

Evaluación de la Calidad del Gas y del Proceso Asociado a las Instalaciones de Ingreso a
una Refinería Proveniente de la Red de Suministro del Valle del Magdalena Medio

Alexander Diaz Camargo

Trabajo de Grado para Optar el Título de Magister en Ingeniería de Petróleo y Gas

Director

Carlos Efraín Roa Duarte

Magíster en Ingeniería de Petróleo y Gas

Universidad Industrial de Santander
Facultad de Ingenierías Fisicoquímicas
Escuela de Ingeniería de Petróleos
Maestría en Ingeniería de Petróleos y Gas
Bucaramanga

2023

Dedicatoria

Agradezco con mucho cariño principalmente a mi madre, que siempre ha sido inspiración a ser mejor cada día. Gracias por darme una carrera para mi futuro, por creer en mí y llenarme de valores y principios que hoy tengo.

A mi hermano Basilio, a pesar de nuestra distancia física y espiritual, siento que está siempre conmigo, y aunque nos faltaron muchos momentos por vivir juntos, sé que este logro hubiera sido para celebrar.

A mi tía Margoth, cuanto quisiera que me acompañaras en este logro también, gracias por todo ese apoyo, siempre vivirás en mi corazón. A mi tío Francisco, gracias por todas esas palabras de aliento que han resonado en mi cabeza cada día.

A mis hermanos y sobrinos que me apoyaron en este proceso.

A mis amigos Joshua, Edgar, Yesid y Gustavo por su apoyo incondicional.

Alexander Diaz Camargo

Agradecimientos

Al pequeño Alexander gracias por aprender de tus errores y hacerme el ser humano, el profesional, el tío, hermano y amigo que soy hoy.

A los ingenieros Carlos Suarez, Miguel Suarez y Paulo Galindo por su apoyo.

A mi querida amiga Yineth, por su perseverancia y apoyo.

Tabla de Contenido

	Pág.
INTRODUCCIÓN.....	11
1. MARCO TEÓRICO.....	15
1.1 Antecedentes.....	15
1.2 Calidad del Gas en Colombia.....	17
1.3 Marco legal.....	20
2. RED DE GASEODUCTOS PARA SUMINISTRO A LA REFINERÍA VMM.....	22
2.1. Recopilación de datos de la red de gaseoducto.....	22
2.2. Capacidades de transporte.....	25
2.3. Evaluación de la confiabilidad y disponibilidad de la red.....	28
3. INFORMACIÓN DE CALIDAD DEL GAS EN LA RED DE SUMINISTRO.....	31
3.1. Recopilación de datos de calidad del gas.....	31
3.2. Análisis de los balances de masa del gas transportado.....	34
3.3. Evaluación de la composición y propiedades del gas suministrado.....	39
4. SIMULACIÓN HIDRÁULICA-TERMODINÁMICA DE LA RED.....	41
4.1. Selección de los escenarios relevantes.....	41
4.2. Modelado y simulación hidráulica del proceso de suministro.....	51
4.3. Evaluación termodinámica de los escenarios simulados.....	58
5. MINIMIZACIÓN DEL IMPACTO DE LA VARIACIÓN DE LA CALIDAD DE GAS.....	67
5.1. Análisis de vulnerabilidades y riesgos.....	67

5.2. Diseño de planes de contingencia para asegurar el suministro de gas.....	71
5.3. Identificación de acciones de mejora para optimizar el desempeño del proceso ..	72
CONCLUSIONES.....	76
RECOMENDACIONES	78
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	79

Lista de Tablas

	Pág.
Tabla 1 Especificaciones de calidad del gas natural.....	18
Tabla 2 Campos de gas	23
Tabla 3 Especificaciones de la red de gas por campo.....	24
Tabla 4 Capacidades, longitud y propiedad del gasoducto.....	28
Tabla 5 Porcentaje molar y de peso de varios componentes, así como propiedades del gas, presentes en cada gasoducto	33
Tabla 6 Valores de ingreso y salida para cada variable del compuesto por campo.....	36
Tabla 7 Variables de ingreso y salida para las conexiones de la red.	39
Tabla 8 Variación de la producción en cada estación.....	50
Tabla 9 Variación del parámetro presión en cada una de las estaciones.	51
Tabla 10 Flujos de ingreso a la red de gasoductos y su situación acorde al escenario.	60
Tabla 11 Parámetros de salida a la RVMM Escenario1.	62
Tabla 12 Variaciones en los flujos de ingreso a la red de gasoductos.....	63
Tabla 13 Parámetros de salida escenario 2	64
Tabla 14 Variaciones en los flujos de ingreso en el parámetro presión, a la red de gasoductos ..	65
Tabla 15 Parámetros de salida escenario 3.	66
Tabla 16 Identificación y clasificación de eventos amenazantes.....	68
Tabla 17 Análisis de vulnerabilidad y riesgo.....	70

Lista de Figuras

	Pág.
Figura 1 Valle del Magdalena Medio	22
Figura 2. Red de transporte de gas natural.....	26
Figura 3 declaración de producción de gas natural por zona.....	27
Figura 4 Diagrama de caja red gasoducto.....	34
Figura 5 Flujos de los gasoductos VMM.....	37
Figura 6 Salida de Operación Estación 5 (A)	42
Figura 7 Salida de operación Estación 6 (B).	43
Figura 8 Salida de operación Estación 1 (C)	43
Figura 9 Salida de operación Estación 4 (D)	44
Figura 10 Salida de operación Estación 3(E).....	44
Figura 11 Salida de operación Estación 2 (F).....	45
Figura 12 Salida de operación Estación 5 (A) y Estación 6 (B).....	46
Figura 13 Salida de operación Estación 1 (C) y Estación 4 (D).....	46
Figura 14 Salida de operación Estación 5 (A) y Estación 1 (C).	47
Figura 15 Salida de operación Estación 6 (B) y Estación 4 (D)	48
Figura 16. Diagrama de flujo para la selección de modelo para la determinación de coeficientes de actividad.	52
Figura 17 Simulación de escenarios 1 parte	56
Figura 18 Simulación de escenarios 2 parte	57

Figura 19 Diagrama de caja fuentes de ingreso y recepción de flujos.....	58
Figura 20 Propuesta planta deshidratadora / regeneradora de TEG.	73
Figura 21 Simulación acción de normalización del producto para ingreso al sistema	74
Figura 22 Parámetros de salida del sistema.	75

Resumen

Título: Evaluación de la Calidad del Gas y del Proceso Asociado a las Instalaciones de Ingreso a una Refinería Proveniente de la Red de Suministro del Valle del Magdalena Medio

Autor: Alexander Diaz Camargo**

Palabras Clave: Gas, transporte,

Descripción: El río Magdalena inicia su curso en el departamento del Huila bañando múltiples departamentos de Colombia en su recorrido hasta el mar Caribe. Sobre la zona media de la cuenca del río se encuentran interconectadas redes de transporte de gas provenientes de los yacimientos explotados en esta área. Debido al declive en la producción que han presentado los yacimientos de este sector, se presenta el escenario de desabastecimiento o salida de operación de flujos en la red. Esto derivó en un análisis de situaciones sobre las opciones de proveer acorde a la GREG, los flujos de gas necesarios en el país sin afectar la calidad de este, y acorde a los parámetros mínimos normativos. De igual forma, se abordó la observación de aspectos concernientes a la infraestructura que aseguren la operatividad de las redes actuales, sin interferir con los escenarios planteados. Finalmente, se proponen aspectos a considerar acorde a los resultados obtenidos por cada escenario simulado, teniendo presente el contexto normativo legal y el análisis de la red actual.

Abstract

Title: Evaluation of the Quality of the Gas and the Process Associated with the Inlet Facilities to a Refinery from the Supply Network of the Magdalena Medio Valley.

Author: Alexander Diaz Camargo**

Keywords: Gas, Transport.

Description: The Magdalena River begins its flow in the state of Huila, bathing multiple states of Colombia on its way to the Caribbean Sea. Over the middle zone of the river basin there are interconnected gas transportation networks from the fields exploited in this area. Due to the decline in production that the deposits in this sector have presented, the scenario of shortages or withdrawal of operation of flows in the network is presented. This led to an analysis of situations on the options of providing, according to the GREG, the necessary gas flows in the country without affecting its quality, and according to the minimum regulatory parameters. Likewise, the observation of aspects concerning the infrastructure that ensure the operation of current networks was addressed, without interfering with the proposed scenarios. Finally, aspects to consider are proposed according to the results obtained for each simulated scenario, keeping in mind the legal regulatory context and the analysis of the current network

Introducción

La refinería del Valle del Magdalena Medio (VMM) enfrenta dentro de su operación diversas situaciones que comprometen su operación, uno de los principales, es la variación de la calidad del gas natural para su abastecimiento debido a factores que pueden alterar la provisión a través de la red de distribución del VMM. Por esta razón, se visualizó la necesidad de realizar una evaluación sobre los parámetros asociados a la calidad del gas que fluye por la tubería y de esta forma tener un pronóstico de las condiciones de entrega del fluido a dicha refinería.

Actualmente, la red de gas del VMM recolecta gas natural de los campos, en los cuales se le realiza un tratamiento y/o compresión para el consumo de la refinería. Luego del ingreso a la refinería, el gas es utilizado en sus operaciones como combustible en hornos, calderas y motores de combustión interna, así como materia prima para los procesos de petroquímica y reformado con vapor para producción de hidrógeno.

Se ha observado que el cambio de flujo de las estaciones, así como la salida a mantenimiento de algunas facilidades corta el suministro de gas por la red. Lo anterior afecta la calidad de gas que recibe la refinería y altera las operaciones debido a que, conforme a la calidad, este se direcciona a los diferentes procesos de acuerdo con los requerimientos de calidad.

La variación de los parámetros de calidad del gas puede traer como consecuencia la afectación en la distribución del producto final, desinterés de los productores en inversión económica por transporte de gas hacia la refinería del VMM, impacto en la economía local de los campos beneficiados por la industria, impedimento de desarrollo de actividades económicas por variación de precios, y afectación de los procesos y productos de la refinería por problemas en el suministro del gas como combustible y como materia prima.

La producción y distribución de gas a través de la red de suministro del Magdalena Medio, que asocia diferentes estaciones en su proceso, está sujeta principalmente a realizar una evaluación de los factores que puedan llegar a afectar la calidad en su disposición final en la refinería del Valle del Magdalena Medio-VMM, asegurando el cumplimiento de los requerimientos de calidad establecidos.

En síntesis, es pertinente desarrollar una evaluación a la problemática asociada a la red de suministro de gas del VMM, para identificar y realizar un análisis de los elementos que puedan estar alterando la calidad del gas suministrado a la refinería del VMM. Para evaluar esta problemática adecuadamente, este trabajo abordó la pregunta de investigación “¿Qué escenarios pueden afectar la calidad del gas que se transporta por un periodo de tiempo determinado a través de la red de distribución del Valle del Magdalena Medio y como se puede tener un pronóstico de la calidad de gas que llega a la Refinería del caso de estudio?”, la cual, se responde a través de los objetivos planteados en el siguiente apartado.

Objetivo

Objetivo General

Realizar una evaluación de la calidad del gas y del desempeño hidráulico-termodinámico del gas que surte a la refinería del Valle del Magdalena Medio proveniente de la red de suministro.

Objetivos Específicos:

Evaluar la información disponible sobre la red de gaseoductos de suministro a la refinería VMM.

Evaluar la información de calidad y balances de masa del gas transportado por la red de suministro a la refinería VMM.

Identificar y evaluar los diferentes escenarios, mediante simulación hidráulica-termodinámica del proceso asociado a las instalaciones, que afectan el suministro de gas a la refinería del VMM.

Proponer planes de contingencia y/o acciones de mejora que minimicen el impacto de variación de la calidad de gas de suministro a la refinería del VMM.

Metodología

El presente trabajo de aplicación abordó un enfoque cualitativo, desde el cual se comprendió el comportamiento a través de diferentes escenarios del ingreso de gas con diferentes calidades a una refinería. Lo anterior permitió un pronóstico de las condiciones de proceso requeridas para el suministrar gas a una refinería como caso de estudio del Valle del Magdalena Medio.

Las fases metodológicas que se abordaron en este proceso de investigación se relacionan a continuación:

- ✓ Fase 1: Análisis y evaluación de la información disponible sobre la red de gaseoductos de suministro a la refinería Valle del Magdalena Medio.
- ✓ Fase 2: Evaluación de la información de calidad y cantidades de gas transportado por la red de suministro a la refinería Valle del Magdalena Medio.
- ✓ Fase 3: Simulación con información disponible sobre la red de suministro del VMM.
- ✓ Fase 4: Análisis y evaluación de los escenarios que afectan la calidad del gas suministrado a la refinería del VMM.

1. MARCO TEÓRICO

1.1 Antecedentes

En el año 1890 se produjo un importante avance en la tecnología del transporte del gas con la invención de las uniones a prueba de filtraciones que permitió llevar el gas hasta 150 km de distancia (Bonilla Acosta & Prieto Pregonero, 2013, p. 16). La tecnología de tuberías ha ido evolucionando a medida que van pasando los años, uno de los principales cambios ocurrió en Estados Unidos, cuando comenzó a construirse grandes sistemas de transmisión de gas (gasoductos), de más de 51 centímetros de diámetro y 320 kilómetros de longitud (Ramírez, 2013). En 1970 Rusia comenzó a construir la tubería más larga para el transporte de gas natural, la Red de Northern Lights, con 5.470 kilómetros de longitud, la cual atraviesa los montes Urales uniendo Europa Oriental con Siberia (Ramírez, 2013).

En Colombia, el desarrollo de la industria del gas natural es reciente. Desde la década del 50 se realizaron algunos usos esporádicos y aislados de este combustible y desde mediados de los años 70 cuando comenzó el desarrollo de este recurso gracias al gas descubierto en la Guajira y que entró en funcionamiento en 1977, aunque el aprovisionamiento de este recurso no llegaba a gran parte de los hogares colombianos (Montenegro, 2020). A continuación, se describen algunos de los aportes más representativos reportados en la literatura, sobre el transporte del gas y su calidad.

Picoy & Paulino, 2022 analizaron las fallas por rotura en el sistema de transporte de gas natural en donde los duetos fueron los más afectados. Se utilizó la técnica de

levantamiento aerofotogrametrico como mecanismo de recolección de datos para el establecimiento de futuras fallas.

Makoto, 2023 desarrollo una tecnología sobre el proceso de licuefacción del gas mediante líneas que permiten la introducción de refrigerante que impacta el consumo de energía a través de un gas no combustible (Estados Unidos Patente nº 201916981135, 2023).

López-Benito, Martínez-Calle, Elorza, & Gutiérrez-Pérez, 2022 establecieron las consecuencias de inyectar hidrogeno puro mediante las ecuaciones AGA-8 y Leachman et al, en una tubería de gas.

Tarifa, Erdmann, Humana, Vicente, Cari, y Mercado (2007) presentaron un método que permitió analizar de forma sistemática una red de transporte de gas natural. Este fue aplicado a un gasoducto en Argentina mediante el análisis del rendimiento de los lazos de control, los efectos de fallas, la estabilidad, la controlabilidad entre otras variables.**

Castellanos y Camargo (2010) estableció los criterios de entrada a la red de transporte de gas nacional, y los beneficios a las diferentes partes en general.††

Ríos (2012) confrontó el problema de minimización de consumo de combustible en una red de gasoductos en estado estable, realizando un procedimiento de optimización

** TARIFA, Enrique Eduardo, et al. Análisis de una red de transporte de gas. *Ingeniería e Investigación*, 2007, vol. 27, no 3, p. 89-97.

†† CASTELLANOS DIAZ, CAMARGO SARMIENTO, Ingeniería conceptual y básica para un punto de entrada inasistido al sistema nacional de transporte de gas natural. 2010.

modificando los flujos con técnicas de descomposición de red para tomar amplia ventaja de las propiedades.^{‡‡}

Ramírez (2018) propuso un modelo para evaluar la capacidad de entrega de gas en puntos de salida asociados a redes de transporte de gas, definiendo el elemento más crítico para considerar la capacidad del sistema en la conexión a la red de transporte^{§§}.

