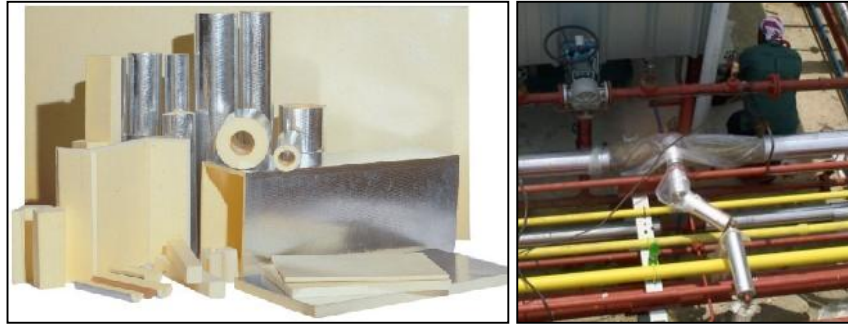
- **Cañuelas de poliuretano fabricadas en espuma de poliuretano autoextingible,** Tienen baja conductividad térmica, rigidez, peso liviano dado a su densidad de  $40 \text{ kg/m}^3$ . se utiliza como material de aislamiento térmico en tuberías de refrigeración y fluidos a baja temperatura; con servicios de temperatura de  $-268^\circ\text{C}$  a  $107^\circ\text{C}$  ( $5$  a  $380 \text{ K}$ ), con una conductividad de  $0,17 \text{ BTU Pulg/Hr. pie}^2$  a  $75^\circ\text{F}$ , con cañuelas para diámetros de tubería nominal desde  $\frac{1}{2}$ "

---

<sup>28</sup> CALORCOL S.A., Ficha Técnica: Cañuelas y Lana Mineral de Roca. Colombia. Disponible en: <https://goo.gl/XECaj2>, <https://goo.gl/bE3UPv>

hasta 8”, con tramos de secciones de longitud de 2 m y espesores de 1 a 4 pulgadas<sup>29</sup>.

**Ilustración 15.** Cañuelas y láminas de poliuretano fabricadas en espuma de poliuretano.



Fuente: CALORCOL S.A., Ficha Técnica de Cañuelas y láminas en poliuretano. Medellín, Colombia.

### **Calentadores para Procesos**

➤ **Sistema de Calentamiento de Gas Tipo Calentador Catalítico** Según la Unidad N&E de EPM<sup>30</sup>, los calentadores catalíticos son equipos que convierten el gas natural en calor, son utilizados con el fin de controlar la temperatura de proceso del gas natural cuando se generan expansiones que originan grandes descensos en la temperatura, manteniendo condiciones de operación permisibles y el gas natural y sus componentes en condiciones de vapor o en estado gaseoso. Los sistemas tipo panales de calentamiento tipo catalítico, son utilizados para prevenir la congelación y la formación de hidratos, en los elementos de medición y regulación cuando las presiones de gas son reducidas produciendo calor sin llama en forma infrarroja. Se inicia el proceso con el encendido de unas resistencias eléctricas en cada panel, se espera un tiempo prudencial de calentamiento aproximadamente 15 y 20 minutos para que este se apague y mantenga ciertas condiciones de temperatura en la cara inferior de cada panel, lo que hace que por medio del suministro de propano o gas regulado

---

<sup>29</sup> CALORCOL S.A., Ficha Técnica Cañuelas Poliuretano. Colombia. Disponible en: <https://goo.gl/r6TS2H>

<sup>30</sup> UNIDAD N&E, EPM. Especificación de panel catalítico para descompresoras en GNC natural comprimido- . Colombia, 2016.p.4.

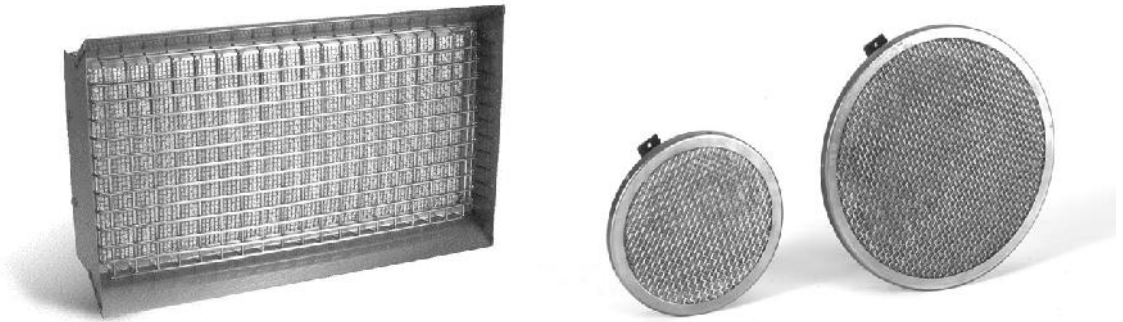
se genere una reacción y se mantenga la temperatura deseada para el proceso. Una vez se enciende el sistema de calentamiento el catalizador compuesto de cerámica alcanza una temperatura predefinida un interruptor térmico normalmente abierto, situado en la parte posterior del calentador se cierra y permite el paso del gas natural o propano, el gas se dispersa uniformemente y se mezcla con el catalizador caliente. Con la presencia de oxígeno el calentador y el catalizador caliente, una reacción química se lleva a cabo, a partir de una reacción de oxidación-reducción. Un catalizador permite una reacción química pero el catalizador no se consume dentro de la reacción, la esperanza de vida es ilimitada. El proceso de saturación de platino en el catalizador es automatizado para garantizar distribución. Los paneles de los calentadores catalíticos generan energía radiante (infrarroja) la cual puede ser dirigida directamente sobre un objeto particular. No hay presencia de llama durante la reacción Los únicos productos de la reacción química son CO<sub>2</sub>, Agua en forma de vapor producto de la reacción y calor. No hay óxidos de nitrógeno o monóxido de carbono (CO) presentes en los productos de la combustión, siempre que se tengan las condiciones adecuadas. Una vez establecida la reacción catalítica, después de que el gas esté encendido, la electricidad de precalentamiento se apaga y la reacción se mantiene hasta que el gas se agote. Con la presencia del oxígeno y el catalizador caliente, la reacción química se lleva a cabo, a partir de una reacción de oxidación-reducción. Según un fabricante de estados Unidos CatCo<sup>31</sup> La combustión de los paneles de los calentadores catalíticos generan energía radiante (infrarroja), que es dirigida sobre el objeto en particular la cual alcanzan una temperatura de más de 400 °C y manteniendo una temperatura por debajo de la temperatura de auto ignición del gas natural o de llama abierta 926°C (1300°F), no se presenta llama durante la reacción lo que lo hace una alternativa viable para utilizarlo en áreas clasificadas, evitando ser una fuente de calor que permita la ignición de los combustibles gaseoso presentes en las áreas clasificadas. La energía radiante creado por el calentador catalítico es absorbida por diversos materiales siendo una propiedad específica de cada material, la energía que irradia es

---

<sup>31</sup> CATCO Catalytic Heater Company. Catalytic Heater. Disponible en internet: <https://www.sigmathermal.com/resource-library/#brochures>

infrarroja teniendo la cualidad de que casi la totalidad de energía producida es en forma de calor útil. Por lo tanto son muy eficaces cuando se calientan objetos específicos tales como válvulas, reguladores y tuberías.

**Ilustración 16.** Modelos de Calentador Catalítico.

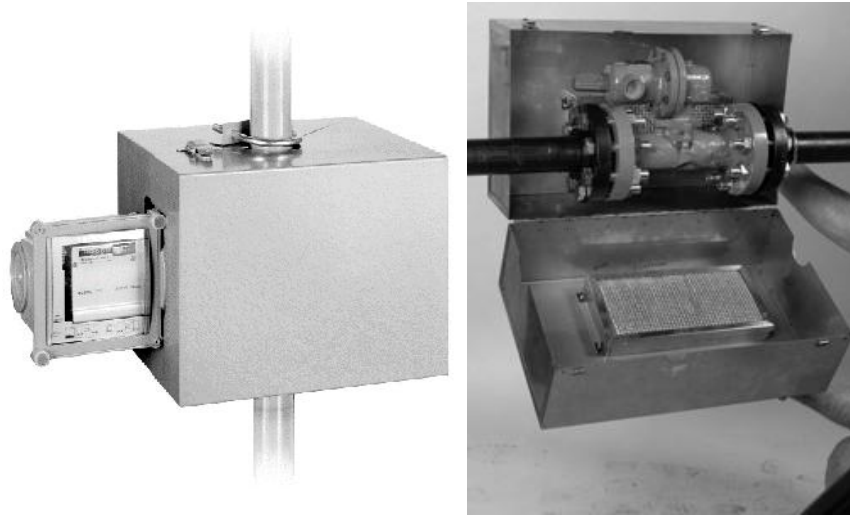


Fuente: CATCO-Catalytic Heater Company, Catalytic heaters lit.

<http://flousasa.com.ar/es/empresas/catco-catalytic-heater-company.html>

Los calentadores catalíticos son una solución para el fenómeno de expansión de gas evitando situaciones de congelamiento en distintos elementos y materiales tales como válvulas, pilotos, reguladores, medidores. Los calentadores catalíticos tienen la singularidad de ser suministrado de acuerdo al requerimiento del cliente y ser fabricados en variedad de metales para adecuarlo a cualquier aplicación. De acuerdo al requerimiento y el análisis de ingeniería que se realiza para la solución del problema de sublimación inversa se pueden encontrar estos calentadores en diferentes configuraciones y funcionalidades. Los calentadores integrados para medidores rotativos, evita temperaturas de congelamiento, formación de condensados y de hidratos en medidores rotativos evitando que dejen de funcionar correctamente entregando mediciones precisas y confiables.

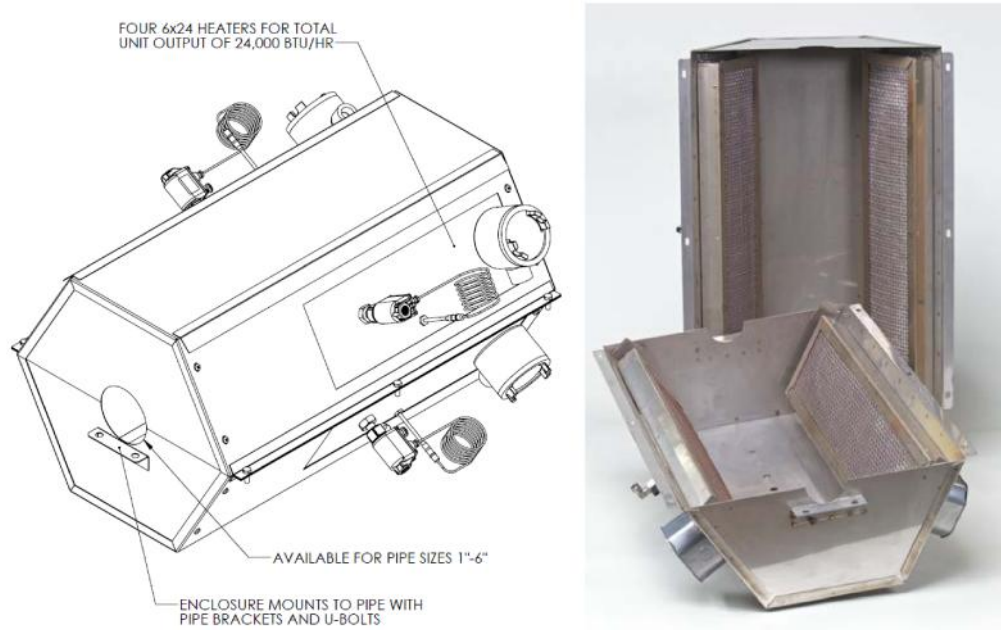
**Ilustración 17.** Típico calentador catalítico para medidores rotativos y válvulas de regulación con calentador en dos caras.



Fuente: CATCO-Catalytic Heater Company, Heater enclosure Package for Rotary Meters and for High Pressure instrumentation Regulator. <http://flousasa.com.ar/es/empresas/catco-catalytic-heater-company.html>

Para el uso de calentadores catalíticos instalación en las tuberías de gas se cuenta con cuatro calentadores catalíticos con la finalidad de aportar mayor cantidad de calor a gas, disponibles para tuberías de diámetro nominal entre 1”a 6”. Se ha utilizado por muchas compañías para el calentamiento de las líneas en producción o compresión; cada paquete o equipo puede entregar una energía radiante de calor de 12000 BTU/hr.

**Ilustración 18.** Vista isométrica de calentador catalítico y vista de configuración interna.



Fuente: CATCO-Catalytic Heater Company, Heater enclosure Package for Pipelines. Disponible: <http://flousasa.com.ar/es/empresas/catco-catalytic-heater-company.html>

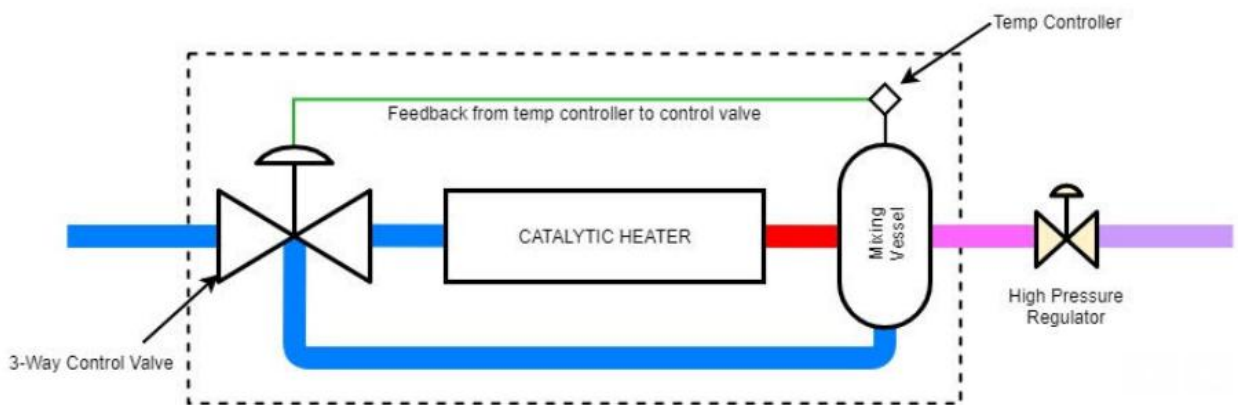
**Ilustración 19.** Vista de Calentadores Catalíticos en Serie.



Fuente: CATCO-Catalytic Heater Company, Heater enclosure Package for Pipelines. Disponible: <http://flousasa.com.ar/es/empresas/catco-catalytic-heater-company.html>

El concepto básico de operación se encuentra en la siguiente ilustración cuando se hace necesario realizar la regulación de caudal para respetar la variable de temperatura. Se instala una válvula de control de tres vías con la que se controla la cantidad de fluido a través de dos corrientes. Una corriente fluye directamente al calentador catalítico y la otra corriente realiza un by-pass que posteriormente se encuentran en un recipiente de mezcla donde se monitorea la temperatura y proporciona retroalimentación a la válvula de tres vías. La cantidad de gas que fluye a través de cada corriente se modifica para alcanzar la temperatura deseada en el recipiente de mezcla.

**Ilustración 20.** Concepto básico de operación del intercambiador por Calor Catalítico.



Fuente: CATCO-Catalytic Heater Company, Heater enclosure Package for Pipelines. Disponible: <http://flousasa.com.ar/es/empresas/catco-catalytic-heater-company.html>

Determinando la carga neta en BTU de calor necesaria para aumentar a la temperatura requerida, se realiza la estimación para obtener la carga bruta con un 50% de eficiencia el cual es el punto de partida para dimensionar el intercambiador por calor catalítico.