Velosa (2019) realizó una metodología para la determinación del poder calorífico representativo en puntos de salida de redes de transporte de gas natural en Colombia, esta metodología considera los diferentes aspectos que impactan la determinación de la energía permitiendo una asignación confiable dentro de los límites de exactitud requeridos por la regulación y las normas aplicables.^{***}

1.2 Calidad del Gas en Colombia

Las cantidades de energía y la calidad del gas en las estaciones de transferencia se analizan mediante equipos en línea requeridos para determinar el volumen y la calidad, acorde al numeral 6.3 del Reglamento Único de Transporte-RUT Resolución CREG – 071 de 1999. Las actividades donde se ve involucrado el gas procesado dentro de una cadena energética y en específico el gas natural para consumo de los diferentes sectores que lo requieren como combustible o materia prima.

^{‡‡}RÍOS MERCADO, ROGER ZIRAHUEN , et al. Mejorando la Calidad de los Métodos de Solución para Redes de Transporte de Gas Natural mediante Técnicas de Optimización. 2012.

^{§§} RAMIREZ CABALLERO, VELOSA CHACON, Modelo para evaluar la capacidad de entrega de gas en puntos de salida asociados a redes de transporte de gas. 2018.

^{***} VELOSA CHACON, ARIZA LEÓN, Metodología para la determinación del poder calorífico representativo en puntos de salida de redes de transporte de gas natural en Colombia. 2019.

La calidad de los combustibles se encuentra determinada tanto por la naturaleza fisicoquímica de los petróleos crudos en que el gas va asociado, como por las condiciones operativas y tecnológicas de los procesos implementados en la refinería. En el presente aparte se realiza una descripción de estas características para la región colombiana, después de revisar el contexto internacional en la materia.

La Tabla 1. muestra las especificaciones de calidad que deberá tener el gas natural que ingresa a la red de distribución para ser entregado a los centros de consumo.

Especificaciones	Sistema Internacional	Sistema Inglés
Máximo poder calorífico bruto (GHV)	42.8 MJ/m ³	1.150 BTU/ ft ³
Mínimo poder calorífico bruto (GHV)	35.4 MJ/m ³	950 BTU/ ft ³
Contenido de líquido	libre de líquidos	libre de líquidos
Contenido total de H ₂ S máximo	6 mg/m ³	0.25 grano / 100 PCS
Contenido total de azufre máximo	23 mg/m ³	1.0 / 100 PCS
Contenido CO ₂ , máximo en % volumen	2%	2%
Contenido N ₂ , máximo en % volumen	5%	5%
Contenido de inertes máximo en % volumen	5%	5%
Contenido de oxígeno máximo en % volumen	0.10%	0.10%
Contenido máximo de vapor de agua	97mg / m ³	6.0 Lb / MPCS
Temperatura de entrega máximo	49 °C	120 °F
Temperatura de entrega mínimo	7.2 °C	45 °F
Contenido máximo de polvos y material en suspensión	1.6 mg/m ³	0.7 grano / 1000 pc
Número de Wobbe	Entre 46.6 MJ / m ³ y 52 MJ / m ³	Entre 1250.0 BTU / ft ³ y 1414.7 BTU / ft ³

Tabla 1 Especificaciones de calidad del gas natural.

Nota: Tomado de “Resolución CREG 054 de 2007 por la cual se complementan las especificaciones de calidad del gas natural inyectado al Sistema Nacional de Transporte, definidas en la Resolución CREG 071 de 1999” Diario oficial N° 46.791, 26 de julio de 2007.

Aunque la literatura no presenta diversos criterios de falla del sistema de redes de distribución de gas, se presentan algunos aportes que son relevantes en busca de criterios para favorecer a la solución de las problemáticas que se puedan presentar, tales como:

a) Tarifa, Erdmann et al (2007), realizaron un análisis de una red de transporte de gas, analizando el rendimiento de los lazos de control, efectos de fallas, etc. Que puedan afectar la calidad del gas por la red de distribución^{†††}.

b) RAMDIAL, HUDSON, RODRIGUEZ, y STRATHMAN (2009) validan los posibles escenarios con el fin de optimizar los procesos en el transporte de gas por redes de distribución^{‡‡‡}.

c) Rada, Vargas y Cabarcas (2017) de la Universidad Industrial de Santander, realizan una evaluación hidráulica del transporte de gas en fase densa, donde cabe mencionar la importancia del transporte de los fluidos con diferentes propiedades fisicoquímicas^{§§§}.

d) Seba y Uribe (2017) realizaron un estudio de integridad de línea de transporte de gas mediante código API 570, que busca como objetivo principal la seguridad de los procesos a través de las redes de distribución^{****}.

^{†††} TARIFA, Enrique Eduardo, et al. Análisis de una red de transporte de gas. *Ingeniería e Investigación*, 2007, vol. 27, no 3, p. 89-97.

^{‡‡‡} RAMDIAL, Annessa, et al. ASSET OPTIMIZATION- Conclusion Scenarios validate, optimize process. *Oil & gas journal*, 2009, vol. 107, no 18, p. 39-42.

^{§§§} SANTIAGO, ANGELICA MARIA RADA; VERA, BRANDON HUMBERTO VARGAS. EVALUACIÓN HIDRÁULICA DEL TRANSPORTE DE GAS EN FASE. *Energía*, vol. 15, p. 56.

^{****} SEBA CUENTAS, URIBE PEREZ, Estudio de integridad de línea de transporte de gas mediante código API 570. 2017.

En la actualidad, los campos asociados a la red de distribución son considerados campos maduros, donde gran parte del gas producido en los pozos han sido utilizados para uso en procesos de generación y materia prima en petroquímica, disminuyendo significativamente su tasa de quema y venteo a la atmosfera, para esta tesis se tiene el desafío de asegurar y controlar los procesos de distribución, sin incurrir en la calidad del producto final.

1.3 Marco legal

En síntesis, la red de transporte de gas del Valle del Magdalena Medio suministra gas al punto de disposición final, con una mezcla de diferentes composiciones proveniente de diversas fuentes de suministro y de ser suficiente, debido al gran esfuerzo que realizan los campos asociados a esta red de distribución por cumplir con el estándar de calidad, podrían inclusive fortalecer los escenarios de transporte del gas, las políticas energéticas de calidad, el impacto en las reservas de gas, el transporte y distribución los cuales se encuentran debidamente reglamentados. La siguiente Tabla resume las principales normas y lineamientos para verificación de la calidad y su transporte:

NORMA	DESCRIPCIÓN
NORMA TÉCNICA COLOMBIANA NTC 3853 DE 21 FEBRERO DE 1996. RESOLUCIÓN DE LA CREG NÚMERO 071 DE 1999 (REGLAMENTO ÚNICO DE TRANSPORTE -RUT)	Equipo, Accesorios, manejo y transporte de GLP. Especificación de los parámetros de Calidad del gas natural en Colombia.

<p>RESOLUCIONES CREG 054 DE 2007, CREG 041 DE 2008 Y CREG 131 DE 2009.</p>	<p>Verificación de la Calidad en cuanto a la metodología de comprobación de los componentes del gas natural (específicamente poder calorífico del gas, dióxido de carbono, nitrógeno, oxígeno, gravedad específica, cantidad de vapor de agua, sulfuro de hidrógeno y azufre total), y parámetros para determinar (inclusive) la competencia de los auditores.</p>
<p>RESOLUCIÓN CREG 187 DEL 18 DE DICIEMBRE DE 2009.</p>	<p>Especificaciones de calidad del gas natural bajo condiciones de racionamiento programado.</p>
<p>RESOLUCIÓN MME 181654 DEL 29 DE SEPTIEMBRE DE 2009.</p>	<p>Prioridad de consumo de gas ante racionamiento programado.</p>

Tabla 2. Principales normas y lineamientos para verificar la calidad y transporte.

2. RED DE GASEODUCTOS PARA SUMINISTRO A LA REFINERÍA VMM

Este capítulo recopila la infraestructura y aspectos generales de la red de gaseoductos del VMM, lo que permite situar el lector en la línea base para poder desarrollar las actividades de análisis y evaluación.

2.1. Recopilación de datos de la red de gaseoducto

La refinería VMM cuenta con una red de tuberías para el proceso de distribución que se acopla a los diferentes campos ubicados a lo largo del denominado valle de la Magdalena medio. Este valle se forma a lo largo del recorrido del río Magdalena y abarca los departamentos de Antioquia, Bolívar, Boyacá, Santander y Cesar principalmente como se evidencia en la siguiente figura.

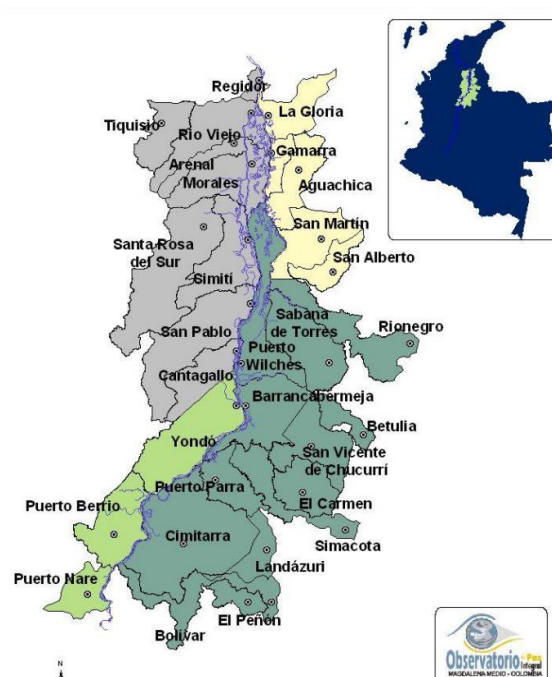


Figura 1 Valle del Magdalena Medio.

Nota: Tomado de “observatorio de paz integral del Magdalena medio OPI” (Picón Paez & Ardila Paez, 2013).

Como se evidencia en la figura 1, las condiciones geográficas de la zona en donde se encuentra la red objeto de estudio presentan aspectos topográficos que deben ser considerados junto a los constantes cambios climáticos y las variables del suelo. Es decir, la red se encuentra ubicada en una zona con variables medioambientales adversas que debe superar. Acorde a la unidad de planeación minero-energética (2017, p.14) la cuenca le valle medio del magdela cuenta con veinticuatro campos como se relaciona en la siguiente figura.

Cuenca	Campo
Catatumbo	Cerrito, Oripaya, Sardinata, Tibú
Cesar Ranchería	La loma
Cordillera Oriental	Gibraltar, Guaduas, Palagua
Guajira	Ballena, Chuchupa, Cardon IV - Ven Imp. Petromil, ECP / Ballena
Llanos Orientales	Apiay, Calona, Campo Rico, Carmentea, Centauro, Cupiagua, Cusiana, Cusiana Norte, Floreña, Kananaskis, La Estancia, La Punta, Puto Sur, Ramiriquí, Santo Domingo Centro, Santo Domingo Juape, Santo Domingo Norte
Valle inferior del Magdalena	Arianna, Arjona, Bonga, Bullerengue, Clarinete, El Dificil, La Creciente, El Mamey, Nelson Ciénada de Oro, Nelson Porquero, Nispero, Oboe, Palmer, Pedernalito, Trambón, Planta Regasificación de Cartagena
Valle medio del Magdalena	Bonanza Incremental, Caramelo, Compae, Corazón, Corazón West, Gala, La cira Infantas, La Salina, Liebre, Lisama, Lisama Norte, Lisama Profundo, Llanito, Nutria, Opón, Payoa, Payoa West, Provinvia, Puli, Tesoro, Toposí, Toqui-Toqui, Yarigui Cantagallo.
Valle superior del Magdalena	Cañada N. Dina Terciario, La Hocha, Mana, Río Opía, Santa Clara

Tabla 2 Campos de gas.

Nota: Tomado de “Balance de gas natural 2017” (Unidad de planeación minero energética UPME, 2017).

Esta investigación se centró en seis campos que serán analizados al largo de este documento. Estos son:

- ✓ Estación 1

- ✓ Estación 2
- ✓ Estación 3
- ✓ Estación 4
- ✓ Estación 5
- ✓ Estación 6

Estos campos fueron desarrollados teniendo en cuenta las circunstancias del área en la cual se transporta el gas. Por lo anterior, las condiciones del sistema de tuberías que permite el transporte y distribución de gas se trabajaron bajo el estándar ASME B31.8 para tubería a presión. Al establecer las especificaciones de la tubería que se maneja por cada campo, se evidenció el uso de acero al carbono bajo el estándar API 5L en diferentes grados y dimensiones como se relaciona en la siguiente tabla.

Gasoducto	Tubería
Estación 1	API 5LX 20"
Estación 2	API 5LX65 12" 175 Km
Estación 3	Loop de 6" y 8" 54 Km API 5L 16"
Estación 4	API 5L 10" 55 Km y API 5L 12" 37 Km
Estación 5	API 5L 4" Conecta a tuberías de Estación 4-Estación 1 en Km 36 Puente Sogamoso
Estación 6	API 5L 4" Conecta a tuberías de Estación 4-Estación 1 en Km 46.4

Tabla 3 Especificaciones de la red de gas por campo.

Nota: Tomado de información de TGI.

Con esta información se podría inferir que, las condiciones de la red cumplen con los parámetros mínimos derivando en un impacto positivo para el proceso de transporte y distribución del gas. Sin embargo, las condiciones de la infraestructura y su disponibilidad son variables que pueden inferir en este proceso. Estos aspectos se abordarán en un apartado posterior.

2.2. Capacidades de transporte

En Colombia el sistema nacional de transporte de gas natural es regulado por el Reglamento Único de Transporte-RUT y normas alusivas que, abordan aspectos como las condiciones de energía, capacidad, entre otros propias de la red. De igual forma, define gasoducto como la interconexión de tuberías y accesorios entre dos puntos. El gas circula por las tuberías mediante las diferencias de presión, entre más extenso sea el tramo de tubería por el cual transita el gas, mayor será la probabilidad de una baja en la presión. En consecuencia, se instalan estaciones de compresión, estaciones de regulación y centros de control que aseguren el proceso acorde a la madurez del proyecto y características del campo, las cuales varían en función del tiempo.

En este orden de ideas, la red de gasoductos es gestionada por diferentes firmas a lo largo del país como se relaciona en la siguiente figura.

Red de transporte de gas natural en Colombia-2020

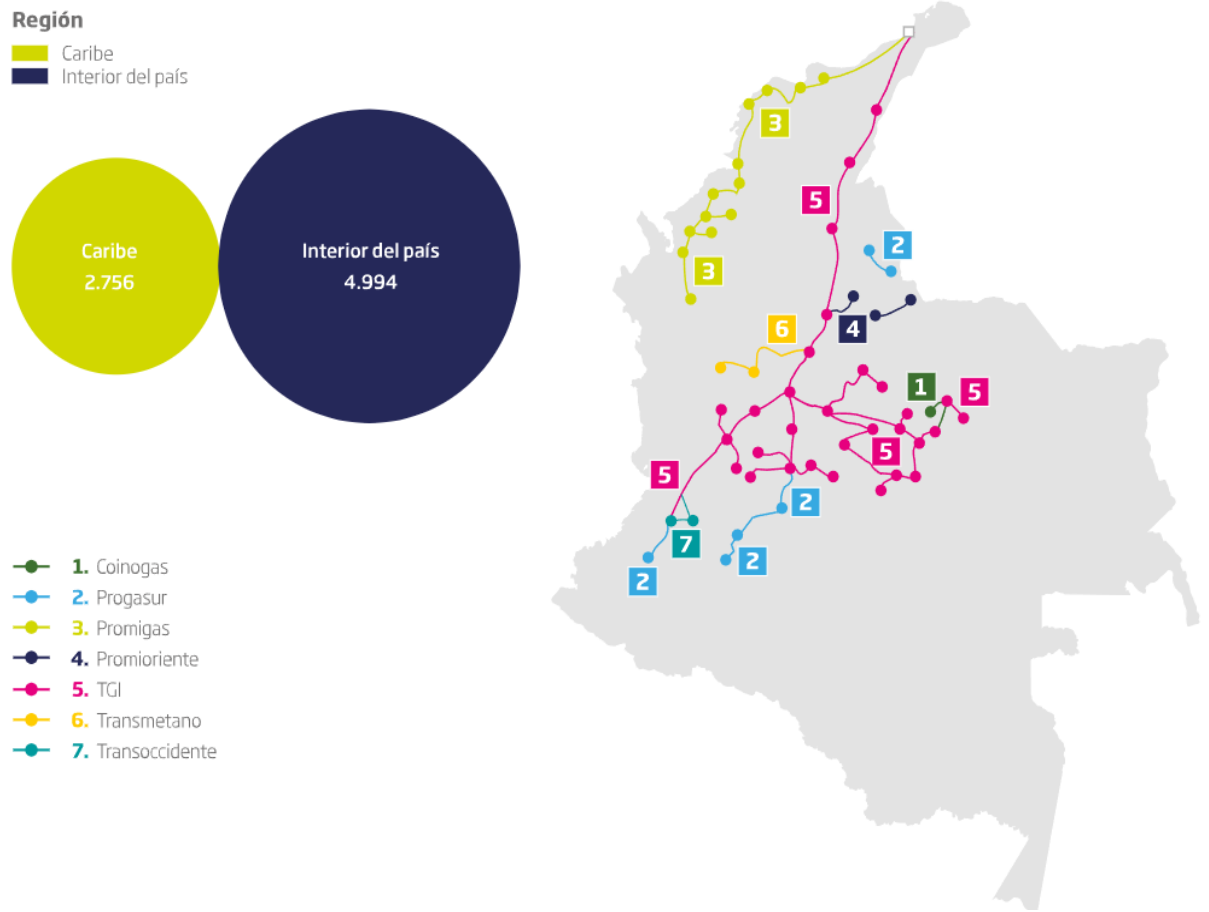


Figura 2. Red de transporte de gas natural

Nota: La figura relaciona las redes de gasoductos y su empresa operadora acorde al informe del sector gas natural (Promigas, 2021).

Como relacionó la figura anterior, para la zona del valle del Magdalena Medio, se logró identificar gasoductos pertenecientes a la empresa TGI y Promioriente. Adicionalmente, en la siguiente figura asocia la producción de gas natural por zona reportado por Ecopetrol.

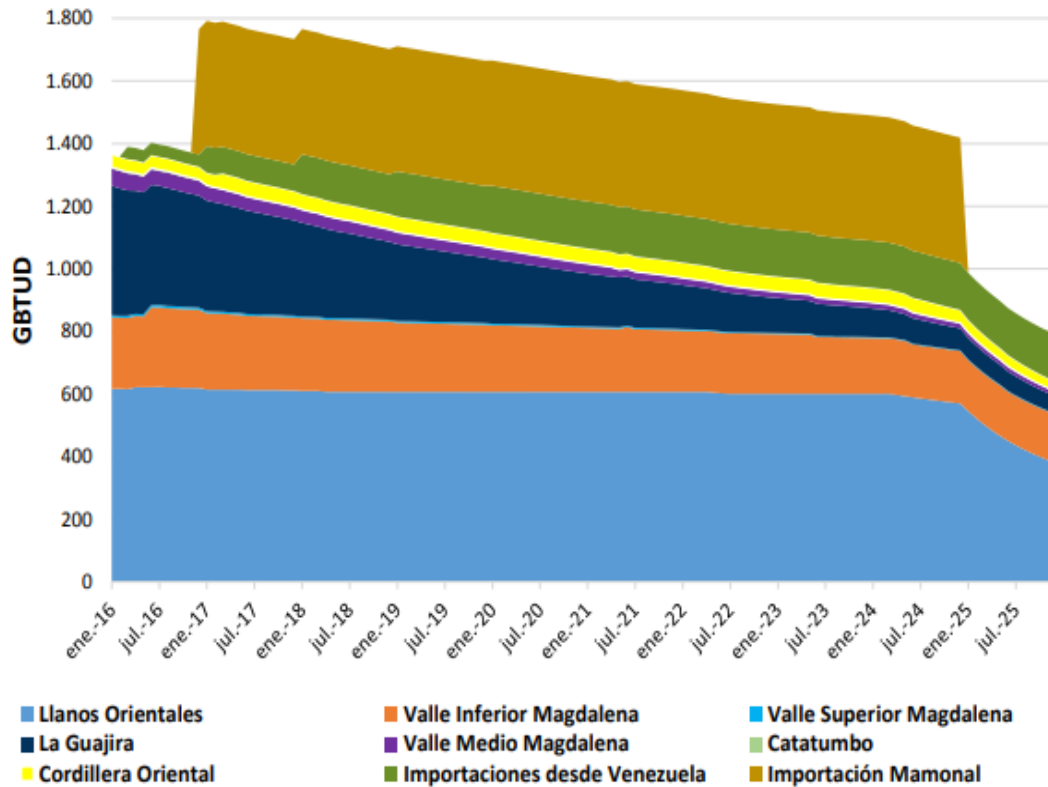


Figura 3 declaración de producción de gas natural por zona.

Nota: Tomado de “El plan transitorio de abastecimiento de gas natural” (Unidad de Planeación Minero Energética-UPME, 2016).

Lo anterior, reflejó la incidencia de Ecopetrol en la zona del Magdalena Medio y el declive de producción que podría llegar en 2025 a valores por debajo de los 800 GBTUD. Por otra parte, se observó una producción estable para el valle inferior del Magdalena medio, que podría llegar a respaldar el suministro de gas (Calderón & Garay, 2020). En la siguiente tabla se especifica por cada campo objeto de estudio la capacidad de transporte.

Gasoducto	Capacidad (Mpced)	Longitud (Km)	Propiedad
Estación 1	390	452	TGI
Estación 2	50	280	Promioriente
Estación 3	150	100	ECP- Petrocolombia
Estación 4	60	55	ECP
Estación 5	8	22	ECP
Estación 6	5	1.5	ECP

Tabla 4 Capacidades, longitud y propiedad del gasoducto.

Nota: La tabla relaciona por cada campo la longitud de la tubería, la capacidad máxima de transporte en miles de pies cúbicos y la pertenencia de las instalaciones (Promigas, 2021).

Esta información derivó en que, la zona el valle del Magdalena Medio cuenta con una red de transporte de gas con capacidades adecuadas para el suministro de gas natural al interior del país. De igual forma, esta cuenta con posibilidades de suministro desde la zona caribe o la zona del valle inferior del Magdalena gracias a la interconexión de la infraestructura que permitiría cubrir posibles escenarios de desabastecimiento, resguardando el suministro de gas requerido por el Sistema Nacional de Transporte-SNT.

2.3. Evaluación de la confiabilidad y disponibilidad de la red

Como se abordó en apartados anteriores, los campos objeto de estudio cuentan con un diseño, instalación, operación, mantenimiento, materiales y pruebas acorde a los estándares mínimos para el proceso de transporte y distribución de gas. Para poder afirmar que un campo cuenta con una red adecuada para el proceso, se ejecutan métodos de inspección visual, medición

de espesores y análisis de materiales corroborando la utilidad de la tubería (Rivera, 2020). Lo anterior teniendo presente que la variable tiempo genera afectaciones principalmente por corrosión interna o externa, y agrietamiento por corrosión bajo esfuerzo (Balcazar, 2022).

A nivel general las redes de tubería que interconectan los campos abordados en esta investigación fueron observados bajo los parámetros contenidos en la norma API 570. Esta norma abarca condiciones en torno a: Fugas, pérdidas de contención, desalineamiento, vibraciones, soportes, corrosión externa y accesorios de tubería principalmente. Lo anterior permitió establecer presencia de corrosión externa localizada, pérdida de metal en tramo de línea, soldaduras sin recubrimiento con presencia de oxidación en superficie o con desprendimientos, presencia de abundante vegetación en la línea de tubería, contacto metal con metal, soportes de tubería fisurados, acumulación de humedad en zona de tubería y soportes en desnivel.

La información disponible sobre el espesor de la tubería se encontró bajo los parámetros de la norma API 570. Al analizar esta información, se logró identificar tuberías con pérdidas de espesor entre el 0,45% y el 14,12%.

Finalmente, se analizó la información sobre el estado de los materiales para estas tuberías, producto de ensayos de metalografía, dureza, identificación positiva y micrografía. Lo anterior permitió evidenciar: componentes de ferrita y perlita; valores promedio de dureza dentro de los rangos permitidos; y la identificación positiva de materiales con composición coherente al acero al carbono.

Esto permite concluir con una evaluación positiva frente a las condiciones de la red de tuberías para el transporte y distribución de gas de los campos de la refinería del VMM. Las tuberías carecen de golpes, deformaciones, abolladuras o elementos que puedan afectar la integridad en el corto o mediano plazo. Lo anterior, sin olvidar que su vida útil inevitablemente

se reduce derivado de las condiciones de desnivel, corrosión, pérdida de recubrimiento entre otros que pueden llegar a afectar la eficiencia del transporte, en consecuencia, la vida remanente se encuentra en un valor inferior a los 20 años. Adicionalmente, la infraestructura cuenta con capacidad para el transporte y distribución de gas, gracias a la red de gasoductos del Valle del Magdalena Medio y su interconexión con la zona norte y centro del país.

3. INFORMACIÓN DE CALIDAD DEL GAS EN LA RED DE SUMINISTRO

Posterior al análisis desarrollado con la información disponible sobre la red de gasoductos de la refinería VMM, se trabajará en el presente capítulo la información relacionada con la calidad y cantidad transportada en cada gasoducto.

Esta información se trabajó como variables de entrada para el proceso de simulación contenido en el siguiente capítulo. Es importante considerar que la composición del gas está dada por aspectos geográficos y la formación particular de la reserva.

3.1. Recopilación de datos de calidad del gas

La refinería del VMM realiza la explotación de recursos naturales no renovables en yacimientos convencionales regida por la regulación existente proveniente del Ministerio de Minas y Energía, la Agencia Nacional de Hidrocarburos, La Comisión de Regulación de Energía y Gas, y demás normativa aplicable. Esto permite el aseguramiento de las condiciones mínimas para el suministro de gas natural y procesado dentro del proceso de exploración y explotación de hidrocarburos. En consecuencia, esta hace análisis constantes de los hidrocarburos que permitan el cumplimiento de los parámetros mínimos de la calidad de estos. Acotando al producto denominado gas, el proceso de extracción produce: gas natural, gas combustible, gas natural licuado y gas licuado de petróleo, a los cuales se les analiza variables como: el máximo y mínimo poder calorífico bruto GHV; el contenido de líquidos; el contenido de H₂S máximo; el contenido total de azufre máximo; el contenido de CO₂ máximo; el contenido de N₂ máximo; el contenido de inertes máximo; el contenido máximo de oxígeno; el contenido máximo de agua, la temperatura de entrega máxima y mínima; el contenido de polvos y material de suspensión; el

índice de Wobbie; el contenido de hidrógeno; el contenido de mercaptano máximo; el índice de combustión incompleta; el índice de hollín; y las condiciones estándar (Ps y Ts) (La Comisión de Regulación de Energía y Gas, 2007).

Partiendo de la información requerida para el proceso de simulación y evaluación, se trabajó la información de los campos entorno al porcentaje molar y porcentaje de peso que es manejado en cada gasoducto. De igual forma, se analizó la gravedad específica, el peso molecular, el factor de compresibilidad, el HHV, el LHV, la densidad del gas, la presión pseudocrítica, la temperatura pseudocrítica y la viscosidad, datos que se relacionan en la siguiente tabla.

Componente	Estación 5		Estación 6		Estación 3		Estación 1		Estación 4		Estación 2	
	% Molar	% Peso	% Molar	% Peso	% Molar	% Peso	% Molar	% Peso	% Molar	% Peso	% Molar	% Peso
Methane	0,913	0,806	0,939	0,863	0,812	0,635	0,902	0,817	0,878	0,780	0,891	0,775
Ethane	0,028	0,046	0,029	0,050	0,064	0,093	0,060	0,103	0,100	0,165	0,057	0,093
Propane	0,022	0,053	0,010	0,025	0,040	0,086	0,008	0,020	0,004	0,009	0,019	0,045
i-Butane	0,003	0,009	0,006	0,021	0,011	0,030	8,53E-05	0,0002	0,0001	0,0004	0,004	0,012
n-Butane	0,008	0,023	0,003	0,012	0,014	0,040	0	0	0,001	0,001	0,003	0,011
i-Pentane	0,002	0,007	0,002	0,010	0,005	0,018	0	0	9,1147E-05	0,001	0,001	0,005
n-Pentane	0,002	0,008	0,001	0,006	0,004	0,016	0	0	8,3982E-05	0,001	0,001	0,003
C6*	0,003	0,014	0,001	0,001	0,001	0,003	0	0	0,001	0,004	0,001	0,004
n-Heptane	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
n-Octane	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
n-Nonane	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
n-Decane	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
n-C11	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Oxygen	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Nitrogen	0,009	0,014	0,007	0,011	0,016	0,022	0,015	0,024	0,003	0,004	0,004	0,006
Hydrogen	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
CO	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
CO2	0,004	0,009	0,0003	0,001	0,025	0,055	0,014	0,035	0,014	0,035	0,018	0,043
H2S	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
H2O	0,007	0,006	0,0004	0,0004	0,0004	0,0003	0,0001	0,0001	5,486E-05	5,47049E-05	0,0001	0,0001
Propiedades del Gas												
	Estación 5		Estación 6		Estación 3		Estación 1		Estación 4		Estación 2	

Gravedad Específica (Aire=1 a 14,73 psia & 60 F)	0,627	0,603	0,713	0,611	0,624	0,637
Peso Molecular (gr/mol)	18,170	17,469	20,649	17,700	18,066	18,439
Factor compresibilidad Z	0,934	0,941	0,929	0,920	0,918	0,940
HHV (Btu/Ft3)	1096,568	1078,127	1171,161	1042,498	1082,511	1090,899
LHV (Btu/Ft3)	990,352	973,006	1060,939	940,526	977,468	985,431
Densidad del Gas (lb/ft3)	1,689	1,312	1,381	1,809	1,817	1,266
Presión Pseudo crítica (Psig)	672,342	656,667	661,425	663,227	666,824	664,542
Temperatura Pseudo crítica (F)	-90,172	-101,642	-70,923	-100,110	-91,293	-90,477
Viscosidad (Cp)	0,013	0,013	0,013	0,013	0,013	0,0124

Tabla 5 Porcentaje molar y de peso de varios componentes, así como propiedades del gas, presentes en cada gasoducto.

Nota: Esta tabla muestra el porcentaje molar y porcentaje en peso de los componentes del gas, que han sido determinados en cada gasoducto. Así como la descripción cuantitativa de cada variable que comprende la composición del gas.

Adicionalmente, cada estación cuenta con un denominado perfil de producción, el cual consta de especificaciones sobre la producción del yacimiento, especificando las proporciones de crudo, gas, agua y demás elementos propios del pozo. Es importante mencionar que estos perfiles consideran la evolución del pozo partiendo de la proyección en el tiempo de extracción, en donde, el porcentaje de crudo y gas tienden a disminuir mientras la presencia de agua y otros elementos tienden a aumentar.

3.2. Análisis de los balances de masa del gas transportado

Acorde a los parámetros abordados en los capítulos anteriores sobre aspectos de infraestructura, capacidad de transporte del gasoducto y propiedades del gas transportado se desarrolló el análisis del flujo para los seis campos. La siguiente figura representa a nivel general los productos que ingresan a la red de transporte y sus salidas.

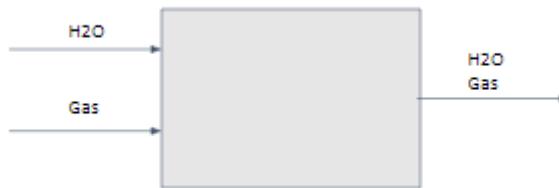


Figura 4 Diagrama de bloque red de gasoductos.

Nota: A la red de gasoductos ingresa principalmente agua y gas con propiedades particulares a cada campo que son transportadas gracias a las estaciones de compresión y regulación bajo los parámetros adecuados.