### ➤ **Calentamiento Eléctrico de tuberías con Cable Calefactor**

Según la empresa Urecon<sup>32</sup> que desarrolla esta tecnología se introduce un cable calefactor en el interior de ductos próximo a las tuberías para lo cual se debe suministrar un voltaje en

<sup>32</sup> URECON. Calentamiento Eléctrico de Tuberías. Disponible en: [http://espanol.urecon.com/tracing/tracing\\_main.html](http://espanol.urecon.com/tracing/tracing_main.html)

corriente alterna con una fuente de energía eléctrica disponible y constante, la instalación puede realizarse en planta de prefabricados o en sitio de operaciones donde las tuberías estén preinstaladas, los aislamientos térmicos en poliuretano se instalaran de acuerdo a los requerimientos apropiados; la elección de los Cables Calefactores y de los equipos controladores a ser utilizados dependerán del tipo de tubería a la cual se requiere hacer el calentamiento, cada sistema será diseñado de acuerdo a cada caso particular. Con la finalidad de obtener mayor eficiencia térmica y calentamiento de la tubería y ser transferida al fluido se hace necesario la instalación de aislamiento térmico de flúoropolímero es resistente a la humedad y su textura permite ser manipulados y movidos en las tuberías. Estas instalaciones permiten una potencia o vatiaje de entrega uniforme a lo largo del cableado, los cuales pueden cortados o configurados de acuerdo a disponibilidad de espacio y configuraciones requeridas. Los controladores de temperatura evitan utilizar energía eléctrica ineficientemente superando la temperatura de referencia utilizando un sensor de control en la tubería de metal. Para longitudes menores de 140 metros se utilizan voltajes a 120 voltios, para 240 metros a 240 voltios y de 425 metros a 600 voltios. Para longitudes largas se utilizan cables de bus #12 AWG y para cortas cables calibre #16 AWG.

**Ilustración 21.** Vista de instalación de cables calefactores y controlador de potencia.

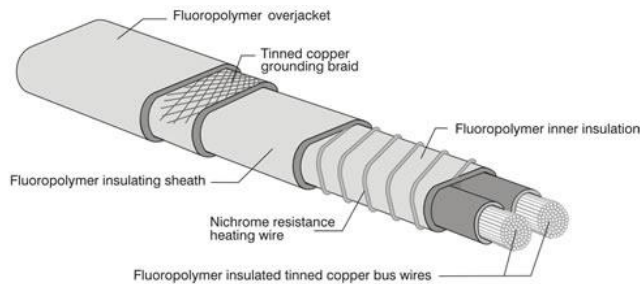


Fuente: URECON. Calentamiento eléctrico de tuberías. Disponible en: [http://espanol.urecon.com/tracing/tracing\\_main.html](http://espanol.urecon.com/tracing/tracing_main.html).

Las instalaciones permiten una potencia o vatiaje de entrega uniforme a lo largo del cableado, los cuales pueden cortados o configurados de acuerdo a disponibilidad de espacio y

configuraciones requeridas. Los controladores de temperatura evitan utilizar energía eléctrica ineficientemente superando la temperatura de referencia utilizando un sensor de control en la tubería de metal. Para longitudes menores de 140 metros se utilizan voltajes a 120 voltios, para 240 metros a 240 voltios y de 425 metros a 600 voltios. Para longitudes largas se utilizan cables de bus #12 AWG y para cortas cables calibre #16 AWG. El cable calefactor instalado con los aislamientos en las tuberías tiene potencia de entrega entre 7 y 26 Vatios por metro instalado.

**Ilustración 22.** Descripción de los cables calefactores.



Color	Watts		Volts	Bus Wire AWG	Maximum Circuit Length	
	per meter	per foot			meters	feet
<b>120 VOLT THERMOCABLE®</b>						
Blue	7	2	120	12	140	450
Red	8	2.4	120	16	80	275
Yellow	13	4	120	12	125	400
<b>240 VOLT THERMOCABLE®</b>						
Green	10	3	240	12	245	800
Red	13	4	240	12	245	800
Orange	20	6	240	12	200	650
White	26	8	240	12	175	570
<b>575 VOLT THERMOCABLE®</b>						
Clear	13	4	575	12	425	1400
Violet	20	6	575	12	365	1200

Fuente: URECON. Urecon Constant Watt Thermocable. Calentamiento eléctrico de tuberías. Disponible en: [http://espanol.urecon.com/tracing/tracing\\_thermocable.html](http://espanol.urecon.com/tracing/tracing_thermocable.html).

➤ **Calentador eléctrico por Inmersión**

Calientan directamente el gas natural con resistencia eléctricas utilizando fuentes de energía eléctrica alcanzando eficiencias cercanas al 100%, las resistencias están construidas con una aleación 800, operando con rangos de potencia de 2 a 60 watts por pulgada cuadrada; los calentadores pueden ser instalados verticalmente o horizontal variando sus dimensiones de acuerdo a las capacidades y duty a entregar, construidos en diferentes diámetros nominales de tuberías. Se incorpora un panel de control eléctrico para la regulación de la potencia, panel de control para controlar el calentador y monitorización de la temperatura, válvulas de alivio de presión aguas arriba, con válvulas de aislamiento y válvula de derivación para actividades de mantenimiento.

**Ilustración 23.** Calentador eléctrico horizontal por inmersión.



Fuente: <https://goo.gl/EKJySE>

➤ **Calentador de Gas en línea de Fuego Indirecto y directo**

En el tipo de calentadores de fuego indirecto el calor producido por la combustión del gas natural es transferido dentro del recipiente indirectamente por medio de un baño de agua-Glicol a un haz de tubos con lo cual se eliminan los inconvenientes presentados con la transferencia de calor radiante presentados por la distribución de del calor de una manera no uniforme sobre la bobina en un calentador de fuego directo. Puede poseer uno o varios tubos de fuego en un recipiente apto para el servicio y un serpentín de acuerdo a ASME Sección VIII por el cual fluye el gas a ser calentado. Funcional para capacidades altas de calentamiento de fluidos. Su eficiencia se determina calculado los consumos de gas para el calentamiento. Se incorporan paneles de control y de automatización de procesos y controles de combustión tipo PLC. Se encuentran disponibles con Duty mayores a 1 MMBTU/hora.

**Ilustración 24.** Vistas lateral y frontal de Calentador de Fuego Indirecto Citygate Cali.



Fuente: [www.cnogas.org.co/documentos/Acta\\_37\\_Calentador\\_de\\_gas\\_de\\_fuego\\_indirecto.ppt](http://www.cnogas.org.co/documentos/Acta_37_Calentador_de_gas_de_fuego_indirecto.ppt)

El Calentador de Gas de Fuego directo es un calentador radiante convectivos utiliza una zona radiante de tubos lisos en combinación con una sección de convección con tubos lisos/aleteados. Cilíndrico Vertical, los estilos bastidor y cabina son las configuraciones más comunes, los sistemas que cumplimentan la API 560. Se dispone de configuraciones standards y especialmente diseñadas de quemadores para su uso con ambos tipos de combustibles, los tradicionales y los alternativos. Están disponibles ambos tipos de tiro,

natural y forzado. Puede suministrarse quemadores de bajas emisiones, para cumplir todos los requerimientos de emisiones de Bajo NO<sub>x</sub>.<sup>33</sup>

**Ilustración 25.** Calentador de combustión directa radiante conectivo.



Fuente: Sigma Thermal. Direct Fired Heaters. Disponible en internet: <https://www.sigmathermal.com/resource-library/#brochures>

➤ **Calentadores de Gas de tubos en espiral fluido-fluido.**

Este tipo de intercambiadores tienen una amplia gama de utilización en los sectores de comerciales, industriales, el intercambiador de calor es frecuentemente utilizado en Citygate, esta acoplado a una caldera de funcionamiento eléctrico o de flujo de combustible y dispone de un sistema de bombeo para recirculación del fluido caliente; debido a su configuración pueden ser más eficiente hasta un 40% comparado con los intercambiadores de tubos y coraza.

---

<sup>33</sup> Sigma Thermal; Los calentadores de combustión directa. Atlanta. USA. Disponible en: <https://www.sigmathermal.com/resource-library/#brochures>

**Ilustración 26.** Intercambiadores de calor de tubería en espiral.



Fuente: Heliflow Heat Exchangers. Spiral Tube Heat Exchangers, 2018. Disponible en internet: [www.graham-mfg.com/heliflow-spiral-tube-heat-exchangers](http://www.graham-mfg.com/heliflow-spiral-tube-heat-exchangers).

**2.2.3 Métodos para la remoción de componentes de azufre de la corriente de gas.** De acuerdo a la aplicación del modelo termodinámico realizado por Cézac, y al ejemplo que ilustra una cantidad insignificante del componente H<sub>2</sub>S, no deseado dentro del sistema de tuberías de transporte puede, con el tiempo, convertirse en una cantidad apreciable que puede afectar directamente el funcionamiento adecuado de equipo asociado por formación y deposición de azufre elemental, si se considera que sulfuro de hidrógeno tiene un concentración de 1 parte por millón (aproximadamente 1,43 mg / m<sup>3</sup>), de flujo de gas natural es 210 TJ / día, teniendo el gas un poder calorífico de 40 MJ / m<sup>3</sup>; si todo el sulfuro de hidrógeno (H<sub>2</sub>S) se convierte en sulfuro de hierro (FeS), entonces serán producidos aproximadamente 6.600 kg por año de FeS en esta tubería<sup>34</sup>. Esto implica analizar que a pesar de utilizar equipos y procesos que permitan retirar el H<sub>2</sub>S del gas hasta dejar una 1 ppm de componente en el gas ello tendría el potencial de viabilizar un efecto de deposición de azufre elemental causando efectos no deseados de bloqueos en los equipos. Sin embargo a continuación se realizara una descripción de los métodos o procesos que permiten la remoción de los componentes de azufre.

---

<sup>34</sup> DAVID J. PACK Elemental sulphur formation in ng transmission pipelines Crawley, Western Australia, Centre For Oil & Gas Engineering, The University Of Western Australia p.11.

Se han desarrollado muchos procesos para el retiro de H<sub>2</sub>S, según Santana y Machado<sup>35</sup>, los métodos para la extracción de H<sub>2</sub>S pueden agruparse en dos categorías: métodos físicos y químicos, tales como la adsorción con lechos sólidos (óxidos de hierro, carbono activado, etc.) o de absorción química de oxidantes, soluciones alcalinas y metales secuestrantes; y métodos biológicos como biofiltration con microorganismos. Hay más de treinta procesos dice Silva Filho, L.F.D<sup>36</sup> que están disponibles actualmente para la extracción de H<sub>2</sub>S de corrientes de gas, aunque la elección del proceso está relacionada con la concentración de los componentes de azufre en el flujo de alimentación, se debe tener en cuenta factores tales como las condiciones de presión y temperatura, la selectividad necesaria para la eliminación de H<sub>2</sub>S, las regulaciones ambientales y las especificaciones de gas ventas. La separación de los componentes de azufre de la corriente del gas en las unidades de desulfuración utilizan tecnologías que se emplean con frecuencia para remover el H<sub>2</sub>S y recuperar el azufre elemental de corrientes de gas. Según CAMPBELL, John<sup>37</sup> Los principales procesos se clasifican en:

1. Procesos de adsorción con lecho sólido:

- Esponja de hierro
- Óxido de zinc
- Tamiz molecular

2. Procesos con solventes químicos (aminas):

- Monoetanol amina (MEA)

---

<sup>35</sup> Machado, L. C., & de Santana, T. S. (2014). Estudo de processos físicos-químicos para o sequestro de Sulfeto de Hidrogênio (H<sub>2</sub>S) de uma corrente de gás natural. *Caderno de Graduação-Ciências Exatas e Tecnológicas-UNIT*, 2(1), p. 105-115.

<sup>36</sup> Silva Filho, L. F. D. (2013). Avaliação e modelagem da absorção de H<sub>2</sub>S do gás natural em coluna de leito estagnado.

<sup>37</sup> CAMPBELL, John. Technical assistance service for the design, operation, and maintenance of gas plants. Norman, Oklahoma. United States.: Jonh Campbell & company . 2003. p. 228. Citado por Santos Santos, Nicolas. Endulzamiento de gas natural. Bucaramanga: UIS, 2015. P.462.

- Diglicol amina (DGA)
- Dietanol amina (DEA)
- Di-isopropanol amina (DIPA)
- Metildietanol amina (MDEA)
- Trietanol amina (TEA)

3. Procesos con solventes físicos:

- Sulfinol
- Selexol
- Rectisol

4. Procesos con solventes híbridos (solventes físicos + solventes químicos).

5. Procesos de conversión directa de H<sub>2</sub>S a azufre:

- Claus
- Locat

6. Procesos de permeación de gas (membranas permeables)

La selección del mejor proceso de retiro de H<sub>2</sub>S, según Pérez B. Carlos Andrés<sup>38</sup>, para aplicar a una corriente de gas natural depende de varios factores. Cada proceso de retiro de H<sub>2</sub>S tiene ventajas relativas con respecto a los demás; sin embargo, en la selección del proceso apropiado, se deben considerar los siguientes factores:

- El tipo de ácido contaminante presente en la corriente de gas.
- Las concentraciones de cada contaminante y el grado deseado de remoción.
- La presencia y cantidad de hidrocarburos pesados y aromáticos en el gas.
- La composición del gas de alimentación (cantidad de gas ácido y su presión parcial, contenido de mercaptanos, contenido de hidrocarburos pesados en el gas).
- Relación entre H<sub>2</sub>S/ CO<sub>2</sub> y la selectividad del solvente.

---

<sup>38</sup> PEREZ, B. Carlos Andrés. Mejoramiento de la eficiencia de las plantas de endulzamiento de gas en Cusiana. Monografía. Capítulo 2, pp. 5 – 6. Bogotá, 2013. Citado por Santos Santos, Nicolás. Diseño y operación de plantas de tratamiento de gas. Bucaramanga: UIS, 2015. P.578.

- Volumen de gas a ser tratado, la temperatura y la presión del gas a la entrada a la planta.
- La posibilidad de recuperar azufre.
- La decisión selectiva de remover uno o más de los contaminantes sin remover los otros.
- Los requerimientos específicos del gas dulce (máximo permitido por la regulación, o la exigencia del proceso aguas abajo).
- La disposición final del gas ácido removido (depende de la cantidad, de las políticas ambientales de las mismas empresas y de la regulación ambiental).
- El costo de la energía para los procesos de regeneración.

### **Evaluación de métodos disponibles para la remoción de componentes de azufre de corriente de gas.**

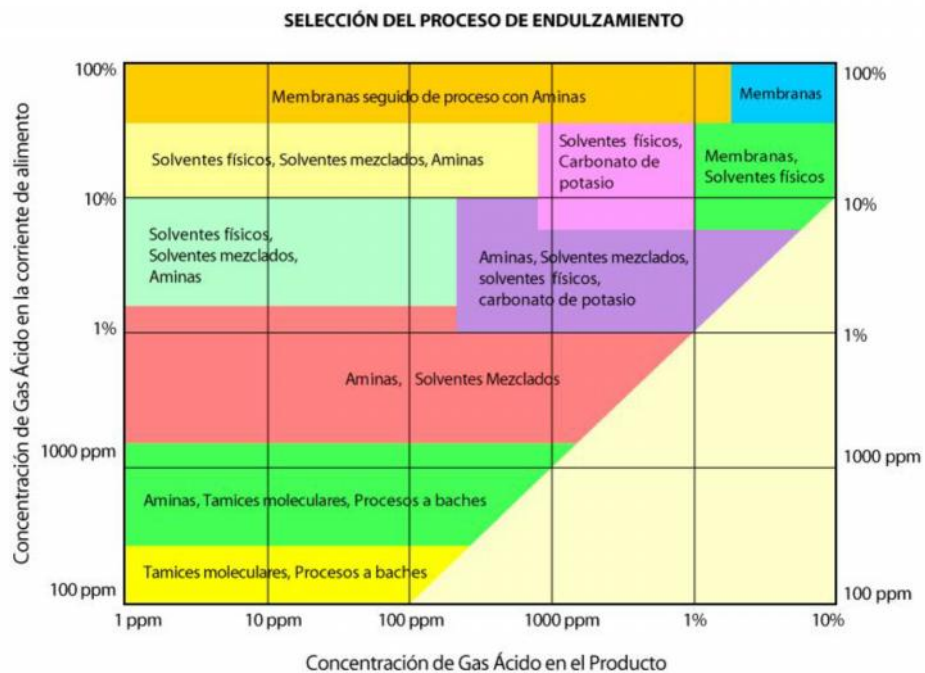
Evaluación de métodos de desulfuración en corriente de gases se realizó teniendo en cuenta, la factibilidad de su aplicación en las tuberías de transporte gas, en sistemas de medición y regulación, como una alternativa de solución al problema de la deposición de azufre elemental. La elección del método de control de la deposición de azufre elemental debe hacerse tomando en cuenta varios factores, tales como el sitio de aplicación del método de desulfuración, la complejidad del proceso, la factibilidad técnico-económica de la instalación y la capacidad de eliminación. La descripción de los métodos han sido utilizados y diseñados para aplicaciones en refinería o plantas de tratamiento y procesamiento de gas natural, varias de ellas pueden ser complejas en términos de su aplicación en las tuberías y sistemas de medición y regulación<sup>39</sup>. En la figura 1 y 2 se muestra una comparación de los métodos estudiados, presentando sus principales ventajas y desventajas con respecto a su uso en la eliminación de azufre de corrientes gaseosas, teniendo en cuenta las concentraciones de gas ácido en la corriente de alimento como la corriente del

---

<sup>39</sup> dos Santos, J. P. L., Lobato, A. K. D. C. L., Moraes, C., de Lima Cunha, A., da Silva, G. F., & dos Santos, L. C. L. (2016). Comparison of different processes for preventing deposition of elemental sulfur in natural gas pipelines: A review. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 32, 369

producto. Las figuras permite concluir que los métodos para la extracción de compuestos de azufre por absorción no son óptimos para la extracción del azufre elemental en las tuberías de gasoductos próximos a sistemas de medición y regulación de presión, aunque este proceso tiene características interesantes, como las altas masa de extracción y los bajos costos de instalación y mantenimiento (que son sumamente importantes los parámetros para elegir un método de desulfuración), factores tales como la alta relación Líquido absorbente/Gas natural ácido (L/G), el alto consumo de energía para el bombeo y la regeneración de la solución absorbente, así como la complejidad del proceso, pueden impedir su aplicación<sup>40</sup>.

**Grafico 5.** Guía para la selección de procesos de endulzamiento de gas natural.



Fuente: Thomas & Manning, Oilfield Processing of Petroleum, Volume 1: Natural Gas// Citado por Santos Santos, Nicolás. Diseño y operación de plantas de tratamiento de gas. Bucaramanga: UIS, 2015. P.581.

<sup>40</sup> *Ibid.*, p. 369

Los gasoductos operan con altas tasa de flujo de gas, a veces puede alcanzar flujos de millones de metros cúbicos por día. Por lo tanto, alcanzar mayores relaciones de L/G requeriría cantidades muy grandes de soluciones absorbentes. Otro problema es que los procesos derivados de aminas puede provocar la aparición de precipitados insolubles, que puede llevar a la obstrucción de las tuberías y la generación de desechos que no son respetuosos con el medio ambiente. Esto hace que el proceso de funcionamiento sea muy complejo al igual que los costos de formulación, almacenamiento de grandes volúmenes y grandes cantidades de energía para la regeneración de la solución del absorbente, así como el retiro de los precipitados insolubles, puede hacer que el proceso económicamente inviable<sup>41</sup>.

Además, los procesos de eliminación de compuestos de azufre de corrientes de gases mediante absorción funcionan mejor cuando la concentración del contaminante en el flujo de alimentación es alta (Tennyson and Schaaf, 1977). Los componente de azufre en la corriente de gas en transporte, son muy bajas hablando de partículas por millón o incluso menos; por lo tanto, los procesos de absorción no son adecuados para esta escenario. Sin embargo, en un escenario donde las corrientes de gas tengan altas concentraciones de compuestos de azufre en el flujo de alimentación y/o donde los gasoductos tienen bajas masa de transporte, el uso de absorbentes en solución puede ser viables<sup>42</sup>.

Los procesos con solventes químicos y solventes físicos discutidos previamente remueven los gases ácidos de la corriente de gas pero liberan el H<sub>2</sub>S y CO<sub>2</sub> cuando el solvente es regenerado. La liberación de H<sub>2</sub>S a la atmósfera se encuentra limitada por las regulaciones ambientales. Los gases ácidos pueden ser direccionados a un incinerador o quemador, lo cual convertirá el H<sub>2</sub>S en SO<sub>2</sub>. La tasa permitida de SO<sub>2</sub> liberado a la atmósfera también se encuentra limitada por leyes ambientales. Existen muchas restricciones específicas en estos

---

<sup>41</sup> Ibid., p. 369

<sup>42</sup> Ibid., p. 369

límites, y los límites permitidos se revisan periódicamente. En cualquier caso, las regulaciones ambientales restringen severamente la cantidad.<sup>43</sup>. En la siguiente tabla se brinda un resumen de las posibles alternativas para realizar disposición del gas ácido que en algunos casos sería inviable.

Según la guía propuesta en el gráfico de guía de endulzamiento elaborada por Tennyson and Schaaf (1977), es evidente que en el caso de azufre elemental en gasoductos, donde la concentración de  $S_8$  es demasiado pequeño, los procesos de oxidación directa y tamices moleculares son los más apropiados; es evidente que los procesos de adsorción pueden eliminar y/o mitigar el problema de azufre elemental en los gasoductos. Estos métodos muestran una buena eficiencia en la extracción cuando las concentraciones de compuestos de azufre en el flujo de alimentación son bajos (es decir, el escenario presentado por  $S_8$  en tubo de transporte de gas natural en líneas). Además, procesos de adsorción muestran características atractivas para ductos tales como la facilidad de operación, la operación continua, relativamente bajos costos de capital, la habilidad para extraer diversas tipos de azufre, y operar a la temperatura ambiente. Aunque existen desventajas como altos costos de regeneración y/o reemplazo del material adsorbente, se puede mejorar con la elección de un material con alta capacidad de adsorción de compuestos de azufre, de alta durabilidad para que extender el tiempo de uso hasta su inactivación, y de fácil capacidad de regenerarse, haciendo el proceso más viables. Los adsorbentes como las zeolitas, óxidos de hierro, óxidos de cinc y de carbón activado puede ser mejor estudiado para su aplicación en virtud de las condiciones de trabajo de los gasoductos.

---

<sup>43</sup> Santos Santos, Nicolás. Diseño y operación de plantas de tratamiento de gas. Bucaramanga: UIS, 2015. P.520

**Tabla 13.** Opciones de disposición del gas ácido separado.

LHV (BTU/SCF )	Methane Content (Remain der:CO <sub>2</sub> )	Possible destinations according to gas lower heating value					
		Gas Engines	Gas Turbines	Fired heaters	Flaring	Venting	Injection
>600]	>66%	ok	ok	ok	ok	Not recommen ded	ok (higher injections costs)
600 to 300	66% to 33%	ok	ok	ok	ok	Not recommen ded	ok
300 to 200	33% to 22%	(lower limit)	(lower limit)	(lower limit)	ok	Not recommen ded	ok
200 to 150	22% to 16%	Not Feasible	Not Feasible	Not Feasible	(lower limit)	Not recommen ded	ok
<150	<16%	Not Feasible	Not Feasible	Not Feasible	Not Feasible	ok	ok (lower injections costs)

*Fuente: BERGEL, Marco y TIERNO, Ignacio. Sweetening technologies – A look at whole picture. TECNA. Estudios y proyectos de Ingeniería S.A. Buenos Aires, Argentina. 2008. p. 9 (Modificada). citado por Santos Santos, Nicolás. Diseño y operación de plantas de tratamiento de gas. Bucaramanga: UIS, 2015. P.583.*

Los métodos de eliminación de compuestos ácidos de corrientes de gas por membranas tienen características interesantes tales como la sencillez, bajos costos operativos y de capital de inversión, poco requerimiento de espacio para su funcionamiento y bajo impacto ambiental. Sin embargo, no son adecuados para la aplicación en el gas natural transportado en gasoductos, debido a que requieren el uso de soluciones absorbentes en su mayoría de casos para ayudar en la extracción de los componentes ácidos de la corriente de gas, el proceso sería una combinación de las soluciones de absorción y de membranas. Como ya se ha señalado, el uso de altos caudales de soluciones acuosas, así como el hecho de que las soluciones de absorción muestran una mejor eficiencia cuando las concentraciones de los compuestos de azufre en el flujo de alimentación son altas, puede perjudicar la aplicación conjunta del proceso en las tuberías. También la presencia de compuestos de azufre solubilizados o disueltos en la corriente de gas puede contaminar la membrana o el disolvente puede incluso degradar la membrana y otros elementos como glicoles, inhibidores de corrosión, parafinas cerosas en condensados,

agua libre que normalmente pueden ser transportados en los gasoductos. Esto daría como resultado la necesidad de reemplazar frecuentemente las membranas, que tienen altos costos de adquisición.

Los métodos de conversión de los compuestos de azufre en azufre elemental de igual forma no son apropiados para el escenario de gasoductos, la solución al problema consiste en remover el azufre que ya están en la corriente de gas natural y no solamente cambiarle de estado de fase. En este caso, la aplicación de los procesos tradicionales tales como Claus sólo llevaría a la formación de más azufre elemental en el gasoducto, el cual requiere un método adicional para su extracción. Además, este proceso implica altas temperaturas, lo que haría aumentar los costos de inversiones y de operación para el calentamiento del gas lo cual lo hace inviable. Adicionalmente se hace necesario emplear un método adicional para la recuperación del azufre producido por el método de Claus. Esto implicaría la necesidad de construir una unidad de recuperación de azufre en un lugar próximo a las estaciones de medición y regulación de presión - Citygates (estaciones de entrega al cliente), lo que haría que el proceso, técnica y económicamente sea inviable debido a los altos costos. Por lo tanto, este proceso sólo sería adecuado para una situación donde la producción diaria de azufre es lo suficientemente grande como para ser comercializados.

Por lo tanto se concluye que el método de absorción es más apropiado para la extracción de sulfuro elemental, ya que son capaces de eliminar diversas especies de azufre  $S_8$ , incluso en bajas concentraciones del flujo de alimentación, evitando utilizar tamices moleculares puesto que generalmente esta limitados a pequeños flujos de gas que operan a presiones moderadas<sup>44</sup>. Los absorbentes como las zeolitas, óxidos de hierro, zinc y carbón activado muestran potencial para resolver el problema y deben ser mejor estudiados bajo escenarios operacionales asociados con los gasoductos. Los otros métodos evaluados (absorción, separación por membrana y la conversión de compuestos de azufre a azufre elemental) no serían viable cuando las consideraciones técnicas y económicas jugaran un papel de toma

---

<sup>44</sup> *Ibid.*, p. 161 (ARNOLD, K. y STEWART)

de decisiones<sup>45</sup>. El cual dependerá de la tecnología como del tamaño de la planta, por tal razón, se deben analizar tanto los costos de inversión (CAPEX) como de operación (OPEX)<sup>46</sup>.

**2.2.4 Recomendaciones de diseño y selección de equipos de medición y regulación de presión.** Realizar diseños apropiados y selección de equipos que permitan minimizar la formación y consecuencias causadas por una selección de equipos de regulación de presión que atenúen, minimicen o eliminen los problemas generados por la formación y deposición de azufre elemental. Desde el amplio estudio del sitio proceso selectivo preferente de depósitos “elemental de azufre” dentro de dos sistemas de tuberías de transmisión, se observó que los sitios más gravemente afectados se encuentran en una corriente agua abajo lateral de una línea principal de “T” de unión. Es importante resaltar que a pesar de las condiciones operativas de las variantes en T, referente a la influencia de los condensados y configuración de los componentes, se hace necesario que los componentes de las estaciones de regulación y medición dispongan de una capacidad de calentamiento del gas que permita entregar el calor necesario para entregar un duty o calentamiento del gas que contrarreste estos factores.

Si la corriente de gas en el punto de (válvula de control de presión) de sublimación se somete a muy alta turbulencia entonces la partícula aumenta la tasa de colisión de partículas. Esto significa que el diseño de la carcasa jaula regulador de presión también es un factor en el proceso de sublimación, la formación de partículas y proceso de deposición también pueden estar influenciados por el grado de mezcla o turbulencia dentro de la cámara de reducción de presión. Esto será debido a la colisiones de partículas. Por ejemplo, cerca de una obstrucción, se tiene un mayor potencial de colisión a los rebotes de las partículas. Esto sugiere que las

---

<sup>45</sup> *Ibid.*, p. 370

<sup>46</sup> PEREZ, B. Carlos Andrés. Mejoramiento de la eficiencia de las plantas de endulzamiento de gas en Cusiana. Monografía. Capítulo 2, pp. 5 – 6. Bogotá, 2013. Citado por Santos Santos, Nicolás. Diseño y operación de plantas de tratamiento de gas. Bucaramanga: UIS, 2015. P.579.

características / diseño del mecanismo de reducción de la presión juegan un papel importante en el proceso de formación de partículas y deposición.

La composición del gas natural, la presión, y temperatura del gas en el punto de reducción de la presión influirán en las condiciones propicias para la condensación retrógrada. Las condiciones internas de tubería como revestimientos internos pueden jugar un papel importante para disminuir la viabilidad de las reacciones químicas. En los sitios más afectados tienen válvulas de bola y otros equipos, estos requieren la aplicación regular de grasas y otros compuestos existiendo el potencial para material extraño adicional en la corriente de gas. Colectivamente, estos materiales aumentará en gran medida los procesos de coagulación / aglomeración de azufre elemental.

El suministro de gas a una temperatura tan baja como sea posible de la planta de procesamiento de gas (reduciendo el nivel de vapor de azufre en el suministro de gas). Tratar de minimizar las grandes variaciones de temperatura a lo largo de ruta de la tubería. Se mantuvo el flujo a una temperatura del gas tan alta como sea prácticamente posible. Esto no sólo ayuda a mantener el azufre forma gaseosa y por lo tanto en solución, pero también ayudará en la minimización de condensación retrógrada. Cuando se requiere una reducción de gran presión se realiza en dos etapas y en cada etapa se procede a calentamiento. Debido a la posibilidad de recuperación de la temperatura entre las etapas, un gradiente de temperatura es mucho más baja en cada etapa y la tasa de condensación inferior retrógrada (si es aplicable) hará disminuir las tasas globales de nucleación, de condensación y de coagulación. Reducir el potencial de condensación retrógrada se produce en una instalación de reducción de presión. Minimizar la entrada y la transmisión de líquidos y partículas sólidas en la corriente de gas y, en particular, para el suministro de gas de entrada a una instalación afectada. Minimizar las fuentes de agua (humedad) y de oxígeno.

## 1.10 COMPARACION DE LOS MÉTODOS PARA TRATAR EL PROBLEMA DE LA FORMACIÓN Y DEPOSICIÓN DE AZUFRE

**Tabla 14.** Comparativos de las diferentes alternativas.

ÍTEM	ASPECTOS A EVALUAR	ALTERNATIVA 1	ALTERNATIVA 2	ALTERNATIVA 3	ALTERNATIVA 4
		Actividades de Remediación / Desarme y limpieza.	Practiclas Preventivas para evitar formación de S8	Aumento de temperatura de la corriente de gas	Remoción de componentes de Azufre del gas
1	Cantidad de Equipos	Bajo. Disponibilidad de herramienta menor, Kit de limpieza, disponibilidad de aire comprimido.	Bajo. No requiere equipos adicionales puesto que las facilidades para limpieza de tuberías de transporte de gas, y filtros para partículas y coalescentes se encuentran normalmente instalados.	Medio bajo. La preferencia por la instalación de equipos de calentamiento Catalítico minimizan la intervención de los sistemas de regulación y medición, con las ventajas de utilización del gas para su funcionamiento.	No Aplica. No es viable para las aplicaciones objeto del estudio.
2	Instalación	Bajo. Se requiere disponibilidad y facilidades para realizar actividades de mantenimiento preventivo y correctivo.	No Aplica. No se requiere la instalación de equipos o facilidades.	Medio Bajo. Conexión de suministro de energía eléctrica e instalación de suministro de gas natural. Los calentadores catalíticos requieren menores actividades para instalación y operación.	No Aplica. No es viable para las aplicaciones objeto del estudio.
3	Mantenimiento	Alto. Implica aumentar la frecuencia de actividades preventivas y correctivas, teniendo la posibilidad de presentarse eventos no deseados como cortes en el suministro de gas.	Medio Bajo. Se hace necesario modificar los programas de mantenimiento y costos asociados cumpliendo los procedimientos apropiados.	Bajo. Para el caso de los calentadores catalíticos los requerimiento de mantenimiento son mínimos.	No Aplica. No es viable para las aplicaciones objeto del estudio.
4	Filosofía de control y Operación	No Aplica. No se hace necesario implementar nuevas filosofías de operación debido a que no se instalan sistemas de control del proceso adicionales de los que posee el equipo.	No Aplica. No se hace necesario implementar nuevas filosofías de operación del gasoducto, equipos industriales o estaciones de regulación y medición debido a que no se instalan sistemas que modifiquen parámetros operacionales fuera de los exigidos por el RUT.	No Aplica. La filosofía de control de proceso esta centrada en el control de la temperatura de salida del gas del nuevo intercambiador de calor, lo que no incurre en requerimiento adicionales que modifiquen la operación del sistema.	No Aplica. No es viable para las aplicaciones objeto del estudio.
5	Área	No Aplica.	No Aplica.	Bajo. Se requiere una área para la construcción de obras civiles y mecánicas para instalación del intercambiador de calor y facilidades para su operación y control. En el caso de calentadores catalíticos las áreas necesarias para su funcionamiento se minimiza, no haciendo necesario modificaciones de los equipos cercanos u obra civil asociadas.	No Aplica. No es viable para las aplicaciones objeto del estudio.
6	Eficiencia Energética	No Aplica.	No Aplica.	Alta. Solo utiliza la energía de fuentes externas para precalentamiento de los paneles catalíticos que iniciaran la reacción permanentemente hasta que el gas se acabe.	No Aplica. No es viable para las aplicaciones objeto del estudio.