Los parámetros acordes a los flujos de ingreso y salida se relacionan en la siguiente tabla para cada campo.

A		Estación 5		
		Entrada		Salida
Flujos	Corrientes	1	2	3
Descripción		Agua Estación 5	Gas Estación 5	Gas - H2O Estación 5
Parámetro	Unidad			
Temperatura	F	146	146	146
Presión	Psig	550	550	550
flujo volumétrico	MMSCFD	1.64E-02	2.417	2.433
Flujo masico	lb/h	32.4	4823	4855

densidad	lb/Ft3	61.13	1.689	1.689
viscosidad	cP	0.4405	1.33E-02	1.33E-02
Estación				
B		6		
Flujos		Entrada		Salida
Corrientes		4	5	6
Descripción		Agua Estación	Gas Estación 6	Gas Estación 6
Parámetro	Unidad	6		-H2O
Temperatura	F	114	114	113.2
Presión	Psig	420	420	420
flujo volumétrico	MMSCFD	4.67E-04	1.106	1.106
Flujo masico	lb/h	0.9238	2122	2122
densidad	lb/Ft3	61.97	1.31	1.312
viscosidad	cP	0.588	1.25E-02	1.25E-02
Estación				
C		1		
Flujos		Entrada		Salida
Corrientes		7	8	9
Descripción		Agua Estación	Gas Estación 1	Gas Estación 1
Parámetro	Unidad	1		- H2O
Temperatura	F	100	100	99.79
Presión	Psig	550	550	550
flujo volumétrico	MMSCFD	1.97E-04	1.7	1.7
Flujo masico	lb/h	0.3904	3304	3304
densidad	lb/Ft3	62.36	1.808	1.809
viscosidad	cP	0.6799	1.25E-02	1.26E-02
Estación				
D		4		
Flujos		Entrada		Salida
Corrientes		10	11	12
Descripción		H2O Estación	Gas Estación 4	Gas Estación 4
Parámetro	Unidad	4		- H2O
Temperatura	F	110	110	109.9
Presión	Psig	550	550	550
flujo volumétrico	MMSCFD	3.54E-04	6.45	6.45
Flujo masico	lb/h	0.7	1.28E+04	1.28E+04
densidad	lb/Ft3	62.09	1.817	1.817
viscosidad	cP	0.6121	1.26E-02	1.27E-02
Estación				

E		3		
Flujos		Entrada		Salida
Corrientes		13	14	15
Descripción				
Parámetro	Unidad	Agua ELC	Gas ELC	Gas ELC-H2O
Temperatura	F	125	110	109.3
Presión	Psig	380	365	365
flujo volumétrico	MMSCFD	2.38E-03	5.635	5.637
Flujo masico	lb/h	4.707	1.28E+04	1.28E+04
densidad	lb/Ft3	61.67	1.379	1.381
viscosidad	cP	0.5291	1.25E-02	1.25E-02

F		Estación 2		
Flujos		Entrada		Salida
Corrientes		16	17	18
Descripción				
Parámetro	Unidad	H2O Estación 2	Gas Estación 2	Gas Estación 2 - H2O
Temperatura	F	110	110	109.8
Presión	Psig	380	380	380
flujo volumétrico	MMSCFD	2.78E-03	26.47	26.47
Flujo masico	lb/h	5.5	5.36E+04	5.36E+04
densidad	lb/Ft3	62.07	1.266	1.266
viscosidad	cP	0.6121	1.24E-02	1.24E-02

Tabla 6 Valores de ingreso y salida para cada variable del compuesto por campo.

Nota: Se analizó por cada campo los valores de ingreso y salida en los compuestos que componen el fluido de la red.

Al analizar los parámetros se evidenció para la estación A, B, C, D y F valores de presión que se mantienen constantes para asegurar un flujo adecuado del gas. Las temperaturas varían reduciéndose a la salida para las estaciones B, C, D, E Y F, y se mantiene constante en la estación A. La densidad en las estaciones de igual forma se mantiene constante.

La interconexión de las redes se analizó acorde a los mismos parámetros. El flujo se relacionó en la siguiente figura.

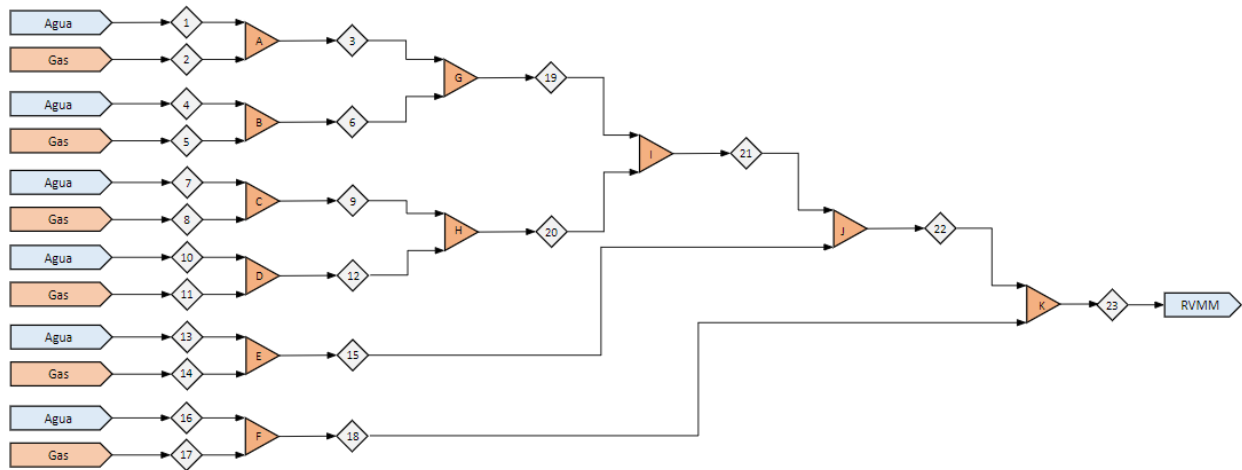


Figura 5 Flujos de los gasoductos VMM.

Nota: Relación de flujos para las seis estaciones con sus respectivas conexiones.

La figura relaciona los flujos de las estaciones 1, 2, 3, 4, 5 y 6 especificados desde la A hasta la F. Las denominaciones G, H, I, J y K corresponden a las conexiones que se relacionan en la siguiente tabla con los respectivos flujos de ingreso y salida.

Gasoducto				
G		Estaciones 5 - 6		
Flujos		Entrada		Salida
Corrientes		3	6	19
Descripción		Estaciones 5 - 6		
Parámetro	Unidad	Gas - H2O Estación 5	Gas Estación 6-H2O	
Temperatura	F	146	113.2	120
Presión	Psig	550	420	417.5
flujo volumétrico	MMSCFD	2.433	1.106	3.54
Flujo masico	lb/h	4855	2122	6977
densidad	lb/Ft3	1.689	1.312	1.501
viscosidad	cP	1.33E-02	1.25E-02	1.18E-02
Gasoducto				
H		Estaciones 1 - 4		
Flujos		Entrada		Salida
Corrientes		9	12	20

Descripción		Gas Estación 1 - H2O	Gas Estación 4 - H2O	Estaciones 1 - 4
Parámetro	Unidad			
Temperatura	F	99.79	109.9	101.7
Presión	Psig	550	550	549.9
flujo volumétrico	MMSCFD	1.7	6.45	8.151
Flujo masico	lb/h	3304	1.28E+04	1.61E+04
densidad	lb/Ft3	1.809	1.817	1.841
viscosidad	cP	1.26E-02	1.27E-02	1.26E-02
Gasoducto				
I		Estaciones 5 - 6 1 - 4		
Flujos		Entrada		Salida
Corrientes		19	20	21
Descripción		Estaciones 5 - 6	Estaciones 1 - 4	Estaciones 5 - 6 - 1 - 4
Parámetro	Unidad			
Temperatura	F	67.1	101.7	60.83
Presión	Psig	417.5	549.9	414.7
flujo volumétrico	MMSCFD	3.54	8.151	11.69
Flujo masico	lb/h	6977	1.61E+04	2.31E+04
densidad	lb/Ft3	1.501	1.841	1.511
viscosidad	cP	1.18E-02	1.26E-02	1.16E-02
Gasoducto				
J		Estaciones 5 - 6 - 1 - 4 - 3		
Flujos		Entrada		Salida
Corrientes		21	15	22
Descripción		Estaciones 5 - 6 - 1 - 4	Gas Estación 3-H2O	Estaciones 5 - 6 - 1 - 4 - 3
Parámetro	Unidad			
Temperatura	F	60.83	109.3	79.68
Presión	Psig	414.7	365	358
flujo volumétrico	MMSCFD	11.69	5.637	17.33
Flujo masico	lb/h	2.31E+04	1.28E+04	3.59E+04
densidad	lb/Ft3	1.511	1.381	1.306
viscosidad	cP	1.16E-02	1.25E-02	1.19E-02
Gasoducto				
K		Estaciones 5 - 6 - 1 - 4 - 3 - 2		
Flujos		Entrada		Salida
Corrientes		22	16	23
Descripción		Estaciones 5 - 6 - 1 - 4 -	H2O Estación 2	Estaciones 5 - 6 - 1 - 4 - 3 -

Parámetro	Unidad	3		2
Temperatura	F	79.68	110	97.02
Presión	Psig	358	380	358
flujo volumétrico	MMSCFD	17.33	2.78E-03	43.8
Flujo masico	lb/h	3.59E+04	5.5	8.95E+04
densidad	lb/Ft3	1.306	62.07	1.237
viscosidad	cP	1.19E-02	0.6121	1.22E-02

Tabla 7 Variables de ingreso y salida para las conexiones de la red.

Nota: Se relacionan los datos de los valores para las redes en las conexiones del VMM.

Al analizar los datos de los parámetros se evidenció en los gasoductos G, H, I, J y K baja en la presión. Respecto a la densidad, esta se mantiene dentro del rango de un fluido gaseoso. Sobre la temperatura dado el diferencial en el flujo de ingreso de los gases, se presenta una variación dentro de los rangos de igual forma.

3.3. Evaluación de la composición y propiedades del gas suministrado

Para el desarrollo de la evaluación el gas proveniente de los campos objeto de estudio se partió de la Resolución 40066 de 2022 que establece los requerimientos técnicos para la detección y reparación de fugas, el aprovechamiento, quema y venteo de gas natural durante las actividades de exploración y explotación de hidrocarburos; la ley 2128 de 2021 por medio de la cual se promueve el abastecimiento, continuidad, confiabilidad y cobertura del gas combustible en el país, la resolución CREG 067 de 1995 Por la cual se establece el Código de Distribución de Gas Combustible por Redes y la resolución GREG 071 de 1999. Lo anterior permitió inferir que los campos cumplen de forma parcial la regulación partiendo de:

- Presencia de líquidos en mínimos porcentajes en donde la normativa indica un referente libre de líquidos.
- Cumplimiento de los porcentajes de H₂S que exigen un máximo de 6 mg/m³ mientras los datos registraron valores de 0 para todos los campos.
- Cumplimiento de los porcentajes por volumen de CO₂ al estar por debajo del 2% que exige la norma.
- Cumplimiento de los porcentajes por volumen de N₂ al estar por debajo del 3% que exige la norma.
- Cumplimiento de los porcentajes por volumen de inertes al estar por debajo del 5% que exige la norma (CO₂, N₂ y O₂).
- Cumplimiento de los porcentajes por volumen de O₂ al estar por debajo del 0,1% que exige la norma.
- Presencia de H₂O cumple los parámetros indicados en la normativa al contar con valores menores a 97 mg/m³.
- Cumplimiento de los porcentajes por volumen de Hidrogeno al carecer de referente en la normativa.
- Cumplimiento del máximo y mínimo poder calorífico bruto al encontrarse dentro del rango 35,4 – 42,8 MJ/m³.
- La temperatura de igual forma cumple con la normativa dado que se encuentra dentro de los 7,2 y 49 °C.

4. SIMULACIÓN HIDRÁULICA-TERMODINÁMICA DE LA RED

Con el propósito de identificar y evaluar los diferentes escenarios que afectan el suministro de gas a la refinería del VMM, se analizó la resolución 181656 del 29 de septiembre de 2009 emitida por el MME la cual, prioriza el consumo de gas ante racionamiento programado:

- En primer lugar, tendrá prioridad de atención la demanda de gas natural para la operación de las estaciones compresoras del Sistema Nacional de Transporte.
- En segundo lugar, tendrá prioridad de atención la demanda de los usuarios residenciales y pequeños usuarios comerciales inmersos en la red de distribución.
- En tercer lugar, tendrá prioridad de atención la demanda de gas natural eléctrica nacional.
- En cuarto lugar, tendrá prioridad de atención la demanda de gas natural de los comercializadores de GNCV.
- En quinto lugar, tendrá prioridad de atención la demanda de gas natural de los usuarios industriales que sean cogeneradores, en la cantidad que se requiera como combustible.

A partir de lo anterior, se modelaron 3 escenarios de los cuales se abordan los parámetros y resultados en este capítulo.

4.1. Selección de los escenarios relevantes

El modelado se desarrolló bajo 3 escenarios relevantes acorde a los parámetros analizados en los capítulos anteriores. Es decir, teniendo en cuenta que: los yacimientos que componen el VMM se encuentran en un declive de producción acorde a las proyecciones, el cronograma de mantenimiento para asegurar la disponibilidad y vida útil de las redes, y los cambios en los parámetros del gas.

Lo anterior da el punto de partida para situaciones como:

1. Salida de operación o mantenimiento de una y dos estaciones.
2. Los campos presentan una baja en su producción del 10%, 30% o 50%.
3. Cambio en la presión de los campos.

A continuación, se relacionan los detalles parametrizados para cada escenario de simulación.

4.1.1 Escenario 1. Salida de operación o mantenimiento.

Gracias a las proyecciones que existen sobre la producción en yacimientos del VMM, se abordó la posibilidad de una salida en los campos de estudios. De igual forma, dados los procesos de mantenimiento que se deben implementar dentro de la red de gas, estas deben suspender su operación para el desarrollo de actividades que aseguren su integridad operativa. En este orden de datos la modelación consideró en una primera parte la salida de operación de cada una de las estaciones como se relaciona en las siguientes figuras.

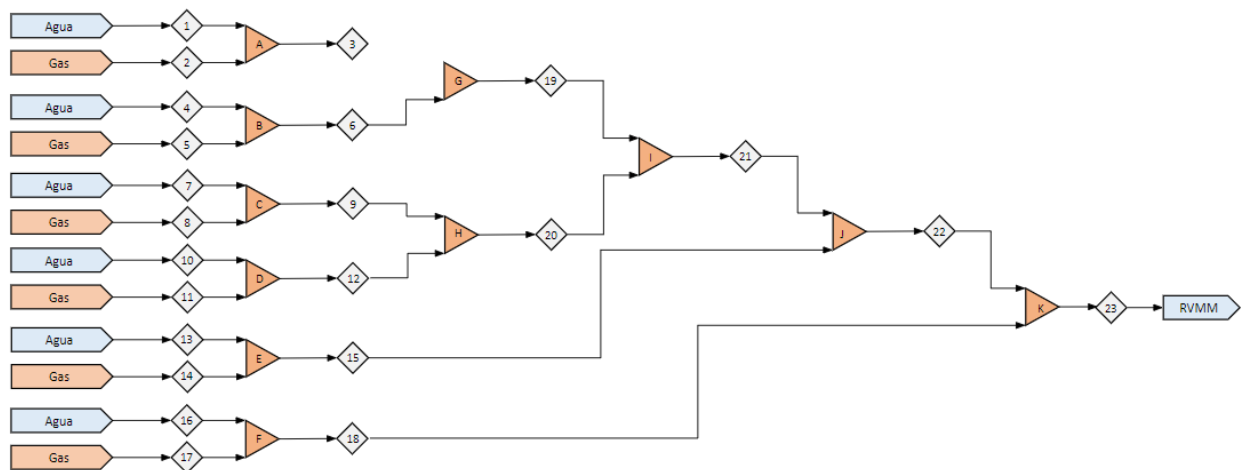


Figura 6 Salida de Operación Estación 5 (A).

La salida de operación de la estación A interfiere en el flujo de ingreso para G dado que, solo ingresarían los flujos provenientes de la estación 6. Es decir, se carece del flujo de 2.433 MMSCFD a presión de 550 psig y temperatura de 146 °F provenientes de estación 5.

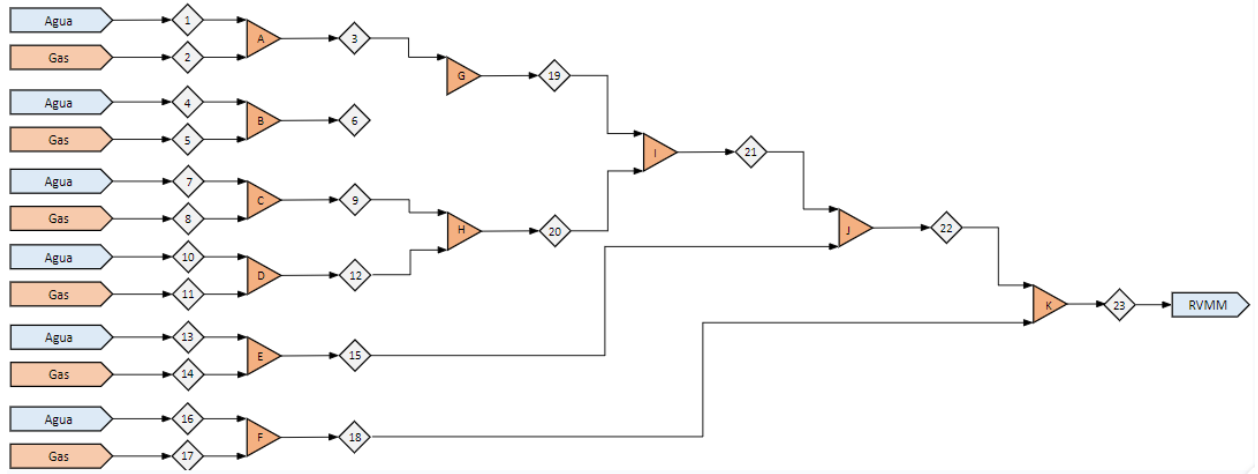


Figura 7 Salida de operación Estación 6 (B).

La salida de operación de la estación B interfiere en el flujo de ingreso para G dado que, solo ingresarían los flujos provenientes de Estación 5. Es decir, se carece del flujo de 1.106 MMSCFD a presión de 420 psig y temperatura de 113.2 °F provenientes de Estación 6.

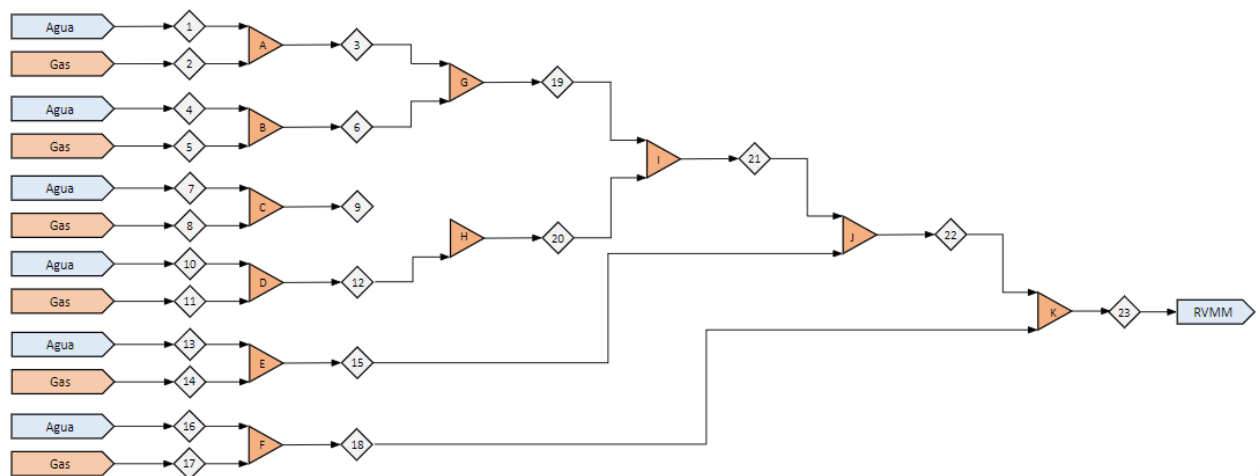


Figura 8 Salida de operación Estación 1 (C).

La salida de operación de la estación C interfiere en el flujo de ingreso para H dado que, solo ingresarían los flujos provenientes de Estación 4. Es decir, se carece del flujo de 1.7 MMSCFD a presión de 550 psig y temperatura de 99.9 °F provenientes de Estación 1.

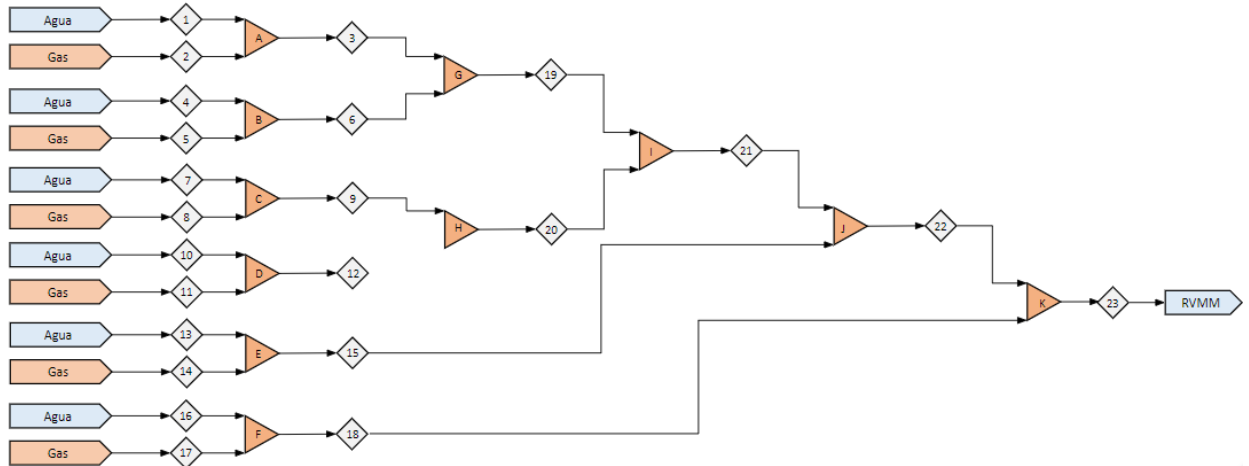


Figura 9 Salida de operación Estación 4 (D).

La salida de operación de la estación D interfiere en el flujo de ingreso para H dado que, solo ingresarían los flujos provenientes de Estación 1. Es decir, se carece del flujo de 6.45 MMSCFD a presión de 550 psig y temperatura de 109.9 °F provenientes de Estación 4.

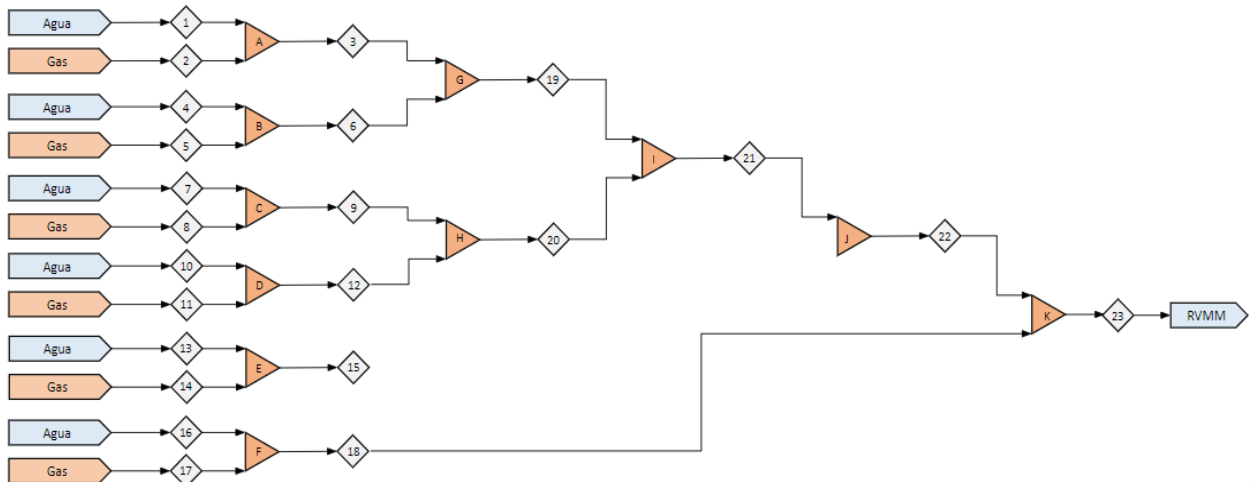


Figura 10 Salida de operación Estación 3 (E).

La salida de operación de la estación E interfiere en el flujo de ingreso para J dado que, solo ingresarían los flujos provenientes de Estación 5 - Estación 6- Estación 1 - Estación 4. Es decir, se carece del flujo de 5.64 MMSCFD a presión de 365 psig y temperatura de 109.3 °F provenientes de Estación 3.

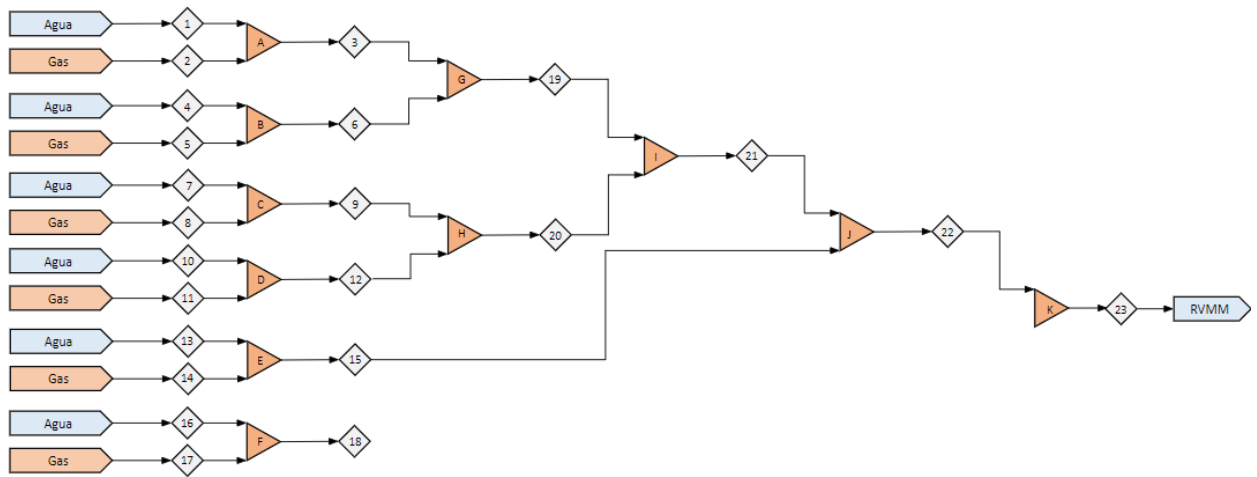


Figura 11 Salida de operación Estación 2 (F).

La salida de operación de la estación F interfiere en el flujo de ingreso para K dado que, solo ingresarían los flujos provenientes de Estación 5 - Estación 6- Estación 1 – Estación 4- Estación 3. Es decir, se carece del flujo de 2.78E-03 MMSCFD a presión de 380 psig y temperatura de 110 °F provenientes de Estación 2.

Para acercar los escenarios a la realidad de los campos, se generó la salida de producción de dos estaciones. Lo anterior teniendo presente que, una podría darse por situaciones de producción en el yacimiento, mientras otra puede ingresar a mantenimiento. A continuación, se relacionan 4 escenarios en donde 2 estaciones salen de la red.

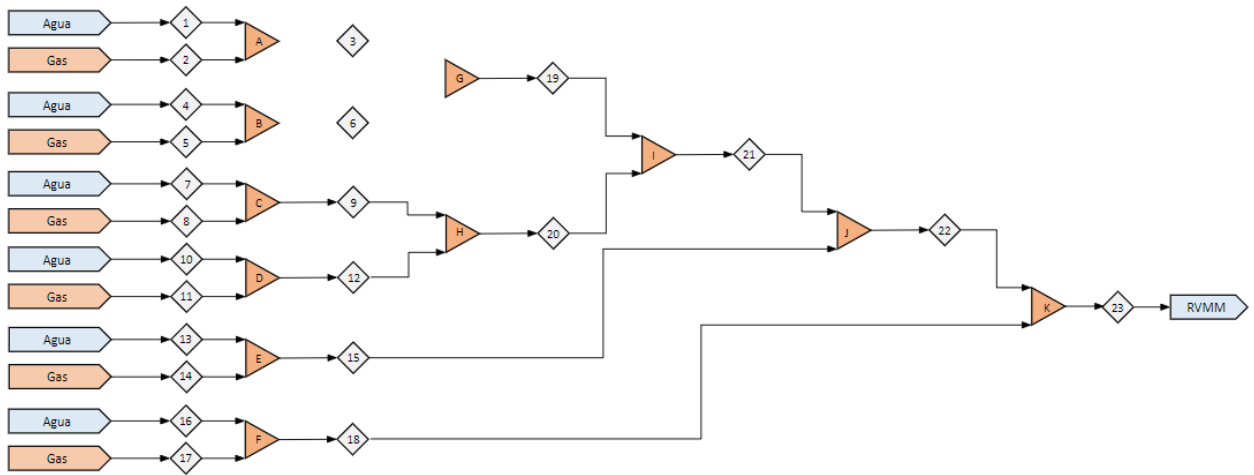


Figura 12 Salida de operación Estación 5 (A) y Estación 6 (B).

La salida de operación de la estación A y B interfiere en el flujo de ingreso para G , generando una salida de este punto. De igual forma, el flujo de ingreso a I se ve afectado dado que, solo ingresarían los flujos provenientes de Estación 1 – Estación 4. Es decir, se carece del flujo de 3.54 MMSCFD a presión de 417.5 psig y temperatura de 67.1 °F provenientes de Estación 5- Estación 6.

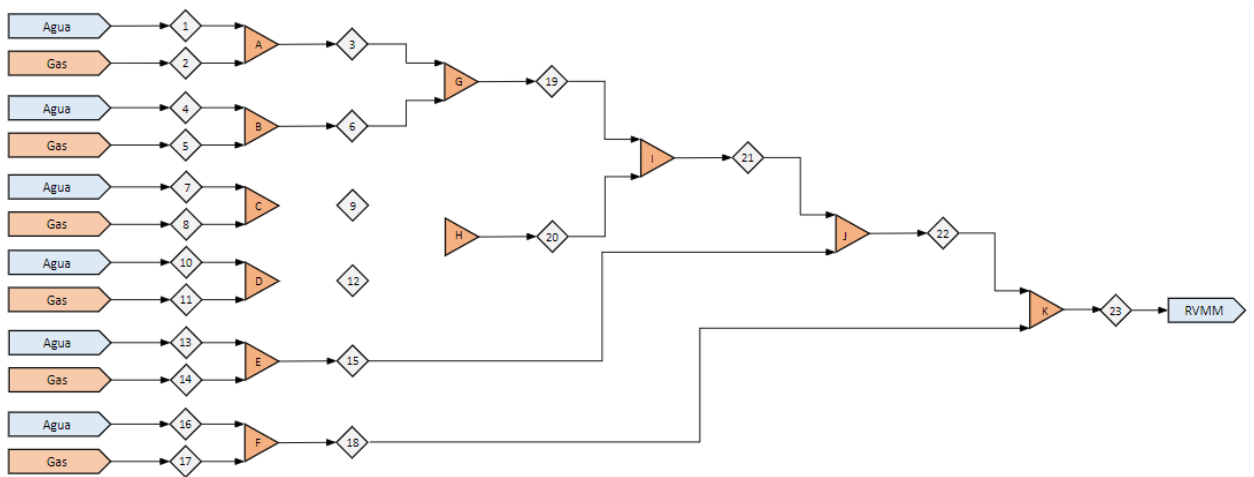


Figura 13 Salida de operación Estación 1 (C) y Estación 4 (D).