ÍTEM	ASPECTOS A EVALUAR	ALTERNATIVA 1	ALTERNATIVA 2	ALTERNATIVA 3	ALTERNATIVA 4
		Actividades de Remediación / Desarme y limpieza.	Practicas Preventivas para evitar formación de S8	Aumento de temperatura de la corriente de gas	Remoción de componentes de Azufre del gas
7	Seguridad del Proceso	Alta. Intervención de personal en áreas clasificadas, aumento de la frecuencia de intervenciones en la realización de actividades preventivas y correctivas.	No Aplica.	Baja. En el caso de los calentadores catalíticos la temperatura del catalizador es mayor de 400°C y menor a la temperatura de ignición del gas metano, propanos, gasolina, apropiados para áreas clasificadas. Como productos de la reacción química se genera calor, CO2 y vapor de agua.	No Aplica. No es viable para las aplicaciones objeto del estudio.
8	Costo Inicial de Inversión	Bajo. Los costos de inversión son relacionados con la adquisición de materiales y facilidades para la realización de mantenimiento preventivo y correctivos, solo implica actividades mecánicas.	No Aplica.	Medio. Los costos de inversión son por la adquisición del calentador intercambiador e instalación del equipo y conexiones al gas y al sistema eléctrico, no requiere: partes de remplazo, almacenamiento y suministro de químicos, extensas instalaciones eléctricas.	No Aplica. No es viable para las aplicaciones objeto del estudio.
9	Costos Operativos	Medio. Se hace necesario costos operativos para esta alternativa.	Medio. Se hace necesario costos operativos para esta alternativa.	Bajo. Los costos operativos se verán afectados bajamente pues los equipos deben incluirse en los programas mantenimientos preventivos y correctivos, consumos de energía eléctrica y consumo de gas.	No Aplica. No es viable para las aplicaciones objeto del estudio.

## **CASOS DE ESTUDIO TÍPO Y SELECCION DE MÉTODO APROPIADO PARA LA SOLUCIÓN DEL PROBLEMA DE LA FORMACIÓN DE AZUFRE ELEMENTAL**

A continuación se referencian tres casos de estudio tipo que se presentan en sistemas de medición y regulación de presión del gas natural.

- Unidad fuel gas y tuberías de interconexión que suministra el gas combustible a turbogenerador propicia la formación y deposición de azufre elemental en las válvulas de regulación del turbogenerador.
  
- Deposición de azufre en una estación de medición y regulación – City Gate de una empresa transportadora de gas natural que suministra el gas natural a una empresa distribuidora.
  
- Deposición de Azufre elemental en válvulas reguladoras en estación descompresora de gas natural comprimido.

### **1.11 DEPOSICIÓN DE AZUFRE EN VALVULAS DE REGULACION DE SISTEMA FUEL GAS DE TURBOGENERADORES**

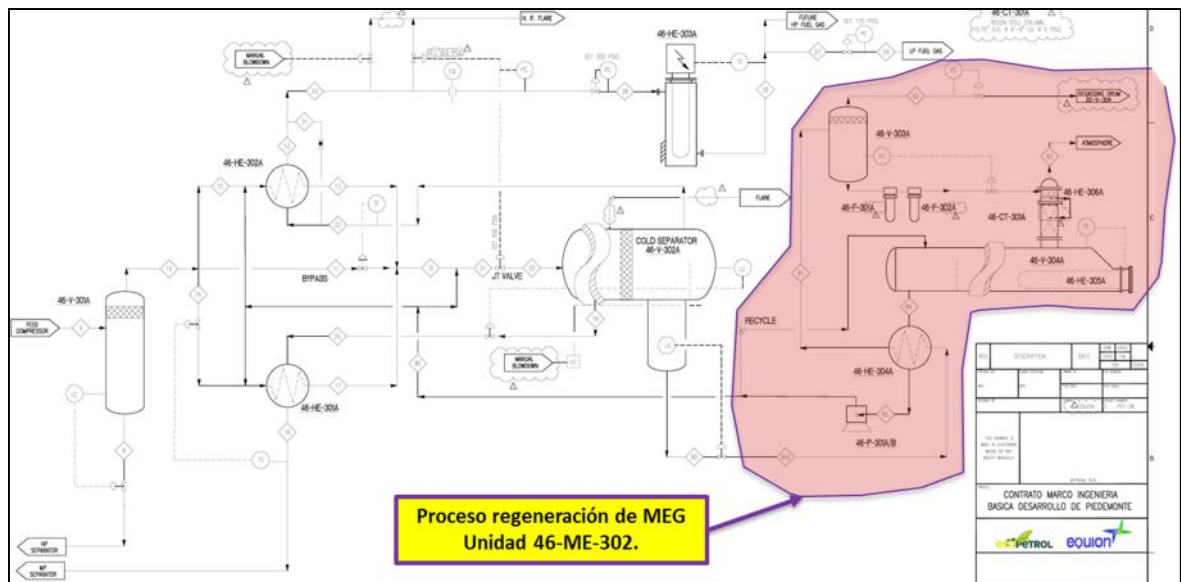
**3.1.1 Descripción del caso de estudio.** La Central de Facilidades de Procesamiento (CPF), cuenta con dos turbogeneradores A/B, que soportan la carga eléctrica de la planta; en marzo de 2015 sale de generación por fallas de ignición y alto flujo de combustible, quedando fuera de servicio dejando sin energía eléctrica el CPF, afectando la operación de la planta y seguridad del proceso, lo que ocasiona la pérdida total de energía e induce riesgos adicionales ocasionando por quemas en sistema de teas y forzó a todos los sistemas de seguridad de la planta a operar en demanda.

**3.1.2 Estructura de Funcionamiento y consideraciones operacionales del Sistema caso de estudio.** Las unidades A/B de gas combustible tienen la función de acondicionar el gas que ingresa al CPF para ser utilizado por los turbogeneradores y otras máquinas, el gas ingresa a la planta con una presión de 1100-1200 Psig (76-82,7 Barg), las unidades A/B son idénticas, el acondicionamiento se logra disminuyendo el “dew point” del gas reduciendo el contenido de agua e hidrocarburos condensables en un proceso Joule-Thomson (JT). Las unidades tienen una capacidad nominal de 9 mmscfd (0,255 NMm<sup>3</sup>d) y pueden entregar gas a 300 Psig (20 Barg) y a una presión 150 Psig (10.3 Bar); están diseñadas para cubrir la demanda total de gas combustible del CPF; el gas que ingresan al CPF pasa por el Slug Catcher separando un gas rico húmedo parte de este se dirige a las unidades de Fuel Gas A/B ingresando primeramente a un separador para remover los líquidos, el gas es dividido en dos corrientes, el mayor caudal pasa por el intercambiador gas/gas mientras que la menor cantidad por el intercambiador gas/condensado enfriando el gas húmedo rico a 46 °F (7,7°C), con la inyección de glicol evita la formación de hidratos, al pasar por la válvula JT la presión cae a 450 Psig (31 Bar) enfriando su temperatura a 5°F (-15°C), permitiendo la separación de los hidrocarburos líquidos, el agua presente en la corriente de gas en combinación con la corriente de glicol. La corriente de gas enfriado pasa por un filtro coalescente y por el intercambiador gas/gas aumentando de temperatura, pasa a medición y a un aumento de temperatura con un calentador eléctrico, entregando el gas a una presión de 300 psi o de baja presión utilizando una válvula reguladora que entrega el gas a una presión de 150 Psig (10.3 Bar), con una temperatura de aproximadamente de 140°F (60°C); para evitar la formación de hidratos en la parte fría del proceso, se realiza inyección de Monoetilen glicol (MEG) y con las unidades adjuntas de regeneración e inyección del MEG. El regenerador de glicol reconcentra el glicol que viene del separador frío, inyectando el MEG antes de la válvula JT en los intercambiadores de gas/gas y gas/condensado.

**3.1.3 Reportes de cromatografía del gas combustible.** El gas combustible utilizado por los turbogeneradores del caso de estudio provienen de dos fuentes: de una interconexión de gas combustible de retorno de una planta de turbogeneradores vecina a las instalaciones, que utiliza el gas seco producido por la planta PSG (planta de secado de gas) que al no ser

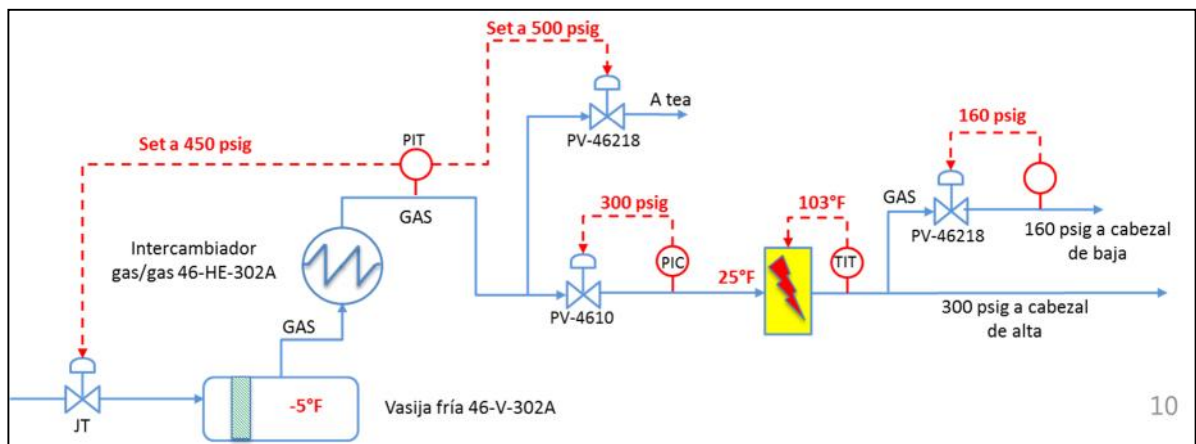
consumido por la planta de generación de energía vecina es retornado al CPF, siendo usado directamente como gas combustible para los diferentes equipos, esta interconexión puede entregar entre 2.8 a 10.5 mmscf/d (0,079-0,3 NMm<sup>3</sup>/d) de flujo operático a una presión operativa entre 145 y 180 Psig (10-12,4 Barg).

**Grafico 6.** Unidad Fuel Gas y Regeneradora MEG.



Fuente: Juan Carlos Palomares. Tesis Estudio de viabilidad técnico-económica para evitar la acumulación de azufre elemental en los sistemas de gas combustible de los turbogeneradores del CPF Floreña. Facultad de ingenierías físico químicas, 2017, 26p.

**Grafico 7.** PFD de unidad Fuel Gas sección calentador



**Tabla 15.** Variables operacionales de Unidades Fuel Gas

FECHA	Presion de Entrada (psig)	Medidor de Flujo (MMscfd)	Temperatura en JT (°F)	Presion salida JT (psig)	Presion Salida (psig)	Temp Calent Elect (°F)	Presion a Cabezal de Baja (psig)
02/01/2015	1190,383	3,88	19,44	456,71	264,88	139,71	153,97
02/07/2015	1153,088	6,21	-1,84	455,83	264,9	140,8	150,98
02/09/2015	957,2673	5,76	0,03	449,87	264,08	140,31	150,94
02/14/2015	896,6918	5,48	7,72	449,87	264,14	139,86	150,94
02/18/2015	907,6448	3,18	6,73	445,91	263,69	139,84	151,22
02/21/2015	912,0417	2,8	5,1	446,4	263,99	139,82	151,82

Fuente: Juan Carlos Palomares. Tesis Estudio de viabilidad técnico-económica para evitar la acumulación de azufre elemental en los sistemas de gas combustible de los turbogeneradores del CPF Floreña. Facultad de ingenierías físico químicas, 2017, 43p.

En la siguiente ilustración de la cromatografía del gas se evidencia una temperatura de entrega en la interconexión de 100,8F (38.2°C). La principal fuente de gas combustible proviene de dos unidades de Fuel Gas A/B, construidas para el suministro de gas de los dos turbogeneradores, a continuación la cromatografía de la muestra de gas tomada en cilindros pasivos en lugar próximo a la unidad turbogenerador. Se destaca la temperatura de entrega de 100,8F (38.2°C). Se realiza un análisis del gas combustible utilizado por los turbogeneradores con la finalidad de conocer el contenido de azufre, el cual está por debajo de los requerimiento solicitados por el fabricante de los turbogeneradores.

**Ilustración 27.** Cromatografía Fuel Gas.

Sampling Conditions 100,8 F@		
Component	Mole %	Weight %
CO <sub>2</sub> Carbon Dioxide	3,93	8,66
N <sub>2</sub> Nitrogen	0,35	0,49
C <sub>1</sub> Methane	82,43	66,26
C <sub>2</sub> Ethane	8,55	12,89
C <sub>3</sub> Propane	3,32	7,34
iC <sub>4</sub> i-Butane	0,63	1,83
nC <sub>4</sub> n-Butane	0,59	1,73
iC <sub>5</sub> i-Pentane	0,13	0,46
nC <sub>5</sub> n-Pentane	0,06	0,21
C <sub>6</sub> Hexanes	0,01	0,10
C <sub>7</sub> Heptanes	0,00	0,03
C <sub>8</sub> Octanes	0,00	0,00
C <sub>9</sub> Nonanes	0,00	0,00
C <sub>10</sub> Decanes	0,00	0,00
C <sub>11</sub> Undecanes	0,00	0,00
C <sub>12</sub> + Dodecanes plus	0,00	0,00
Totals :	100,00	100,00

**Ilustración 28.** Análisis de laboratorio, identificación azufrados del gas combustible.

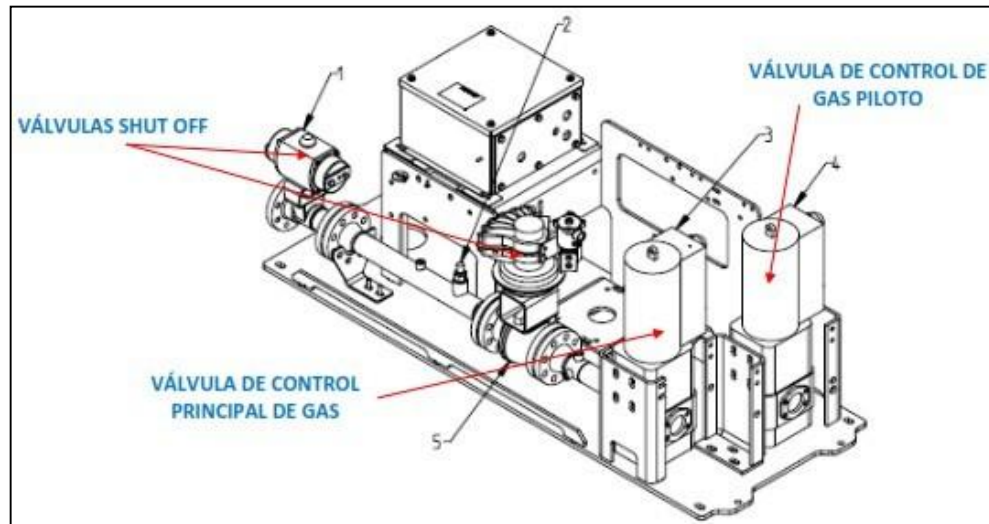
FECHA DE MUESTREO	Convertir a Unidades		26/06/2015 11:00	26/06/2015 11:10	26/06/2015 11:20
IDENTIFIC. MUESTRA			Fuel Gas TermoYopal	Patín Medición Gas Perenco	Fuel Gas Alta Unidad A
DESCRIPCION MUESTRA			Muestras de Gas tomadas en Cilindros Pasivados // Presión: 249.8 psig // Temp: 73.5 oF	Muestras de Gas tomadas en Cilindros Pasivados // Presión: 1222 psig // Temp: 113 oF	Muestras de Gas tomadas en Cilindros Pasivados // Presión: 240 psig // Temp: 109 oF
LABORATORIO	COMPONENTE	UNIDAD	201080250	201080251	201080252
CRO	sulfuro de hidrogeno	ppm (peso)	N.D.	N.D.	N.D.
CRO	sulfuro de carbonilo	ppm (peso)	2,0084	2,3148	2,2716
CRO	metil mercaptano	ppm (peso)	N.D.	N.D.	N.D.
CRO	etilmercaptano	ppm (peso)	N.D.	N.D.	N.D.
CRO	dimetilsulfuro	ppm (peso)	N.D.	N.D.	N.D.
CRO	disulfuro de carbono	ppm (peso)	N.D.	N.D.	N.D.
CRO	terbutilmercaptano	ppm (peso)	N.D.	N.D.	N.D.
CRO	etil metil sulfuro/propilmercaptano	ppm (peso)	N.D.	N.D.	N.D.
CRO	tiofeno	ppm (peso)	N.D.	N.D.	N.D.
CRO	butilmercaptano	ppm (peso)	N.D.	N.D.	N.D.
CRO	dietildisulfuro	ppm (peso)	N.D.	N.D.	N.D.
CRO	2metiltiofeno	ppm (peso)	N.D.	N.D.	N.D.
CRO	3metiltiofeno	ppm (peso)	N.D.	N.D.	N.D.
CRO	tetrahidrotiofeno	ppm (peso)	N.D.	N.D.	N.D.
CRO	n-amil mercaptano	ppm (peso)	N.D.	N.D.	N.D.
CRO	dimetiltiofeno	ppm (peso)	N.D.	N.D.	N.D.
CRO	sulfuro de alilo	ppm (peso)	N.D.	N.D.	N.D.
CRO	di n-propilsulfuro	ppm (peso)	N.D.	N.D.	N.D.
CRO	trimetiltiofeno	ppm (peso)	N.D.	N.D.	N.D.
CRO	tetrametiltiofeno	ppm (peso)	N.D.	N.D.	N.D.
CRO	di-n-butilsulfuro	ppm (peso)	N.D.	N.D.	N.D.
CRO	2-metilbenzotiofeno	ppm (peso)	N.D.	N.D.	N.D.
CRO	5-metilbenzotiofeno	ppm (peso)	N.D.	N.D.	N.D.
CRO	6-metilbenzotiofeno	ppm (peso)	N.D.	N.D.	N.D.
CRO	Azufrados Totales	ppm (peso)	2,0084	2,3148	2,2716
CORE LABORATORIES	Sulfuro Hidrogeno (Tubos Draguer)	ppm	2.3	2.5	2.3
CORE LABORATORIES	Oxigeno en Gas	ppm			

Fuente: Juan Carlos Palomares. Tesis Estudio de viabilidad técnico-económica para evitar la acumulación de azufre elemental en los sistemas de gas combustible de los turbogeneradores del CPF Floreña. Facultad de ingenierías físico químicas, 2017, 43p.

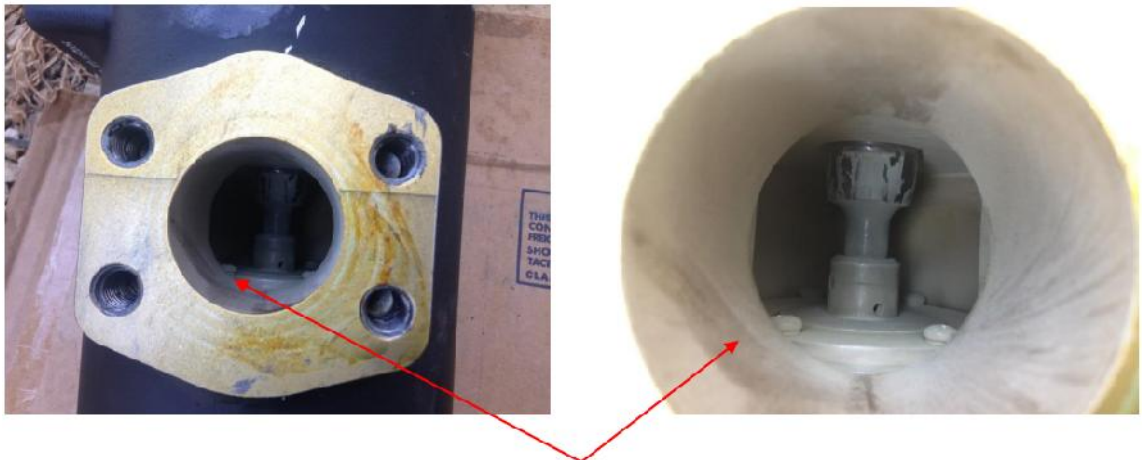
**3.1.4 Hallazgos.** Al intervenir los turbogeneradores A/B, para inspección se desmontan inyectores, se revisa antorcha y tubing de sistema inyección de gas y tuberías de aire para descartar taponamiento; se desmonta el regulador de gas ignición, se lleva a taller y se realiza limpieza interna utilizando el método de flushing con aire, se realizan cromatografías de Fuel gas, también se realiza inspección de la válvula de corte rápido (SDV) y la válvula de control principal gas de la turbina, observando que el cierre de la válvula no da integridad y no brinda confiabilidad en su operación, se plantea realizar el cambio de la válvula principal (PECC VALVE) por una de iguales características; De acuerdo a la inspección el técnico especialista, evidencia una capa generada por la presencia de azufre elemental en la válvula principal de gas combustible, afectando el funcionamiento del posicionamiento de la válvula y

adicionalmente se evidencia contaminación por glicol en la válvula de control principal, la válvula de gas piloto y en las tuberías asociadas de gas combustible.

**Ilustración 29.** Sistema de regulación de presión de turbogeneradores - válvula de control de gas principal y gas piloto.



**Ilustración 30.** Válvula de control principal, internos con presencia de Azufre Elemental.



Fuente: Juan Carlos Palomares. Tesis Estudio de viabilidad técnico-económica para evitar la acumulación de azufre elemental en los sistemas de gas combustible de los turbogeneradores del CPF Floreña. Facultad de ingenierías físico químicas, 2017, 43p.

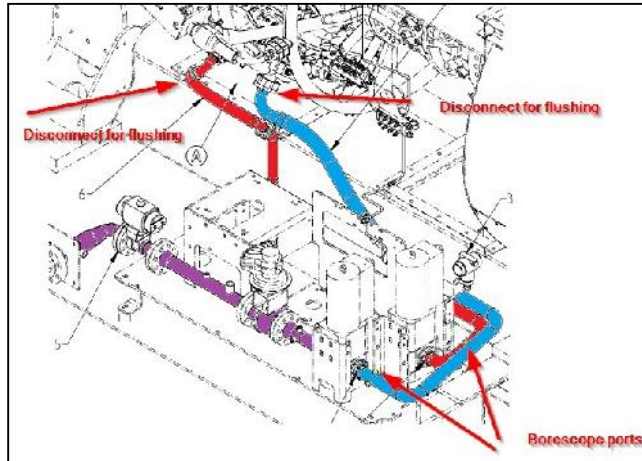
### **3.1.5 Métodos para tratar el problema de formación de azufre Elemental**

**3.1.5.1 Actividades de remediación.** Se realiza lavado (Flushing) con Jabón Químico Turbo K durante 1 hora y posteriormente el barrido con alcohol industrial retirando las trazas de carbón y contaminación por azufre. Después del lavado se hace prueba de hermeticidad o sello a las válvulas de regulación hasta encontrar integridad en la posición cero con lo que se evita remplazar por una nueva válvula; los equipos y dispositivos asociados a intervenir:

- Válvula de control principal de Gas.
- Válvula de control de Gas piloto.
- Válvulas Shut off primaria y secundaria.
- Tuberías, tubing y válvulas asociadas al sistema de Fuel Gas.
- Sistemas de filtrado de fuel Gas.
- Instrumentación asociada al sistema de Fuel Gas.
- Acondicionamiento de drenajes del sistema de Fuel Gas.

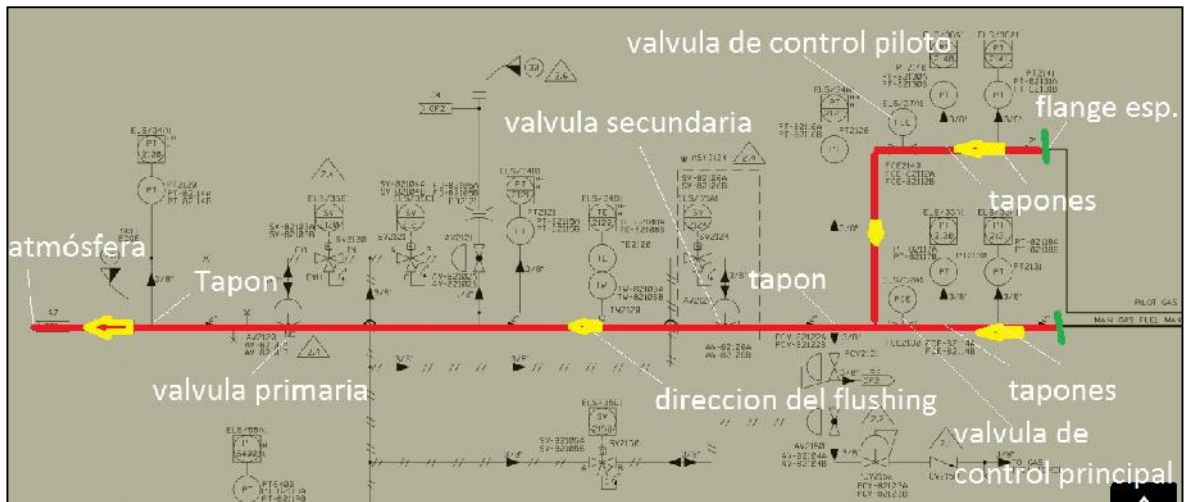
Para confirmar la correcta limpieza realizada en los turbogeneradores, se debe realizar inspección boroscópica a las válvulas de control y demás dispositivos con el fin de evidenciar posible contaminación remanente que exigiría repetir el procedimiento de lavado.

**Grafico 8.** Líneas de flujo para flushing y boroscopia del sistema de fuel gas de turbinas de generación.



Fuente: Juan Carlos Palomares. Tesis Estudio de viabilidad técnico-económica para evitar la acumulación de azufre elemental en los sistemas de gas combustible de los turbogeneradores del CPF Floreña. Facultad de ingenierías físico químicas, 2017, 34p.

**Grafico 9.** Plano de líneas de flujo para el flushing del sistema de regulación.



Fuente: Juan Carlos Palomares. Tesis Estudio de viabilidad técnico-económica para evitar la acumulación de azufre elemental en los sistemas de gas combustible de los turbogeneradores del CPF Floreña. Facultad de ingenierías físico químicas, 2017, 34p.

**3.1.5.2 Optimizar la operación de las plantas de tratamiento para minimizar las transferencias de glicol al gas y sistema de drenaje de la vasija del filtro.** Como se describió en el capítulo anterior las buenas prácticas preventivas, se enfocan en evitar

condiciones que incentiven la formación y deposición de azufre elemental para evitar fenómenos localizados de reacciones químicas y termodinámicas<sup>47</sup>, en este caso se evidencio contaminación por glicol en vasija y filtro, en válvula de control principal, la válvula de gas piloto y en las tuberías asociadas del sistema de gas combustible del turbogenerador;

- El personal de operaciones debe optimizar el sistema inyección-regeneración de Monoetilen Glicol (MEG) minimizando las transferencias de glicol al gas combustible.
- Realizar el acondicionamiento (instalación de válvula) a la vasija del filtro de fuel gas, puesto que el drenaje se encontraba con un tapo.
- Realizar drenajes diarios al sistema de filtrado del sistema fuel gas para retiro de glicol si se presenta.
- Incluir en el plan semestral de mantenimiento un lavado-Flusing para el retiro de glicol y otros contaminantes del sistema gas combustible del turbogenerador.

---

<sup>47</sup> Chesnoy, A. B., & Pack, D. J. (1997). S {sub 8} threatens natural gas operations, environment. *Oil and Gas Journal*, 95(17). P. 74.

**Ilustración 31.** Contaminación de Glicol y carbón en elementos filtrantes de fuel gas de máquina.



**Ilustración 32.** Acondicionamiento de drenaje en sistema de filtrado.



Fuente: Juan Carlos Palomares. Tesis Estudio de viabilidad técnico-económica para evitar la acumulación de azufre elemental en los sistemas de gas combustible de los turbogeneradores del CPF Floreña. Facultad de ingenierías físico químicas, 2017, 49p.

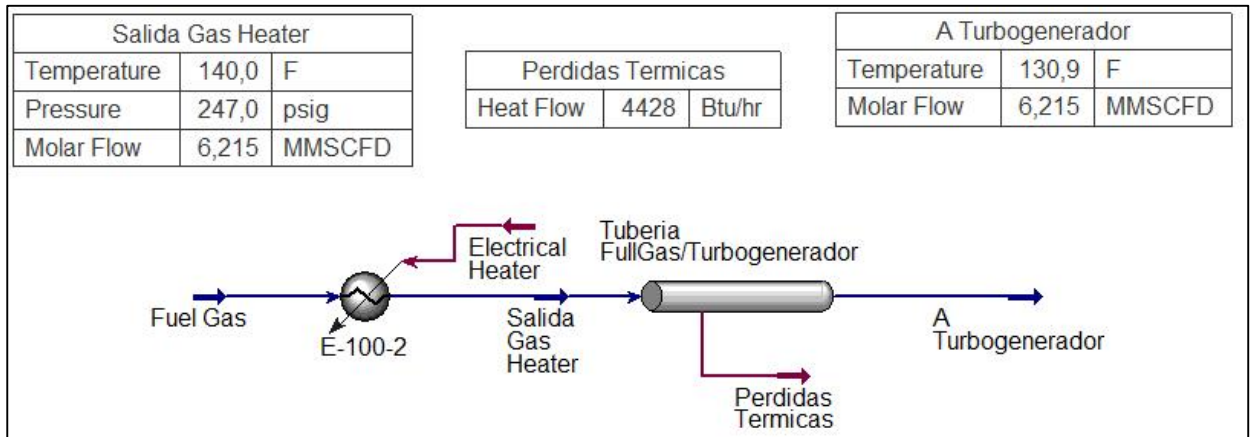
### ***3.1.5.3 Cálculos para aplicar el método de aumento de temperatura a la corriente de gas.***

Para una operación confiable del sistema de generación se deberá entregar una temperatura del gas combustible a los turbogeneradores mínimo a los 130°F, de acuerdo a las recomendaciones del capítulo anterior (numeral 2.2.3 Aumento de la temperatura de la corriente de gas); se plantean tres alternativas de solución, de las siguientes opciones la primera prevalece sobre las otras dos alternativas que evitan la intervención de equipos y una inversión menor.

- La instalación de un aislamiento térmico en un tramo de tubería que va desde el calentador de las unidades fuel gas a los turbogeneradores.
- Instalación de una derivación antes del Calentador Eléctrico de Gas Combustible que suministre el gas combustible a los motores de los compresores recíprocos.
- Aprovechamiento energético del calor de los gases de combustión de los turbogeneradores.

**3.1.6 Cálculos y simulación.** En la siguiente ilustración se observan la simulación realizada con las condiciones operacionales del gas al pasar por el calentador eléctrico, en la tubería acero al carbono API 5L/ASTM A53 de 2 pulgadas de diámetro nominal Schedule 40 con una longitud horizontal de 141 metros y vertical de 11 metros ubicada en el exterior; el modelamiento se realizó con el software Hysys, definiendo las pérdidas térmicas en las condiciones de operación de mayor requerimiento flujo, la simulación se realizó un aislamiento térmico en cañuelas para tuberías de lana de mineral de roca, de 2 pulgadas de espesor con una conductividad térmica de  $K=0.034 \text{ W/m.}^\circ\text{C}$ .