La salida de operación de la estación C y D interfiere en el flujo de ingreso para H , generando una salida de este punto. De igual forma, el flujo de ingreso a I se ve afectado dado

que, solo ingresarían los flujos provenientes de Estación 5 - Estación 6. Es decir, se carece del flujo de $1.61 \text{ E}+04 \text{ MMSCFD}$ a presión de 549.9 psig y temperatura de 101.7 °F provenientes de Estación 1 – Estación 4.

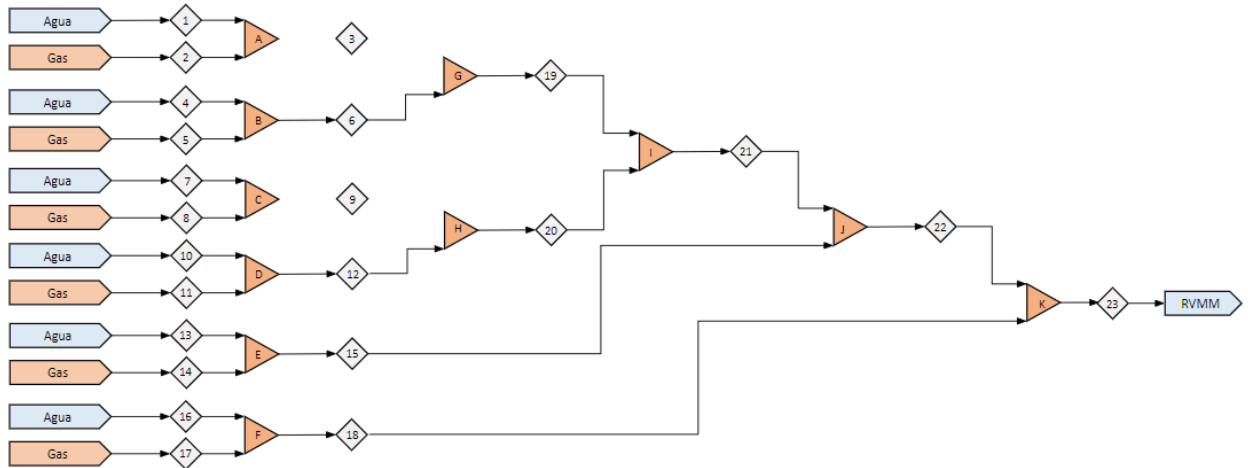


Figura 14 Salida de operación Estación 5 (A) y Estación 1 (C).

La salida de operación de la estación A y C interfiere en el flujo de ingreso para G y H. El flujo de ingreso a G se ve afectado dado que, solo ingresarían los flujos provenientes de Estación 6. Es decir, se carece del flujo de 2.433 MMSCFD a presión de 550 psig y temperatura de 146 °F provenientes de estación 5. Por otra parte, el flujo de ingreso para H se ve afectado dado que, se carece del flujo de 1.7 MMSCFD a presión de 550 psig y temperatura de 99.9 °F provenientes de Estación 1.

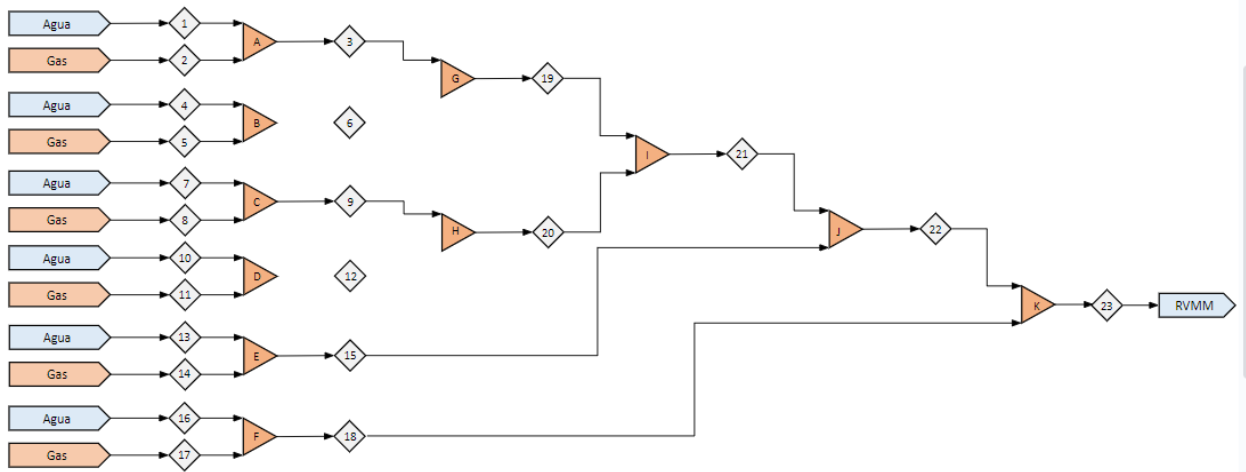


Figura 15 Salida de operación Estación 6 (B) y Estación 4 (D).

La salida de operación de la estación B y D interfiere en el flujo de ingreso para G y H. El flujo de ingreso a G se ve afectado dado que, se carece del flujo de 1.106 MMSCFD a presión de 420 psig y temperatura de 113.2 °F provenientes de Estación 6. Mientras, El flujo de ingreso a H carece del flujo de 6.45 MMSCFD a presión de 550 psig y temperatura de 109.9 °F provenientes de Estación 4.

El escenario 1 contempló 10 situaciones probables a darse en las estaciones de la refinería del VMM. Estas, indudablemente interfieren e impactan el flujo de gas de la red.

4.1.2 Escenario 2. Los campos presentan una baja en su producción del 10%, 30% o 50%.

Continuando con la probabilidad de darse una disminución en el proceso de producción, se contempló la reducción en un 10%, un 30% y un 50% para cada estación como se relacionó en la siguiente tabla.

A			Estación Estación 5		
Flujos		Salida			
Corrientes		3	Variación 10%	Variación 30%	Variación 50%
Descripción		Gas - H2O	estación	estación	estación
Parámetro	Unidad	Estación 5			
flujo	MMSCFD	2.433	2.1897	1.53279	0.766395
volumétrico					
B			Estación Estación 6		
Flujos		Salida			
Corrientes		6	Variación 10%	Variación 30%	Variación 50%
Descripción		Gas Estación 6 -	estación	estación	estación
Parámetro	Unidad	H2O			
flujo	MMSCFD	1.106	0.9954	0.69678	0.34839
volumétrico					
C			Estación Estación 1		
Flujos		Salida			
Corrientes		9	Variación 10%	Variación 30%	Variación 50%
Descripción		Gas Estación 1 -	estación	estación	estación
Parámetro	Unidad	H2O			
flujo	MMSCFD	1.7	1.53	1.071	0.5355
volumétrico					
D			Estación Estación 4		
Flujos		Salida			
Corrientes		12	Variación 10%	Variación 30%	Variación 50%
Descripción		Gas Estación 4 -	estación	estación	estación
Parámetro	Unidad	H2O			
flujo	MMSCFD	6.45	5.805	4.0635	2.03175
volumétrico					
E			Estación Estación 3		
Flujos		Salida			
Corrientes		15	Variación 10%	Variación 30%	Variación 50%
Descripción		Gas -H2O	estación	estación	estación
Parámetro	Unidad				
flujo	MMSCFD	5.637	5.0733	3.55131	1.775655
volumétrico					
F			Estación Estación 2		
Flujos		Salida	Variación 10%	Variación 30%	Variación 50%

Corrientes	18	estación	estación	estación
Descripción	Gas Estación 2 - H2O			
Parámetro	Unidad			
flujo volumétrico	MMSCFD	26.47	23.823	16.6761
				8.33805

Tabla 8 Variación de la producción en cada estación.

4.1.3 Escenario 3. Cambio en la presión de los campos.

Para el escenario final, se planteó una variación de la presión para todos los campos en un 30% por encima de lo actual. Estas variaciones se recopilaron e la siguiente tabla.

A	Flujos		Estación 5	
	Corrientes		Salida	
	Descripción		3	
Parámetro	Unidad		Gas - H2O Estación 5	Variación 30% estación
Presión	Psig		550	715
B	Flujos		Estación 6	
	Corrientes		Salida	
	Descripción		6	
Parámetro	Unidad		Gas Estación 6-H2O	Variación 30% estación
Presión	Psig		420	546
C	Flujos		Estación 1	
	Corrientes		Salida	
	Descripción		9	
Parámetro	Unidad		Gas Estación 1 - H2O	Variación 30% estación
Presión	Psig		550	715
D	Flujos		Estación 4	
	Corrientes		Salida	
	Descripción		12	
Parámetro	Unidad		Gas Estación 4 - H2O	Variación 30% estación
Presión	Psig		550	715
E	Flujos		Estación 3	
			Salida	Variación 30% estación

Corrientes		15	
Descripción		Gas Estación 3 -H2O	
Parámetro	Unidad		
Presión	Psig	380	494
F		Estación 2	
Flujos		Salida	
Corrientes		18	
Descripción		Gas Estación 2 - H2O	Variación 30% estación
Parámetro	Unidad		
Presión	Psig	380	494

Tabla 9 Variación del parámetro presión en cada una de las estaciones.

4.2. Modelado y simulación hidráulica del proceso de suministro

El modelado de los escenarios abordados en el apartado anterior se ejecutó en el software para la simulación de plantas petroquímicas y afines HYSYS V12.1. el cual, abordó los flujos de trabajo generando los resultados para planificación en la realidad.

Para la ejecución de la simulación hidráulica del fluido se utilizó el modelo termodinámico de Peng Robinson, gracias a la característica polar y a los multicomponentes del fluido que se está transportando con el Gas que producen los pozos. (Martinez, Camacho, & Bajo, 2003).

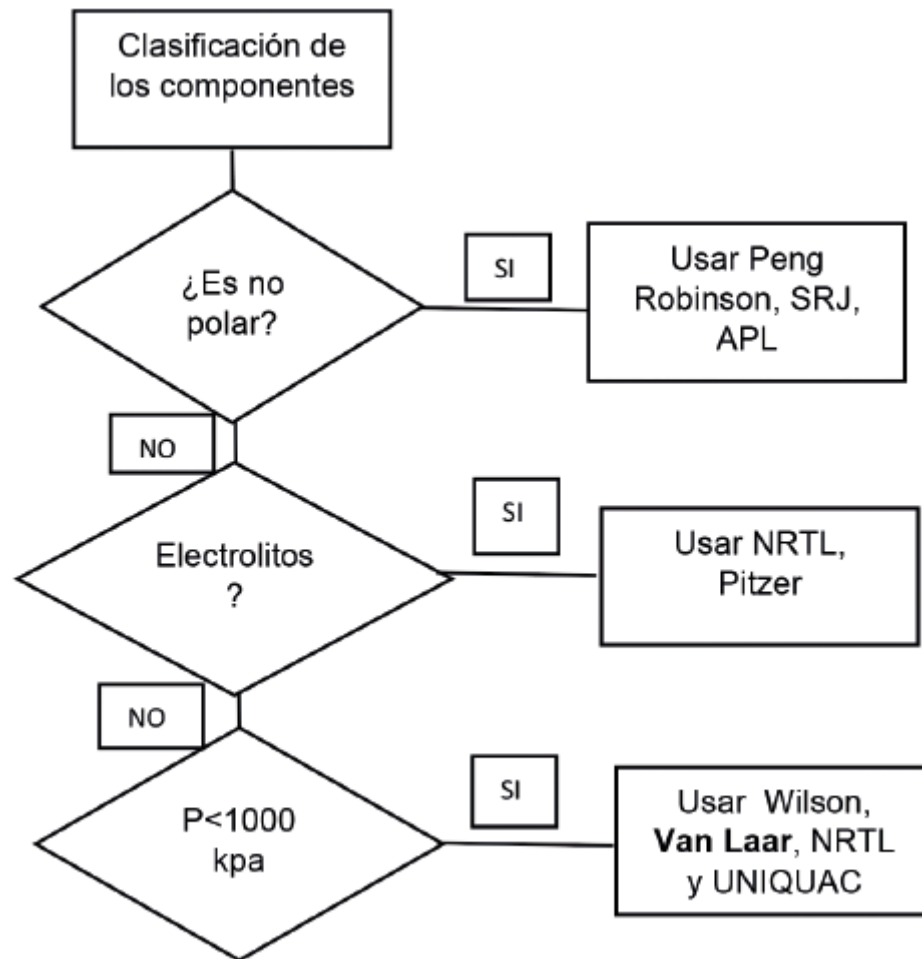


Figura 16. Diagrama de flujo para la selección de modelo para la determinación de coeficientes de actividad.

Nota: Tomado de Sandoval, Muñoz, & Martínez, 2020.

Peng & Robinson, 1975 afirman que:

la Ecuación de Peng-Robinson es un modelo semi-empírico que modifica el término de presión de atracción de la ecuación de Van der Waals con el fin de determinar con mayor precisión el valor de la densidad de la fase líquida y el valor de la presión de vapor de sustancias puras y mezclas multicomponentes (Marín & Pérez, 2011, p 3).

Marín & Pérez, 2011 afirman que:

El modelo propone que el término de interacciones intermoleculares es función de las propiedades críticas, del factor acéntrico y de la temperatura. El factor de ajuste del modelo inicialmente se estimó como el valor número necesario para que la ecuación propuesta pudiera calcular la presión de vapor y las condiciones de equilibrio de las sustancias reportadas en la literatura, utilizando el método iterativo de Newton con una tolerancia de 10^{-4} . Los valores calculados se graficaron respecto a raíz cúbica de la temperatura reducida y se aproximaron las curvas a una línea recta. (p. 3).

La ecuación de estado de Peng-Robinson se corresponde con la expresión de la siguiente ecuación:

$$P = \frac{RT}{v - b_{PR}} - \frac{a_{PR}(T)}{v(v + b_{PR}) + b_{PR}(v - b_{PR})}$$

Donde:

$$a_{iPR}(T) = 0.45724 \frac{R^2 T_{C_i}^2}{P_{C_i}} \alpha_i(T)$$

$$\alpha_{iPR}^{0.5}(T) = 1 + k_i(1 - T_{R_i}^{0.5})$$

$$k_i = 0.37464 + 1.54226 \omega_i - 0.26992\omega_i^2$$

$$b_{iPR} = 0.07780 \frac{RT_{C_i}}{P_{C_i}}$$

El coeficiente de fugacidad parcial del modelo viene definido por la ecuación:

$$\ln \frac{\bar{f}_i}{P X_i} = \frac{b_{iPR}}{b_{PR}} (Z - 1) - \ln(Z - B_{PR})$$

$$- \frac{A_{PR}}{2\sqrt{2} B_{PR}} \left(2 \frac{\sum x_j a_{jiPR}}{a_{PR}^{0.5}} - \frac{b_{iPR}}{b_{PR}} \right) \ln \left(\frac{Z + 2.414 B_{PR}}{Z - 0.414 B_{PR}} \right)$$

$$A_{PR} = \frac{a_{PR} P}{R^2 T^2}$$

$$B_{PR} = \frac{b_{PR} P}{RT}$$

Los parámetros de mezcla utilizados en la expresión de fugacidad parcial corresponden con las reglas de mezclado indicadas por las ecuaciones:

$$a_{PR} = \sum_i \sum_j x_i x_j a_{ijPR}$$

$$a_{ijPR} = (1 - \delta_{ij}) a_{iPR}^{0.5} a_{jPR}^{0.5}$$

$$b_{PR} = \sum_i x_i b_{iPR}$$

La correlación para flujo de tubería horizontal de Beggs y Brill, 1979 se utilizó para flujo a través de tubería horizontal, vertical y inclinada, ya que puede usarse para cualquier ángulo de flujo.

El régimen de flujo ha sido la variable más importante de estudio, debido a que ésta afecta directamente los valores de hold-up y caída de presión, en razón a que para el flujo

horizontal no se tiene el gradiente de elevación es posible que se piense que el colgamiento no sea necesario determinarlo, pero esto no es cierto, ya que es necesario para calcular las velocidades verdaderas para el cálculo de la aceleración. Además, que también está involucrado en la determinación del factor de volumen para algunas correlaciones.