**Grafico 10.** Simulación de condiciones con aislamiento térmico.



Este método es el más apropiado para garantizar la entrega de gas natural a una temperatura superior a 130 °F a las válvulas del turbogenerador se lograra instalando en la tubería de interconexión un aislamiento térmico de mineral de roca, con lo cual, se minimizara o eliminara la formación de azufre elemental.

### 3.2 DEPOSICIÓN DE AZUFRE ELEMENTAL EN VALVULAS REGULADORAS DE ESTACION DE MEDICION Y REGULACION (CITY GATE)

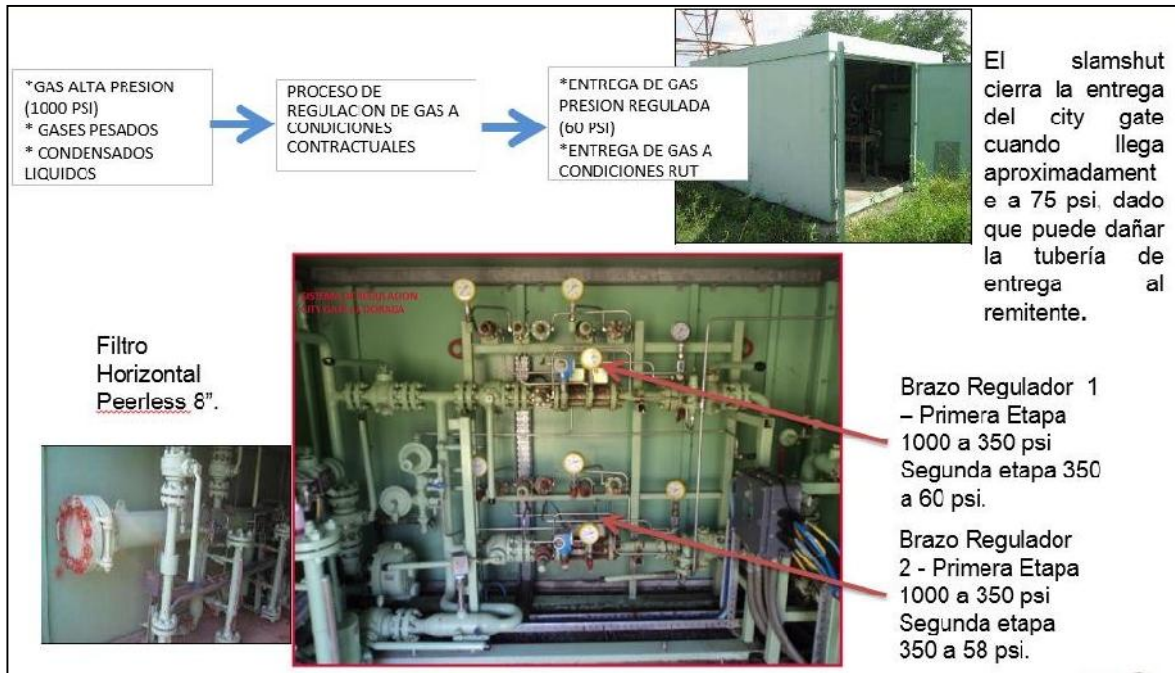
**3.2.1 Descripción del caso de estudio.** El sistema de medición y regulación (City Gate), construida en el año 1996, ubicada en un importante municipio de Colombia, recibe el gas natural de la línea principal de acero con una alta presión de operación, el City Gate se encarga de acondicionar y regular la presión, entregando el gas a las líneas secundarias que se extienden hacia la línea de acometidas de los usuarios de la red de distribución del sector residencial, comercial e industrial; desde el año 2011 se presentaron cortes inesperados en el suministro de gas natural de manera no programada, cuyo análisis de causa raíz ha sido el taponamiento de válvulas reguladores de los City Gates, atribuido al fenómeno de sublimación inversa del azufre, azufre que se encuentra en estado vapor del gas natural que ingresa a la estación City Gate.

**3.2.2 Estructura de Funcionamiento y consideraciones operacionales del sistema caso de estudio.** De acuerdo al manual de operación de la empresa transportadora<sup>48</sup>, la estación tiene la conexión a la línea de transmisión nacional en 2" ANSI Clase #600, la estación consta a la entrada con un brazo único de filtración con separador tipo coalescente y extractor de neblina ubicado en una vasija horizontal con auto drenaje que retiene las partículas sólidas y evita el acceso de agua, algunos pesados y elementos indeseables; un único calentador tipo espiral Grahan Heliflow de gas tipo carcasa-tubos agua-gas que aumenta la temperatura del gas antes de la primera etapa de regulación, posee un bypass para garantizar el suministro de gas para el caso de mantenimiento del calentador, la transferencia de calor se realiza por medio de agua caliente suministrada por una caldera a gas Stokvis "Heatpak" empleando el mismo gas de la estación, el agua caliente llega al gas heater a través de una tubería plástica de 1 1/4" aislada, el conjunto de calentamiento consta de bomba, caldera y quemador, la temperatura de salida del gas es censada por un indicador transmisor de temperatura debe estar entre los 77 y 90°F (25 y 32°C) permitiendo transmitir una señal a un variador de frecuencias del tablero de control que aumenta o disminuye el caudal de agua caliente en función de las revoluciones por minuto de la bomba. Un doble brazo permite el flujo del gas en una corriente activa y una de respaldo. La regulación de presión es de dos etapas con válvulas de regulación de flujo axial (AFV) de 2" ASA 600, con un piloto de ajuste desde la primera etapa. Cada corriente está equipada con válvulas automáticas de sobrepresión Slam Shut de 1" seteadas a 225 Psig (15,5 Barg) y válvulas de alivio seteadas a 270 Psig (18,6 Barg), en el caso de presentarse una sobrepresión una válvula de parada de emergencia actuara (ESDV) 2" ASA 150 y bloqueara el flujo del gas

---

<sup>48</sup> Empresa transportadora de Gas. Dossier, Operation, Inspection and Maintenance, Section 1, City Gate Pressure Regulation Station (Scada). 1996. p13.

**Grafico 11.** City Gate Típico en sistemas de transmisión y distribución nacional de gas natural.



Fuente: Diego Andrés Rivera. Tesis Control de la deposición de azufre elemental en redes nacionales de transmisión y distribución de gas natural. UIS. Facultad de ingenierías físico químicas, 2016, 28p

al detectarse una caída de presión aguas abajo. A la salida de la estación de regulación, se realiza una medición con un medidor rotativo por turbina. Incluye un sistema de odorización con una válvula de control. Toda la unidad de regulación y medición está contenida en container de metal galvanizada. A continuación se describen los parámetros de diseño del City Gate y los operacionales.

**Grafico 12.** Paramentos de diseño de City Gate instalados.

DESIGN PARAMETERS			
DESCRIPTION	MINIMUM	NORMAL	MAXIMUM
Inlet Pressure	300 PSIG	(CYCLING)	1200 PSIG
Outlet Pressure	250 PSIG	250 PSIG	250 PSIG
Flow Rate			62 250 SCFH
Ambient Temp.	-20°C	15°C	50°C
Medium/S.G	Natural Gas/0.6		
PIPEWORK			
DESCRIPTION	INLET	OUTLET	
Size/Rating	2" ASA 600	8" ASA 150	
Orientation	VERTICAL	VERTICAL	
Manifold Size	2"	2"	
Max. Velocity	80 feet/second	160 feet/second	

Fuente. Empresa transportadora de Gas. IGA specification 83 Bars City gate Module. p2.

➤ Consideraciones Operacionales

- Gravedad Específica: 0.5674 a 0.7413
- Caudal de Diseño: 1126.78 Sm<sup>3</sup>/h (39792 SCFH) a 3625.74 Sm<sup>3</sup>/h (128042 SCFH) en el año 2019.
- Presión de Entrada: Máxima: 1200 Psig (82.73 Barg) y Mínima: 300 Psig (20.68 Barg).
- Presión Regulada de salida: Primera Etapa: 250 Psig (17.24 Barg +/- 5%), Segunda Etapa: 60 Psig (4.14 Barg +/- 5%).
- Temperatura de entrada del gas natural: Máxima 49°C (120.2°F), Mínima 4°C (39.2°F)
- Temperatura salida del gas natural: Máxima 15°C (59°F), Mínima: 7.3°C. (45.1°F)
- Acometidas eléctricas: voltaje de potencia: 220 VAC – 3Ph – 60 Hz

**3.2.3 Hallazgos.** Al ser suspendido el suministro de gas natural desde el City Gate de manera imprevista, el personal de mantenimiento realiza tareas correctivas encontrando en las válvulas reguladoras de presión America Meter, depósitos de azufre elemental, lo que se atribuyen al fenómeno de sublimación inversa de azufre elemental como causa raíz de la falla. En la siguiente ilustración se identifica la erosión que afecta las mangas de los

elementos reguladores y depósitos de azufre elemental que han causado el taponamiento de los pilotos de las válvulas, al presentar las válvulas esta anomalía se accionan las válvulas slam shut por seguridad de la estación cerrando el paso de la corriente del gas.

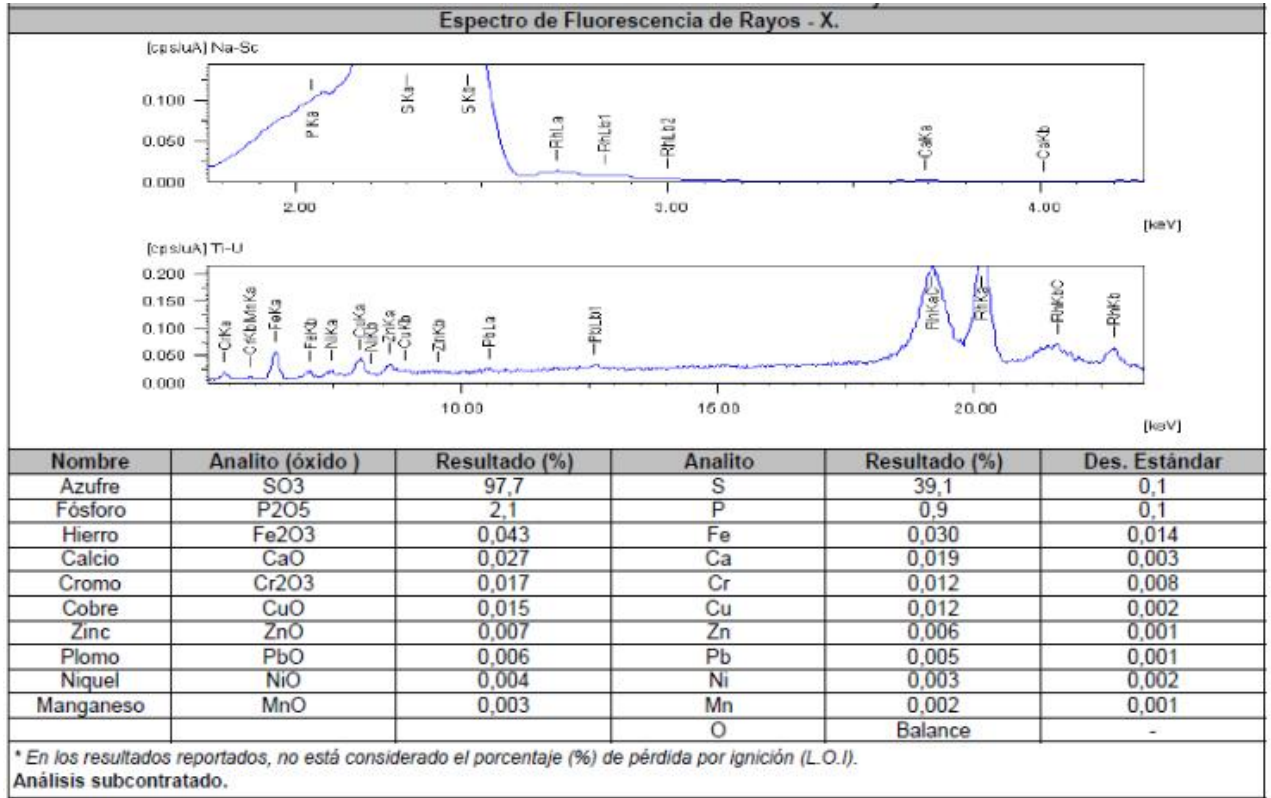
**Grafico 13.** Presencia de azufre elemental y erosión en mangas de válvulas reguladoras de presión American mester.



Fuente: Diego Andrés Rivera. Tesis Control de la deposición de azufre elemental en redes nacionales de transmisión y distribución de gas natural. UIS. Facultad de ingenierías físico químicas, 2016, 27p.

Se realiza un análisis químico del material depositado en el cuerpo de las válvulas utilizando la técnica de fluorescencia de Rayos X.

**Grafico 14.** Resultado de análisis químico de material depositado en las válvulas reguladores.



Fuente: Diego Andrés Rivera. Tesis Control de la deposición de azufre elemental en redes nacionales de transmisión y distribución de gas natural. UIS. Facultad de ingenierías físico químicas, 2016, 27p.

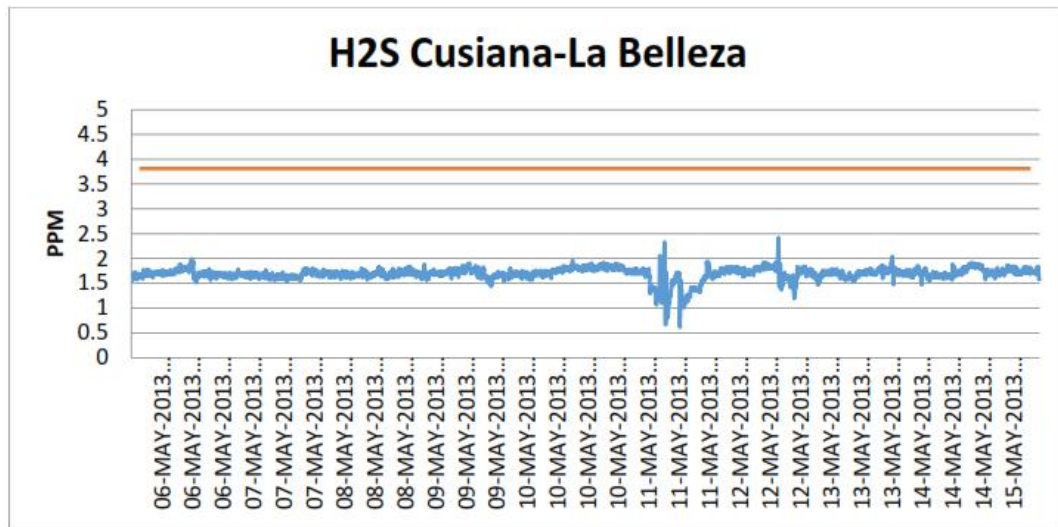
El gas natural que se acondiciona en la estación de medición y regulación es transportado desde la estación de compresión ubicada en Cusiana, Llanos Orientales, a continuación se observa la cromatografía del gas que entra en la ERM.

**Grafico 15.** Cromatografía del gas que ingresa en la Estación de medición y regulación

CORRIENTE	Cromatografías										TOTAL
	N <sub>2</sub>	CO <sub>2</sub>	C <sub>1</sub>	C <sub>2</sub>	C <sub>3</sub>	iC <sub>4</sub>	nC <sub>4</sub>	iC <sub>5</sub>	nC <sub>5</sub>	C <sub>6+</sub>	
Entrada	0.3150	3.1040	70.3120	18.5320	4.6470	0.7310	1.2090	0.3570	0.3120	0.4810	100.0

En la siguiente figura se observan el contenido de H<sub>2</sub>S del gas que fue acondicionado en las fechas próximas al evento, el cual se encuentra dentro de las especificaciones del Reglamento Único del Transporte.