El modelado del sistema se relaciona en las figuras 17 y 18 acorde con los escenarios planteados.

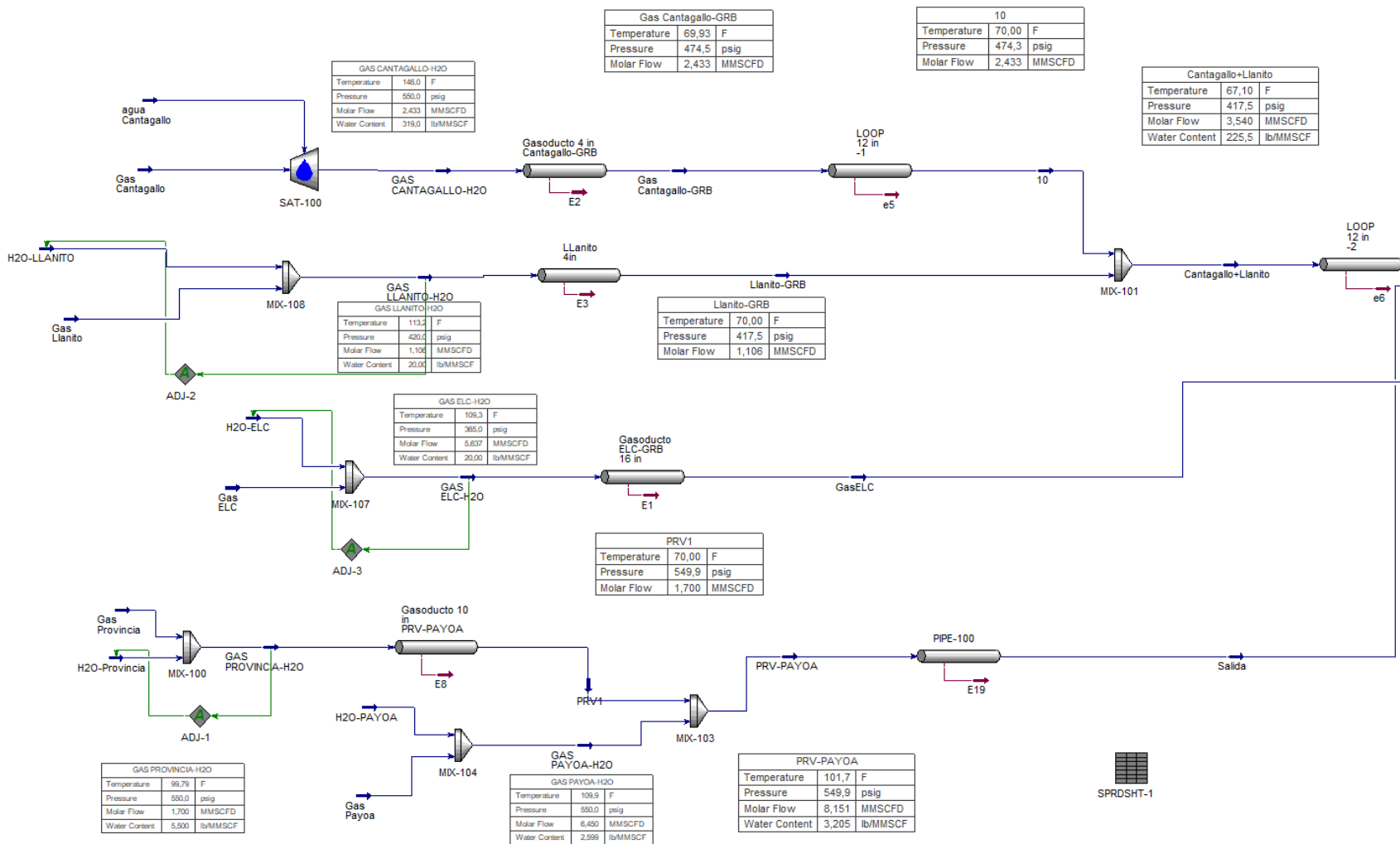


Figura 17 Simulación de escenarios primera parte.

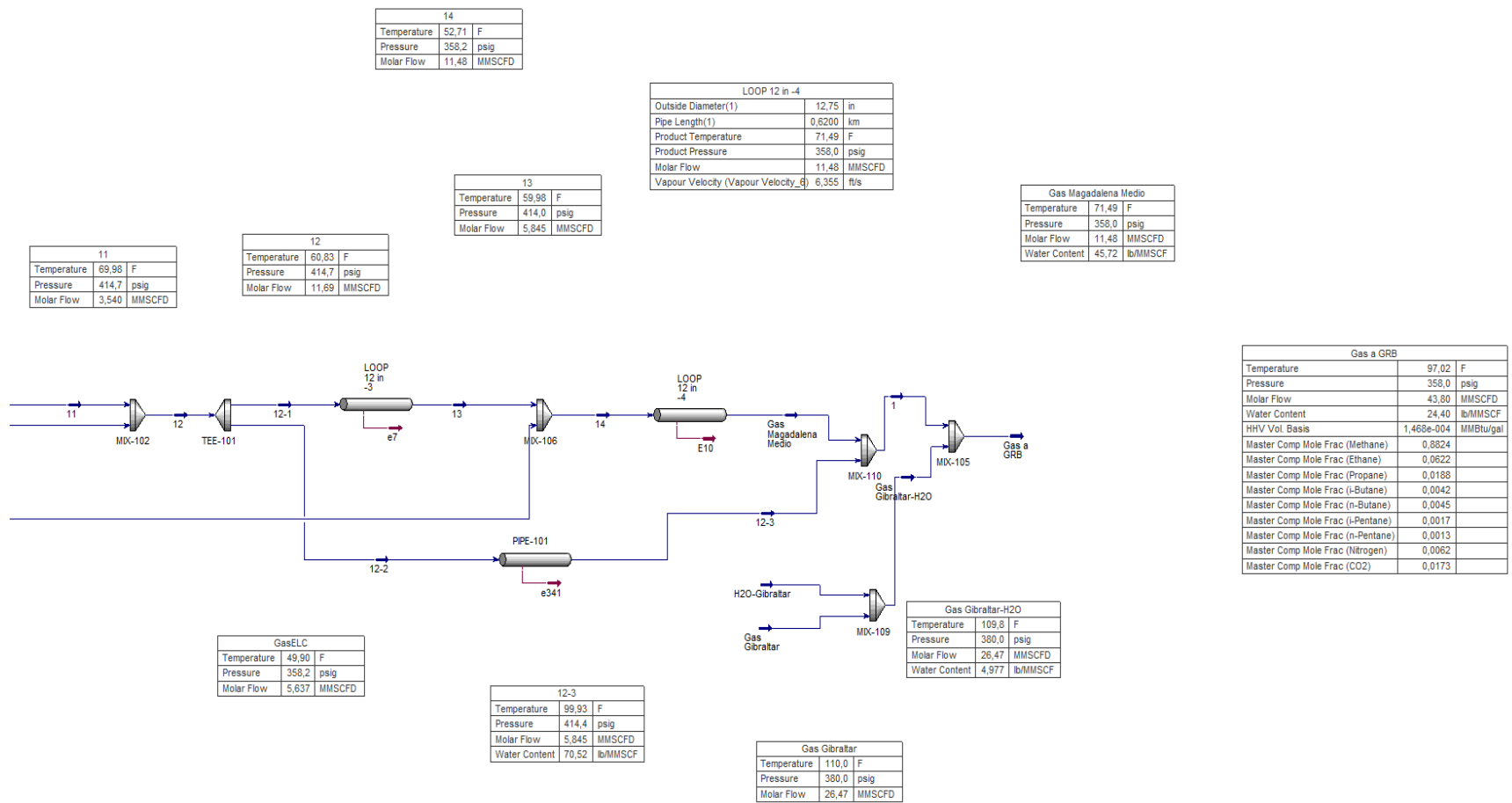


Figura 18 Simulación de escenarios segunda parte.

viscosidad	cP	1.33E-02										
Estación			Situación									
B	Estación 6											
Flujos		Entrada a la Red	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Corrientes		6										
Descripción		Gas Estación 6 - H2O										
Parámetro	Unidad											
Temperatura	F	113.2	Habilitada	Deshabilitada	Habilitada	Habilitada	Habilitada	Habilitada	Deshabilitada	Habilitada	Habilitada	Deshabilitada
Presión	Psig	420										
flujo volumétrico	MMSCFD	1.106										
Flujo masico	lb/h	2122										
densidad	lb/Ft3	1.312										
viscosidad	cP	1.25E-02										
Estación			Situación									
C	Estación 1											
Flujos		Entrada a la Red	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Corrientes		9										
Descripción		Gas Estación 1 - H2O										
Parámetro	Unidad											
Temperatura	F	99.79	Habilitada	Habilitada	Deshabilitada	Habilitada	Habilitada	Habilitada	Habilitada	Deshabilitada	Deshabilitada	Habilitada
Presión	Psig	550										
flujo volumétrico	MMSCFD	1.7										
Flujo masico	lb/h	3304										
densidad	lb/Ft3	1.809										
viscosidad	cP	1.26E-02										
Estación			Situación									
D	Estación 4											
Flujos		Entrada a la Red	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Corrientes		12										
Descripción		Gas Estación 4 - H2O										
Parámetro	Unidad											
Temperatura	F	109.9	Habilitada	Habilitada	Habilitada	Deshabilitada	Habilitada	Habilitada	Habilitada	Deshabilitada	Habilitada	Deshabilitada
Presión	Psig	550										
flujo volumétrico	MMSCFD	6.45										
Flujo masico	lb/h	1.28E+04										
densidad	lb/Ft3	1.817										
viscosidad	cP	1.27E-02										
Estación			Situación									
E	Estación 3											
Flujos		Entrada a la Red	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10

Corrientes		15	Habilitada	Habilitada	Habilitada	Habilitada	Deshabilitada	Habilitada	Habilitada	Habilitada	Habilitada	
Descripción		Gas Estación 3- H2O										
Parámetro	Unidad											
Temperatura	F	109.3										
Presión	Psig	365										
flujo volumétrico	MMSCFD	5.637										
Flujo masico	lb/h	1.28E+04										
densidad	lb/Ft3	1.381										
viscosidad	cP	1.25E-02										
Estación												Situación
F	Estación 2											
Flujos		Entrada a la Red	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Corrientes		18	Habilitada	Habilitada	Habilitada	Habilitada	Habilitada	Deshabilitada	Habilitada	Habilitada	Habilitada	Habilitada
Descripción		Gas Estación 2 - H2O										
Parámetro	Unidad											
Temperatura	F	109.8										
Presión	Psig	380										
flujo volumétrico	MMSCFD	26.47										
Flujo masico	lb/h	5.36E+04										
densidad	lb/Ft3	1.266										
viscosidad	cP	1.24E-02										

Tabla 10 Flujos de ingreso a la red de gasoductos y su situación acorde al escenario.

Nota: La tabla anterior relacionó por cada escenario las estaciones que ingresan y no ingresan flujo acorde a las posibles situaciones planteadas, con los respectivos valores de ingreso al sistema.

Con la claridad de los parámetros de ingreso acorde a cada situación, se ejecutó la simulación. Esta arrojó los parámetros de salida como se relacionan en la siguiente tabla para el escenario 1.

Entrada a la Red	Situación 1			Situación 2		
	Flujo	Valores	Salida de la Red Parámetro / Unidad	Flujo	Valores	Salida de la Red Parámetro / Unidad
Estación 5	No	98.27	Temperatura / F	Sí	96.78	Temperatura / F

Estación 6	Sí			No			
Estación 1	Sí		Presión / Psig	Sí		Presión / Psig	
Estación 4	Sí	358.1		Sí	358		
Estación 3	Sí	41.37	flujo volumétrico / MMSCFD	Sí	42.69	flujo volumétrico / MMSCFD	
Estación 2	Sí	7,077	Contenido H2O / lb/MMSCF	Sí	24.5	Contenido H2O / lb/MMSCF	
Situación 3				Situación 4			
Entrada a la Red				Salida de la Red			
	Flujo	Valores	Parámetro / Unidad	Flujo	Valores	Parámetro / Unidad	
Estación 5	Sí		Temperatura / F	Sí		Temperatura / F	
Estación 6	Sí	97.73		Sí	99.98		
Estación 1	No		Presión / Psig	Sí		Presión / Psig	
Estación 4	Sí	358		No	358.1		
Estación 3	Sí	42.1	flujo volumétrico / MMSCFD	Sí	37.35	flujo volumétrico / MMSCFD	
Estación 2	Sí	25.17	Contenido H2O / lb/MMSCF	Sí	28.17	Contenido H2O / lb/MMSCF	
Situación 5				Situación 6			
Entrada a la Red				Salida de la Red			
	Flujo	Valores	Parámetro / Unidad	Flujo	Valores	Parámetro / Unidad	
Estación 5	Sí		Temperatura / F	Sí		Temperatura / F	
Estación 6	Sí	104,0		Sí	79.68		
Estación 1	Sí		Presión / Psig	Sí		Presión / Psig	
Estación 4	Sí	380		Sí	358		
Estación 3	No	38.16	flujo volumétrico / MMSCFD	Sí	17.33	flujo volumétrico / MMSCFD	
Estación 2	Sí	25.05	Contenido H2O / lb/MMSCF	No	54.09	Contenido H2O / lb/MMSCF	
Situación 7				Situación 8			
Entrada a la Red				Salida de la Red			
	Flujo	Valores	Parámetro / Unidad	Flujo	Valores	Parámetro / Unidad	
Estación 5	No		Temperatura / F	Sí		Temperatura / F	
Estación 6	No	97.6		Sí	100.8		
Estación 1	Sí		Presión / Psig	No		Presión / Psig	
Estación 4	Sí	358.1		No	358.1		
Estación 3	Sí	40.26	flujo volumétrico / MMSCFD	Sí	35.65	flujo volumétrico / MMSCFD	
Estación 2	Sí	6.721	Contenido H2O / lb/MMSCF	Sí	29.25	Contenido H2O / lb/MMSCF	
Situación 9				Situación 10			
Entrada a la Red				Salida de la Red			
	Flujo	Valores	Parámetro / Unidad	Flujo	Valores	Parámetro / Unidad	
Estación 5	No		Temperatura / F	Sí		Temperatura / F	
Estación 6	Sí	99.08		No	100.2		

Estación 1	No		Presión / Psig	Sí		Presión / Psig
Estación 4	Sí	358.1		No	358.1	
Estación 3	Sí	39.67	flujo volumétrico / MMSCFD	Sí	36.24	flujo volumétrico / MMSCFD
Estación 2	Sí	7.144	Contenido H2O / lb/MMSCF	Sí	28.42	Contenido H2O / lb/MMSCF

Tabla 11 Parámetros de salida a la RVMM Escenario1.

Analizando los resultados de los escenarios se carece de cumplimiento en parámetros normativos sobre el contenido de agua dado que, la normativa indica libre de líquidos. Frente a la temperatura se cumplen los parámetros de mínimos y máximos de 44,96 °F y 120.2 °F. Adicionalmente, se cumplen los aspectos de presión exigidos por la ley.

4.3.2 Evaluación termodinámica escenario 2.

Al establecerse una posible disminución de la producción en los campos, se simuló el escenario 2 con disminuciones del 10% el 30% y el 50% en la producción. Los resultados arrojados se relacionan en la siguiente tabla.