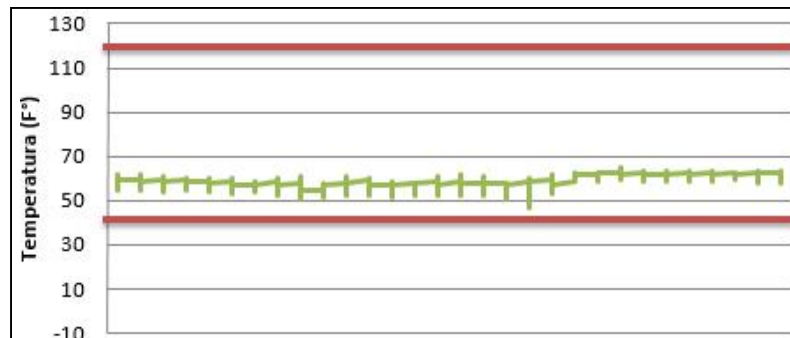
**Grafico 16.** Contenido de H<sub>2</sub>S del Gas Natural del Caso de Estudio.



Fuente: Diego Andrés Rivera. Tesis Control de la deposición de azufre elemental en redes nacionales de transmisión y distribución de gas natural. UIS. Facultad de ingenierías físico químicas, 2016, 30p.

En la siguiente ilustración se encuentran los registros de la temperatura de salida del gas después de realizar la regulación.

**Grafico 17.** Histórico de Temperatura del gas a la salida del City Gate.



Fuente: Diego Andrés Rivera. Tesis Control de la deposición de azufre elemental en redes nacionales de transmisión y distribución de gas natural. UIS. Facultad de ingenierías físico químicas, 2016, 27p.

Según registro de operación el suministro de energía eléctrica no es confiable debido a las fallas técnicas y eventualidades de orden público que son causa de daños a las redes de media y alta tensión. El suministro de energía eléctrica provee potencia para los sistemas de control instrumentación requeridas para el funcionamiento del sistema de calentamiento de los City Gates, aunque se cuente con algún sistema de respaldo eléctrico, este puede llegar a no ser suficiente siendo un factor que influye para la deposición del azufre elemental.

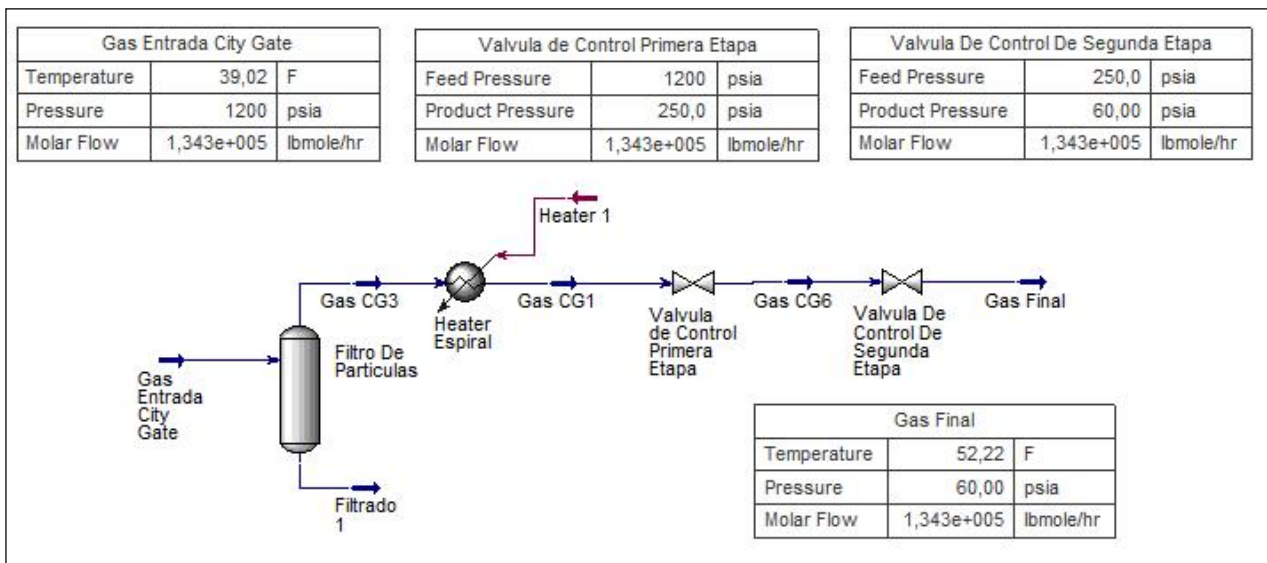
Al paso de los años de operación del City Gate se aumenta la demanda de gas natural, se aumenta el flujo, las caídas de presión en las válvulas reguladores aumentan, disminuye la temperatura de salida del gas de la estación lo que favorece la formación y deposición de azufre razón que la frecuencia de eventos no deseados aumenta.

### **3.2.4 Métodos para tratar el problema de formación de azufre Elemental**

**3.2.4.1 Actividades de remediación.** Para evitar la repetición de corte suministro del servicio la empresa dentro de sus programa de mantenimiento preventivo trimestral se procede a incluir en las actividades de mantenimiento de las válvulas, para ello se realiza el desarme y limpieza manual de los elementos de las válvulas de regulación retirando el azufre formado, incurriendo en un mayor gasto operacionales por las actividades de mantenimiento realizadas por el personal técnico operativo.

**3.2.4.2 Aumento de la temperatura de la corriente de gas.** Para una operación confiable minimizando la formación de azufre elemental del sistema de medición y regulación de este caso de estudio y las recomendaciones del numeral 2.2.3. Aumento de la temperatura de la corriente de gas, se debe realizar un calentamiento del gas antes de la segunda etapa de regulación, puesto que el diseño original no dispone de calentamiento del gas en este punto, sin embargo la temperatura de salida del City Gate se encuentra enmarca con los requerimientos del RUT de acuerdo a lo descrito en la ilustración Histórico de Temperatura del gas a la salida del City Gate. Se determina que la temperatura operación antes de la válvula de regulación es de 68°F (20°C), en sus condiciones de operación.

**Grafico 18.** Simulación de condiciones operacionales del sistema.



Se opta que el mejor método para tratar el problema de desublimacion de azufre elemental es la utilización de un sistema de calentamiento utilizando un calentador catalítico puesto que su operación es autónoma no dependiendo del suministro de energía eléctrica para su operación y la utilización de esta tecnología no implica intervenciones o modificaciones en la configuración del City Gate.

**Tabla 17.** Cálculos para sistema de calentamiento catalítico - segunda etapa de regulación.

Variables de Diseño	Valor	Unidad	Valor	Unidad
Presión de Entrada	250	PSI	76,00	BAR
Presión de Salida	60	PSI	4,14	BAR
Flujo	39792	SPCH	1127	MT <sup>3</sup> /HR
Reducción de Presión	190	PSI	71,86	BAR
Temperatura perdida debido a la reducción de presión (°F/15 PSI)	12,26	°F	6,82	°C
Temperatura mínima requerida	130	°F	54,44	°C
Temperatura de entrada típica del gas	68	°F	20,00	°C

Temperatura de incremento requerida	74,26 °F	41,29 °C
Temperatura de entrada a la 2da etapa de Regulación	142,26 °F	61,29 °C

Energía Requerida	67346	BTU/HR
Eficiencia en el Calentamiento	78	%
Energía real requerida	86342	BTU/HR

De acuerdo a los cálculos realizados se hace necesario la instalación de un calentador catalítico de baja presión de 90.000 Btu/h ANSI 600 con arranque automático, con manifold para gas combustible y voltaje de 220 voltios, en la siguiente ilustración se observan los calentadores catalíticos fabricados en serie, la fabricación se podrá realizar de acuerdo requerimiento específicos de este caso de estudio.

**Grafico 19.** Especificaciones de calentadores catalíticos.

<b>PIPELINE HEATER SPECIFICATIONS</b>		
<b>HEATER MODEL</b>	<b>PIPE SIZE</b>	<b>BTUH INPUT</b>
*1-6-24	2"	6,000
2-6-24	2", 3", 4"	12,000
2-12-24	4", 6", 8"	24,000
2-12-36	4", 6", 8", 10"	36,000
2-12-48	4", 6", 8", 10"	48,000
2-12-60	4", 6", 8", 10"	60,000
2-12-72	4", 6", 8", 10"	36,000
2-18-36	4", 6", 8", 10"	56,000
2-18-48	4", 6", 8", 10"	74,000
2-18-60	4" - 20"	90,000
2-24-48	4" - 20"	100,000
2-24-60	4" - 20"	120,000
2-24-72	4" - 20"	144,000

\*Stainless steel reflector replaces one heater.  
Pipeline Heater Package Dimensions available upon request.

Fuentes. BRUEST CATALYTIC HEATERS, No more frozen Assets. (Recuperado: 12 Diciembre de 2016)  
Disponible: <http://www.bruestcatalyticheaters.com/>

## **1.12 DEPOSICIÓN DE AZUFRE ELEMENTAL EN ESTACIÓN DESCOMPRESORA DE GAS NATURAL COMPRIMIDO 1000 SM3/H**

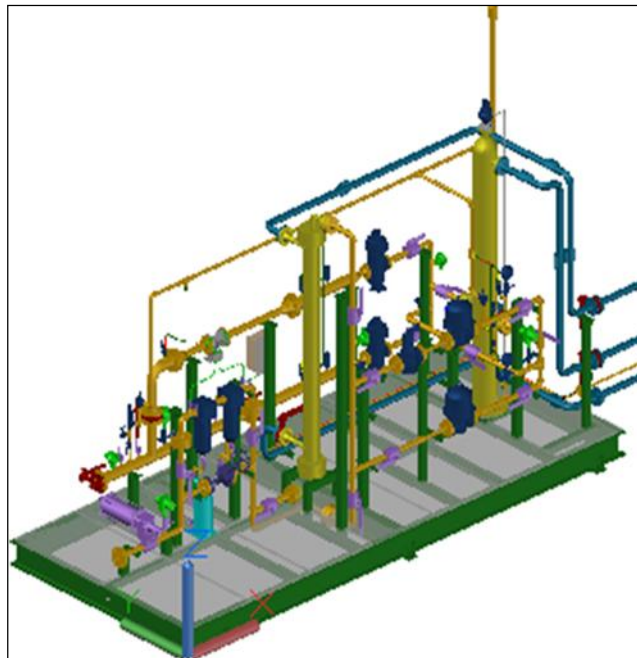
**3.3.1 Descripción del Caso de estudio.** El sistema de la estación descompresora de regulación y medición se encuentra en operación desde el año 2011, tiene el objetivo el acondicionamiento del gas natural desde un camión articulado que transporta 5400 m<sup>3</sup> en 18 módulos de 300 m<sup>3</sup>, a una presión máxima de 3650 Psig; el gas natural al ser acondicionado se suministrar a clientes residenciales, comerciales e industriales, la estación está diseñada para un acondicionamiento de 1000 Sm<sup>3</sup>/h (0.85 MMSCFD), de acuerdo a los programa de mantenimiento preventivo realizado según el manual de operaciones y mantenimiento programados a los dos y cinco año en que se realiza el remplazo de los asientos blandos de los reguladores se evidencia material que se identifica como azufre elemental en las mangas de los pilotos de las válvulas de la segunda etapa.

**3.3.2 Estructura de funcionamiento y consideraciones operacionales del caso de estudio.** La estación consta de un brazo de filtración ubicando en serie un filtro tipo partículas sólidas y uno coalescente, con este arreglo se evita el acceso de partículas, agua, pesados o elementos indeseables, los líquidos se recolectan en un tanque para evitar un mal funcionamiento de los equipos en la estación; un doble brazo de regulación de 1ra y 2da etapa, medición y corrección volumétrica; para evitar congelamiento en la tubería se ubican dos intercambiadores de calor verticales tipo coraza tubos agua-gas, antes de cada válvula reguladora de presión, el intercambiador de la primera (1ra) etapa, posee un bypass para garantizar suministro de agua caliente al segundo intercambiador manteniendo el suministro de gas, en caso de mantenimiento del segundo (2do) intercambiador. La transferencia de calor se realiza por medio del agua caliente que llega desde el skid de calentamiento a través de una tubería de 2" aislada con lana mineral de 1" de espesor, encontrándose aislada la línea de succión como la descarga, el sistema de calentamiento de agua consta de dos bombas, caldera y quemador empleando el mismo gas de la estación. El control de la temperatura de salida del gas censa la temperatura que debe estar cerca a los 77°F (25°C) permitiendo transmitir una señal a un variador de frecuencias del tablero de control en cual aumenta o

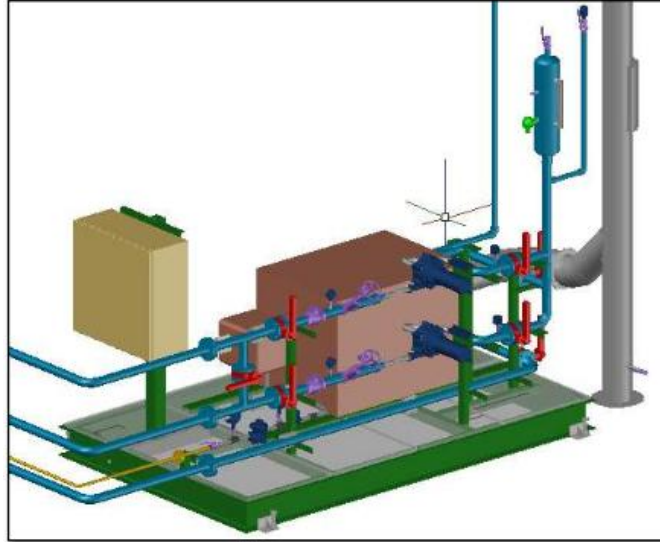
disminuye el caudal de agua caliente en función de las revoluciones por minuto de las bombas. El agua es entregada desde una caldera a los intercambiadores a una temperatura de 45°C (113°F) el exceder esta temperatura afecta la integridad de los sellos blando de las bombas centrifugas (ver ilustración características tecnicas de bomba). La temperatura de salida del gas deberá ser menor a la máxima temperatura de operación de los reguladores y evitar daños en los asientos blandos T°C salida < 140 (60°C).

La estación dispone de un sistema de regulación de dos (2) etapas cada una con doble brazo de regulación. El brazo por el cual fluye la corriente gas trabaja como activo y el otro brazo como regulación pasiva, el cual solo entra en operación cuando se tenga alguna eventualidad con el brazo principal o por actividades de mantenimientos. Los reguladores de ambos brazos están seteados a diferentes presiones para evitar que ambos estén trabajando al mismo tiempo. En la regulación de segunda etapa, en el cuerpo del cada regulador está montado un sistema de disparo o cierre rápido, la válvula Slam Shut Off que se activa una vez el regulador falle (fail to open) evitando así daños por sobrepresión.

**Grafico 20.** Modelación 3D de Planta de medición y regulación, estación descompresora.



**Grafico 21.** Modelación 3D de conjunto de calentamiento bomba, caldera y quemador.



➤ Parámetros de diseño

La Estación descompresora de gas natural opera bajo los siguientes parámetros:

- Gravedad Específica: 0.676.
- Caudal de Diseño: 1000 Sm<sup>3</sup>/h (0.85 MMSCFD)
- *Presión de Entrada*: Máxima: 3626 Psig (250 Barg) y Mínima: 145 Psig (10 Barg).
- Presión regulada de primera etapa: 3626 Psig (250 Barg) a 1000 Psig (68,94 Barg)
- Presión regulada de segunda etapa: 1000 Psig (68,94 Barg) a 60Psig (4.14 Barg +/- 5%).
- Presión salida: Máxima: 60 Psig (4.14 Barg +/- 5%).
- Temperatura de entrada del gas natural: Máxima 49°C (120.2°F), Mínima 4°C (39.2°F)
- Temperatura salida del gas natural: Máxima 15°C (59°F), Mínima: 7.3°C. (45.1°F)
- Acometidas eléctricas: voltaje de potencia: 220 VAC – 3Ph – 60 Hz

**3.3.3 Hallazgos.** El personal de mantenimiento al realizar las actividades programadas según el manual de operaciones y mantenimiento de dos y cinco años de operación, realiza el remplazo de los asientos blandos de los reguladores, se evidencia material que se identifica como azufre elemental en las mangas de los pilotos de las válvulas de la segunda etapa, no se registran taponamiento o bloqueo totales del flujo.

### 3.3.4 Métodos para tratar el problema de formación de azufre Elemental

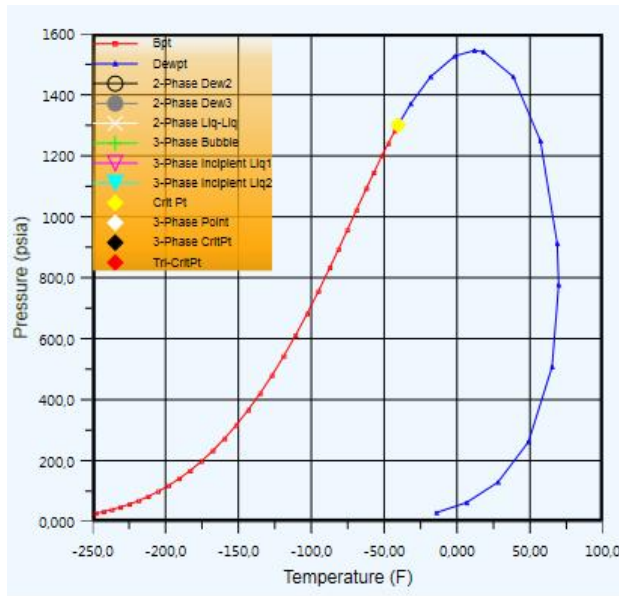
**3.3.4.1 Actividades de remediación.** Para evitar corte en el suministro del servicio la empresa dentro de su programa de mantenimiento preventivo incluye las actividades de mantenimiento de las válvulas para ello realiza el desarme y limpieza manual de los elementos de las válvulas de regulación retirando el azufre formado, esto conlleva tareas adicionales en el mantenimiento aumentando los gastos operacionales con una frecuencia anual.

**3.3.4.2 Aumento de la temperatura de la corriente de gas.** Para una operación confiable minimizando la formación de azufre elemental del sistema de descompresión de acuerdo a las recomendaciones del numeral 2.2.3. Aumento de la temperatura de la corriente de gas; de acuerdo a las recomendaciones dadas para prevenir la formación de azufre elemental se sugiere entregar como mínima temperatura 50°F por encima de la temperatura de vapor en el punto de rocío (dew point vapor) del gas antes de una regulación de presión. En la siguiente ilustración se determina que la temperatura del punto de rocío es 69.64°F con la temperatura adicional se obtiene una temperatura de 119.64°F antes de las etapas de compresión.

**Gráfico 22.** Envolvente de fases-Vapor en el punto de rocío (Dew Point vapor) del gas natural comprimido entregado a la estación.



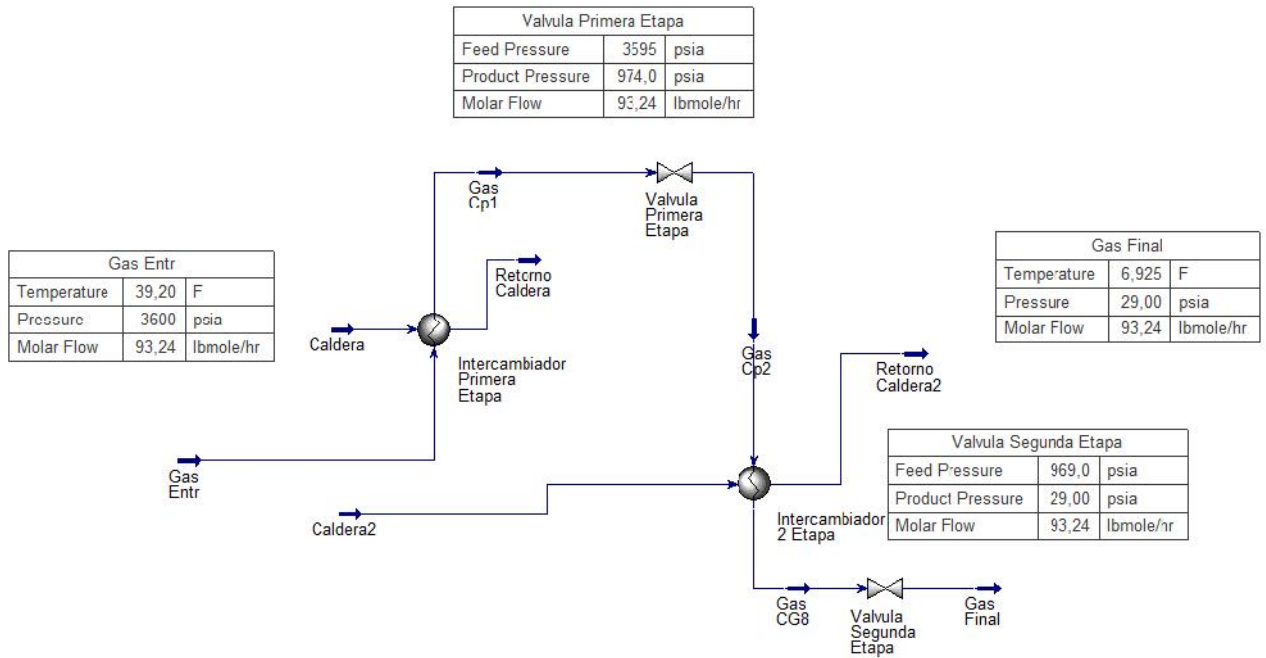
Maxima	
Cricodentherm	69,64 F
Cricondenbar	1545 psia



Se realiza una simulación de las condiciones operativas cuando el sistema tiene la mayor presión y flujo operativo, con lo que se evidencia las condiciones que se presenta al inicio de las actividades de descompresión y entrega del gas a la estación descompresora.

**Grafico 23.** Variables operativas de estación descompresora en máxima carga térmica.

Intercambiador Primera Etapa			Intercambiador 2 Etapa		
Duty	9,090e+004	Btu/hr	Duty	1,387e+005	Btu/hr
Tube Inlet Temperature	39,20	F	Tube Inlet Temperature	18,84	F
Tube Outlet Temperature	95,00	F	Tube Outlet Temperature	95,00	F
Shell Inlet Temperature	113,0	F	Shell Inlet Temperature	122,0	F
Shell Outlet Temperature	110,3	F	Shell Outlet Temperature	117,9	F

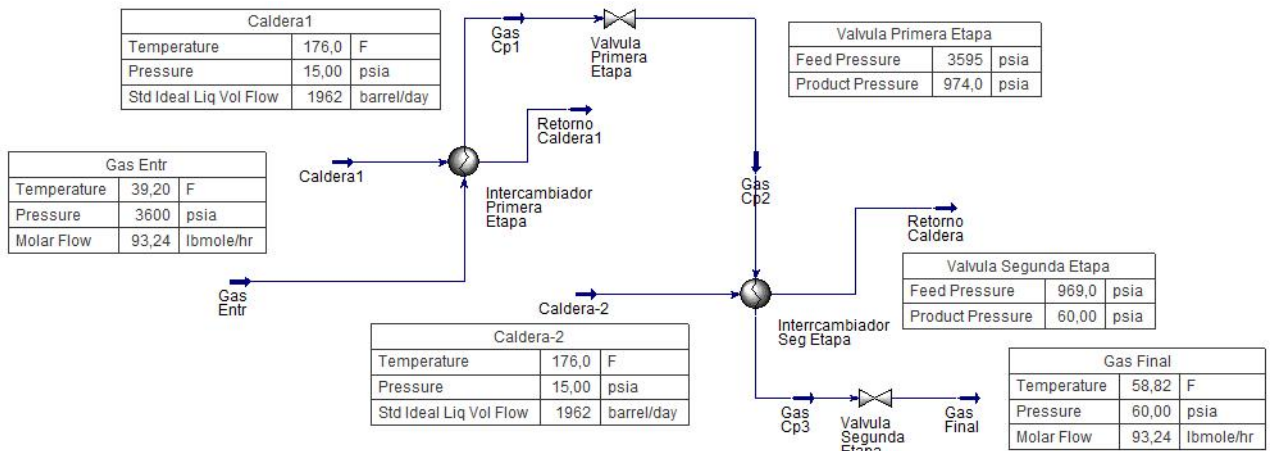


Con lo que determina que la máxima carga térmica entregada por los dos intercambiadores es de 229.600 BTU/hr (67.3 kW), de acuerdo a la descripción técnica de la caldera tiene un capacidad de 392.396 BTU/hr (115 kW), con lo cual podemos aumentar la carga térmica de entrega de los intercambiadores, para ello se deben remplazar las bombas centrífugas por una referencia similar pero están diseñadas para una temperatura máxima de trabajo de 90°C (194°F) con ello se aumentara la temperatura de entrega del gas.

**Grafico 24.** Variables operativas de estación descompresora con una temperatura de entrega de agua caliente de 80°C (176°F).

Intercambiador Primera Etapa		
Duty	1,260e+005	Btu/hr
Tube Inlet Temperature	39,20	F
Tube Outlet Temperature	122,0	F
Shell Inlet Temperature	176,0	F
Shell Outlet Temperature	171,8	F

Intercambiador Seg Etapa		
Duty	1,104e+005	Btu/hr
Tube Inlet Temperature	40,05	F
Tube Outlet Temperature	122,0	F
Shell Inlet Temperature	176,0	F
Shell Outlet Temperature	172,3	F



La máxima carga térmica entregada por los dos intercambiadores es de 236.400 BTU/hr (69.3 kW), manteniéndose por debajo de la capacidad de entrega de la caldera de 392.396 BTU/hr (115 kW). Con la modificación en el cambio del equipo del sistema de bombeo se evitara la formación de azufre elemental.

## 4. CONCLUSIONES

La prestación de servicio en el suministro de gas natural a instalaciones industriales, comerciales y residenciales es la razón de ser de las compañías que velan por la integridad y la confiabilidad de la infraestructura, este trabajo brinda una información consolidada mediante la depuración de los conceptos investigativos de la comunidad científica y la experiencia profesional, que permitieron la identificación, descripción y comparación de los métodos que minimizan la formación de azufre elemental en sistema de medición y de regulación de presión en líneas de gas natural, brindado a los profesionales del sector del gas herramientas para la toma de decisiones en problemas particulares.

- Se logró determinar en tres casos tipo de estudio que el principal método utilizados por el personal operativo y de mantenimiento para tratar los problemas causados por la acumulación de azufre elemental se han dirigido al método de remediación siendo un método de solución no permanente y no confiable en la seguridad operacional; basados en el desarrollo de los cálculos realizados para cada caso de estudio el principal método permanente para tratar los problemas de de-sublimación de azufre elemental es la conservación o el aumento de temperatura a las corrientes de gas siendo la principal variable operativa a ser modificada antes de ingresar a los sistemas de regulación y medición.
- Se desarrolló de manera explicativa los impactos negativos evidenciados en la industria, asociados con la formación de azufre elemental, facilitando la comprensión de los mecanismos de reacción cinética para comprender las condiciones que favorecen la formación y deposición de azufre elemental, que permite definir los métodos viables para lidiar con las consecuencias indeseables.
- La nucleación es el mecanismo más importante para controlar la formación de azufre elemental, la mayor tasa de nucleación depende de que tan bajo es el punto de presión y

temperatura, teniendo la posibilidad de modificar la variable temperatura antes del cambio de presión.

- El mecanismo de nucleación se propaga con la coagulación/aglomeración de las partículas que causan la formación de los núcleos de azufre y que causan el asentamiento o disposición.

## 5. RECOMENDACIONES

- Se recomienda a los profesionales del sector del gas que presentan problemas de deposición de azufre elemental, realizar los estudios particulares y darlos a conocer a la comunidad del sector, con ello se incentiva el conocimiento de un fenómeno que se presenta de manera incremental.
- A pesar de la revisión bibliográfica realizada sobre la alternativa de solución al problema de deposición de azufre elemental utilizando el método de absorción que es el más adecuado para la absorción del sulfuro elemental puesto permite retirar diversos componentes de azufre, no se considera viable técnica y económicamente para las aplicaciones de sistemas de medición y regulación, debido a su complejidad operacional y costos operativos del sistema de adsorción y de recuperación del azufre producido.
- Los sistema de calentadores catalíticos para el aumento de temperatura de la corriente de gas previa a la regulación y medición se consideran como la técnica más apropiada para el método de aumento de temperatura del gas para los problemas de deposición de azufre elemental.

## BIBLIOGRAFÍA

*CALORCOL S.A., Ficha Técnica: Cañuelas y Lana Mineral de Roca. Colombia. Disponible en: <https://goo.gl/XECaj2>, <https://goo.gl/bE3UPv>*

*CAMPBELL, John. Technical assistance service for the design, operation, and maintenance of gas plants. Norman, Oklahoma. United States.: Jonh Campbell & company . 2003. p. 228. Citado por Santos Santos, Nicolas. Endulzamiento de gas natural. Bucaramanga.*

*CATCO Catalytic Heater Company. Catalytic Heater. Disponible en internet: <https://www.sigmathermal.com/resource-library/#brochures>.*

*CÉZAC, P., Serin, J. P., Reneaume, J. M., Mercadier, J., & Mouton, G. (2008). Elemental sulphur deposition in natural gas transmission and distribution networks. *The Journal of Supercritical Fluids*, 44(2), 115-122.*

*CHESNOY, A. B., & Pack, D. J. (2005). Sulphur – its role in the formation of unwanted contamination deposits in natural gas transmission pipeline systems. p.4.*

*COSMOS, Online, Información Técnica y Comercial del Alcohol desnaturalizado (en línea), Portal Industrial B2B (11 de marzo del 2015), (consultado 10 de Junio del 2018), disponible en [<https://www.cosmos.com.mx/wiki/alcohol-desnaturalizado-cxdj.html>].*

*DAVID J. PACK Elemental sulphur formation in ng transmission pipelines Crawley, Western Australia, Centre For Oil & Gas Engineering, The University Of Western Australia p.11.*

*DOS SANTOS, J. P. L., Lobato, A. K. D. C. L., Moraes, C., de Lima Cunha, A., da Silva, G. F., & dos Santos, L. C. L. (2016). Comparison of different processes for preventing*

*deposition of elemental sulfur in natural gas pipelines: A review. Journal of NatEustrade s.l. 2018 disponible en (<https://eusitrade.com/condiciones-de-la-lopd>).*

*FIBERGLASS ISOVER, Ficha Técnica Cañuelas, 2014. Disponible en <https://goo.gl/dSf96o>*

*MACHADO, L. C., & de Santana, T. S. (2014). Estudo de processos físicos-químicos para o sequestro de Sulfeto de Hidrogênio (H<sub>2</sub>S) de uma corrente de gás natural. Caderno de Graduação-Ciências Exatas e Tecnológicas-UNIT, 2(1), p. 105-115.*

*PACK, D. J. "Elemental Sulphur" Formation in Natural Gas Transmission Pipelines,(On line) The Australian Pipeliner. January 2000. Disponible en [<https://doi.org/10.1016/j.supflu.2007.11.005>].*

*PACK, D. J., & Chesnoy, A. B. (2007). Unwanted sulfur contamination in natural gas. Hydrocarbon Processing, 86(7), 47-56. Unwanted sulfur contamination in natural gas2007Australia.*

*PACK, D. J., Chesnoy, A. B., & Bosio, J. (2013). Gas flow measurement & the impact of contaminants in the gas stream. In 16th International Flow Measurement Conference, FLOMEKO*

*PACK, J. David. "Elemental Sulphur" Formation in Natural Gas Transmission Pipelines. Tesis de Doctorado. Australia: The University of Western Australia. Faculty of Engineering, Computing and Mathematics, 2005. p. 158.*

*ROBERT MENDOZA, (2011) Solar Turbines Incorporated, Product Information Letter 246, San Diego, California, EEUU. p.3.*

*ROBERTO, Trujillo Corona, Artículo actores a considerar antes de efectuar un lavado (en línea) (flushing),America Latin America,( 03 de Julio del 2014),(consultado 17 de Mayo del*

2018) disponible en:[<http://noria.mx/lublearn/factores-considerar-antes-de-e> Sigma Thermal; *Los calentadores de combustión directa*. Atlanta. USA. Disponible en: <https://www.sigmathermal.com/resource-library/#brochures>.

SILVA FILHO, L. F. D. (2013). *Avaliação e modelagem da absorção de H<sub>2</sub>S do gás natural em coluna de leito estagnado*. Wagner, A. *Particle Formation by Desublimation in an Adiabatic Expanding Gas Flow*. PhD Thesis. University of Hannover. Germany. 1999.

WILKES, C., & Pareek, V. (1999). *Sulfur deposition in a gas turbine natural gas fuel control system*. General Electric Co., Schenectady, NY (US).