A		Estación 5			
Flujos	Salida				
Corrientes	3				
Descripción	Gas - H2O	Variación 10%	Variación 30%	Variación 50%	
Parámetro	Estación 5	estación	estación	estación	
Unidad					
flujo					
volumétrico	MMSCFD				
	2.433	2.1897	1.7031	1.2165	
B		Estación 6			
Flujos	Salida				
Corrientes	6				
Descripción	Gas Estación 6-	Variación 10%	Variación 30%	Variación 50%	
Parámetro	H2O	estación	estación	estación	
Unidad					
flujo					
volumétrico	MMSCFD				
	1.106	0.9954	0.7742	0.553	
C		Estación 1			
Flujos	Salida				
Corrientes	9				
Descripción	Gas Estación 1 -	Variación 10%	Variación 30%	Variación 50%	
Parámetro		estación	estación	estación	
Unidad					
flujo					
volumétrico	MMSCFD				

Parámetro	Unidad	H2O				
flujo						
volumétrico	MMSCFD	1.7	1.53	1.19	0.85	
D		Estación 4				
Flujos		Salida				
Corrientes		12				
Descripción		Gas Estación 4 -	Variación 10%	Variación 30%	Variación 50%	
Parámetro	Unidad	H2O	estación	estación	estación	
flujo						
volumétrico	MMSCFD	6.45	5.805	4.515	3.225	
E		Estación 3				
Flujos		Salida				
Corrientes		15				
Descripción		Gas Estación 3 -	Variación 10%	Variación 30%	Variación 50%	
Parámetro	Unidad	H2O	estación	estación	estación	
flujo						
volumétrico	MMSCFD	5.637	5.0733	3.9459	2.8185	
F		Estación 2				
Flujos		Salida				
Corrientes		18				
Descripción		Gas Estación 2 -	Variación 10%	Variación 30%	Variación 50%	
Parámetro	Unidad	H2O	estación	estación	estación	
flujo						
volumétrico	MMSCFD	26.47	23.823	18.529	13.235	

Tabla 12 Variaciones en los flujos de ingreso a la red de gasoductos.

Con estos valores se realizó la simulación en el software, obteniendo los resultados que se relacionan en la siguiente tabla.

Entrada a la Red	Situación		Situación		Situación	
	1 variación del 10%		2 variación del 30%		3 variación del 50%	
	Salida de la Red		Salida de la Red		Salida de la Red	
	Valores	Parámetro / Unidad	Valores	Parámetro / Unidad	Valores	Parámetro / Unidad
Estación 5	97.44	Temperatura / F	98.44	Temperatura / F	99.77	Temperatura / F
Estación 6						
Estación 1	358.2	Presión / Psig	358.4	Presión / Psig	358.7	Presión / Psig
Estación 4						
Estación 3	39.42	flujo volumétrico / MMSCFD	30.72	flujo volumétrico / MMSCFD	22.24	flujo volumétrico / MMSCFD
Estación 2	24.78	Contenido H2O	25.84	Contenido H2O	27.33	Contenido H2O

Tabla 13 *Parámetros de salida escenario 2*

Evaluando los aspectos de salida se evidenció un incumplimiento en los parámetros normativos sobre contenido de agua. Frente a los parámetros de temperatura, presión y flujo existe un cumplimiento normativo.

4.3.4 Evaluación termodinámica escenario 3.

Para el escenario final, se contempló una variación de la presión en un 30% por encima de los valores actuales. Los parámetros de ingreso para este escenario se relacionan a continuación por cada campo.

A		Estación 5	
Flujos		Salida	
Corrientes		3	
Descripción			
Parámetro	Unidad	Gas - H2O Estación 5	Variación 30% estación
Presión	Psig	550	715
B		Estación 6	
Flujos		Salida	
Corrientes		6	
Descripción			
Parámetro	Unidad	Gas Estación 6-H2O	Variación 30% estación
Presión	Psig	420	546
C		Estación 1	
Flujos		Salida	
Corrientes		9	
Descripción			
Parámetro	Unidad	Gas Estación 1 - H2O	Variación 30% estación
Presión	Psig	550	715
D		Estación 4	
Flujos		Salida	
Corrientes		12	
Descripción			
Parámetro	Unidad	Gas Estación 4 - H2O	Variación 30% estación
Presión	Psig	550	715
E		Estación 3	

Flujos		Salida	
Corrientes		15	
Descripción			
Parámetro	Unidad	Gas Estación 3-H2O	Variación 30% estación
Presión	Psig	380	494
F		Estación 2	
Flujos		Salida	
Corrientes		18	
Descripción			
Parámetro	Unidad	Gas Estación 2 - H2O	Variación 30% estación
Presión	Psig	380	494

Tabla 14 Variaciones en los flujos de ingreso en el parámetro presión, a la red de gasoductos.

Con estos valores se realizó la simulación obteniendo los resultados que se relacionan en la siguiente tabla.

Situación	Entrada a la Red	Sobre presión al 30%	Salida de la Red	
			Valores	Parámetro / Unidad
1	Estación 5	715 Psig	97.07	Temperatura / F
			358	Presión / Psig
			43.8	flujo volumétrico / MMSCFD
			20.89	Contenido H2O
2	Estación 6	546 Psig	97.02	Temperatura / F
			358	Presión / Psig
			43.8	flujo volumétrico / MMSCFD
			24.40	Contenido H2O
3	Estación 1	715 Psig	97.02	Temperatura / F
			358	Presión / Psig
			43.8	flujo volumétrico / MMSCFD
			24.40	Contenido H2O
4	Estación 4	715 Psig	97.02	Temperatura / F
			358	Presión / Psig
			43.8	flujo volumétrico / MMSCFD
			24.40	Contenido H2O
5	Estación 3	474.5 Psig	97.72	Temperatura / F
			372.8	Presión / Psig
			43.8	flujo volumétrico / MMSCFD

			24.40	Contenido H2O
			92.92	Temperatura / F
			358	Presión / Psig
6	Estación 2	494 Psig	43.8	flujo volumétrico / MMSCFD
			24.40	Contenido H2O

Tabla 15 *Parámetros de salida escenario 3.*

Revisando los parámetros de salida del escenario 3 se evidenció un cumplimiento parcial de la normativa al presentar presencia de líquidos. Sin embargo, los parámetros de temperatura, presión y flujo cumplen los aspectos normativos.

5. MINIMIZACIÓN DEL IMPACTO DE LA VARIACIÓN DE LA CALIDAD DE GAS.

Posterior al análisis de los escenarios planteados con sus respectivas situaciones, se procedió a proponer un plan que permita el cumplimiento de los parámetros legales sobre calidad del gas. Se consideró principalmente los aspectos enunciados en el Reglamento Único para el Transporte de Gas Natural-RUT y la Comisión de Regulación de Energía y Gas-CREG.

5.1. Análisis de vulnerabilidades y riesgos

Las situaciones de riesgo pueden darse tanto en el proceso, el transporte, el almacenamiento o la carga y descarga del gas natural. Cuando se abordaron los aspectos de riesgos asociados al transporte de gas natural, estos se relacionaron a: daño/fallo mecánico, corrosión, pérdida de apoyo por parte de la infraestructura, fatiga, fallo instrumental, fallo humano, alteración en las condiciones del proceso y daños por el medio o terceros como fueron abordados en apartados anteriores. Sin embargo, cuando se trabajó con aspectos propios del flujo que transporta la tubería, las variaciones en la presión y temperatura pueden afectar tanto la integridad del material como las estaciones de presión y medición, sin dejar de lado posibles fallas humanas, del servicio, eventos externos y alteraciones de los parámetros del sistema. Por lo anterior, como se abordó en los parámetros de diseño, las tuberías cuentan con materiales, espesor y recubrimientos particulares al producto que transportan. Adicionalmente, en estos procesos se deben desarrollar análisis de vulnerabilidad que permitan la determinación de los daños potenciales causados por la variación de la calidad del gas en el sistema. Esta variación es un hecho dados los pronósticos de producción asociados a los perfiles de cada yacimiento,

teniendo en cuenta la tendencia a la baja en la producción de gas y petróleo, y la tendencia al alza del contenido de agua, derivada de las nuevas tecnologías de extracción.

Dentro de las posibles consecuencias por una sobre presurización del gasoducto se encontraron: Fugas de gas, nube de vapor/gas, explosión, proyección de partículas, movimientos por onda de sobrepresión, deforestación, incendios/llamaradas, formación de cráteres, radiación térmica, dispersión de gases en la atmosfera, riesgo social, entre otros. Al establecer las secuelas por la afectación en los componentes del gas se evidenció un posible daño y deterioro de la tubería asociada al proceso de la red de distribución por formación de hidratos, baja eficiencia de las tuberías y disminución del poder calorífico (Canchón & Hernandez, 2021).

A continuación, se relaciona los parámetros utilizados para establecer la identificación y calificación del evento amenazante.

Probabilidad	Descripción	Color
Posible	Evento que no ha sucedido, pero bajo condiciones del sistema se puede desencadenar	Verde
Probable	Evento que ya ha ocurrido	Amarillo
Inminente	Evento que tiene predisposición a ocurrir, es detectable.	Rojo

Tabla 16 Identificación y clasificación de eventos amenazantes

Partiendo de la clasificación anterior se desarrolló el análisis de vulnerabilidad y clasificación de riesgo como se relaciona en la siguiente tabla, teniendo en cuenta la clasificación de vulnerabilidad baja cuando existen acciones que mitigan en alto grado el riesgo,

vulnerabilidad media cuando a pesar de existir acciones el riesgo es inminente, y vulnerabilidad alta cuando se carecen de acciones a un evento inminente.

Amenaza	Descripción	Calificación del riesgo	Vulnerabilidad del Sistema y proceso	Clasificación de la vulnerabilidad
daño/fallo mecánico	Golpes o alteraciones en la estructura	Amarillo	Se cuenta con programa de inspecciones y se desarrollan procesos de integridad para el sistema	Baja
corrosión	Cambios en la estructura de la tubería	Amarillo		Baja
perdida de apoyo por parte de la infraestructura	Modificación de la estructura de la tubería a nivel de alineación	Amarillo		Baja
fatiga	Modificación de la estructura de la tubería a nivel de alineación	Amarillo		Baja
fallo instrumental	Instrumentos de medición con registros inadecuados o con cumplimiento de	Amarillo		Baja

	vida útil			
fallo humano	Análisis inadecuado de las situaciones con acciones que pueden agravar la situación inicial	Amarillo	Procesos de capacitación continua y medición del proceso	Baja
alteración en las condiciones del proceso	Cambios en las condiciones del medio, del flujo transportado o yacimiento.	Rojo		Media
daños por el medio o terceros	Afectación del medio sobre la estructura el proceso o el sistema.	Amarillo	Inspección continua de seguridad e inspecciones planeadas con actividades de mantenimiento	Media

Tabla 17 Análisis de vulnerabilidad y riesgo.

Del análisis anterior se logró evidenciar una vulnerabilidad media frente a la amenaza de alteración en las condiciones del proceso. Lo anterior para el caso puntual de esta investigación evidenciado en los parámetros de líquidos presentes en el fluido del gasoducto.

5.2. Diseño de planes de contingencia para asegurar el suministro de gas

Los planes de contingencia generalmente se trabajan sobre los aspectos de evaluación, planificación, pruebas de viabilidad y ejecución. Es decir, se evalúa la situación inicial para determinar los aspectos relevantes, se planifica la solución acorde a la situación, se establece la viabilidad de la solución y finalmente se ejecuta. Lo anterior tiene en cuenta los aspectos medioambientales de la zona aledaña al gasoducto, la determinación de zonas de riesgo natural, análisis de probabilidad de ocurrencia, consecuencias de la situación, acciones preventivas y acciones de respuesta.

En el apartado anterior se evidenció, que la vulnerabilidad con mayor impacto es la alteración en las condiciones del proceso dada la alta probabilidad de ocurrencia. Lo anterior, gracias a la disminución de producción de los campos y la necesidad de abastecimiento desde otras zonas. Al analizar en detalle la amenaza, esta se da como consecuencia de una extracción de gas natural que viene desde el yacimiento saturado con agua de la formación geológica, por lo cual, se debe remover el vapor de agua que se encuentra asociado al gas natural crudo para poder suministrar el gas en las condiciones óptimas. Lo anterior, permite llevar a especificación el producto final. Al contar con un flujo en el cual se encuentren líquidos como agua, aumenta la probabilidad de formación de hidratos obstruyendo la red de gasoductos. Adicionalmente, la condensación de vapor de agua puede desencadenar el proceso de corrosión y erosión en las tuberías, disminuyendo la eficiencia de las tuberías y la acumulación de líquidos que, a su vez, pueden generar obstrucciones. Cuando se abordó en el análisis el vapor de agua se evidenció que este aumenta el volumen del gas y disminuye el poder calorífico afectando la calidad del producto y los parámetros de transporte. Lo anterior conlleva a una revisión y ajuste más exhaustivo en las estaciones de presión y medición que propician situaciones consecuentes como

el error humano, fallas del servicio, afectación en la integridad del gasoducto entre otras, sumadas al cambio que se da en las condiciones del proceso. En coherencia con lo mencionado anteriormente se proponen las siguientes acciones de contingencia:

- ✓ Estandarización de los parámetros del gas natural para su correcto transporte (ampliación en el apartado siguiente).
- ✓ Fortalecimiento de relaciones con la comunidad para el reporte de situaciones asociadas al gasoducto.
- ✓ Capacitación de la comunidad para el accionar frente a situaciones asociadas al gasoducto.
- ✓ Capacitación al personal encargado del gasoducto para la atención de alteraciones en el sistema / proceso.
- ✓ Reporte de alteraciones en el proceso que puedan provocar alteración de la infraestructura del gasoducto.
- ✓ Análisis geológicos a lo largo de la infraestructura que permitan conocer posibles cambios del medio que afecten el proceso.
- ✓ Actualización de la información operativa, ambiental y cartográfica que permita un análisis de riesgo en tiempo real.
- ✓ Proceso de comunicación detallado y socializado.

5.3. Identificación de acciones de mejora para optimizar el desempeño del proceso

Focalizando al lector en las acciones de contingencia asociadas al objeto de esta investigación, se analizó la estandarización del producto a las condiciones de transporte adecuadas. Por lo anterior, es pertinente deshidratar el gas que ingresa a la refinería del VMM,

para ello se propuso como desecante, el Trietilenglicol (TEG), dado que favorece la disminución de agua con la que se transporta la corriente de gas. Lo anterior, permitió el cumplimiento del reglamento de transporte de gas natural con sus condiciones para evitar el daño y deterioro de la tubería. La propuesta consideró los parámetros de ingreso de los campos, pero interviniendo el flujo de ingreso a la RVMM con el proceso de deshidratación como se relacionó en la siguiente figura.

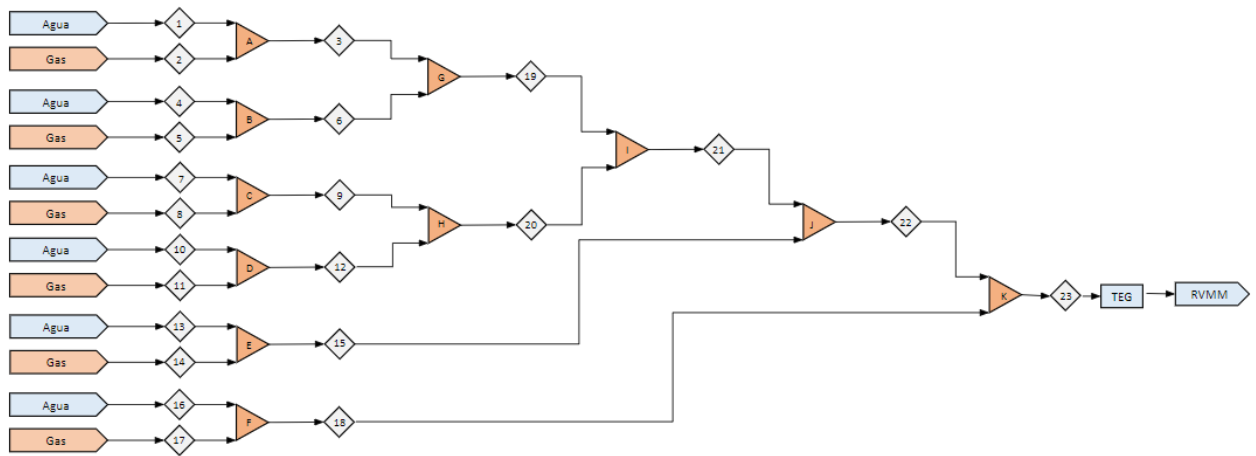


Figura 20 Propuesta planta deshidratadora / regeneradora de TEG.

La siguiente figura relaciona la simulación que se desarrolló con la propuesta.

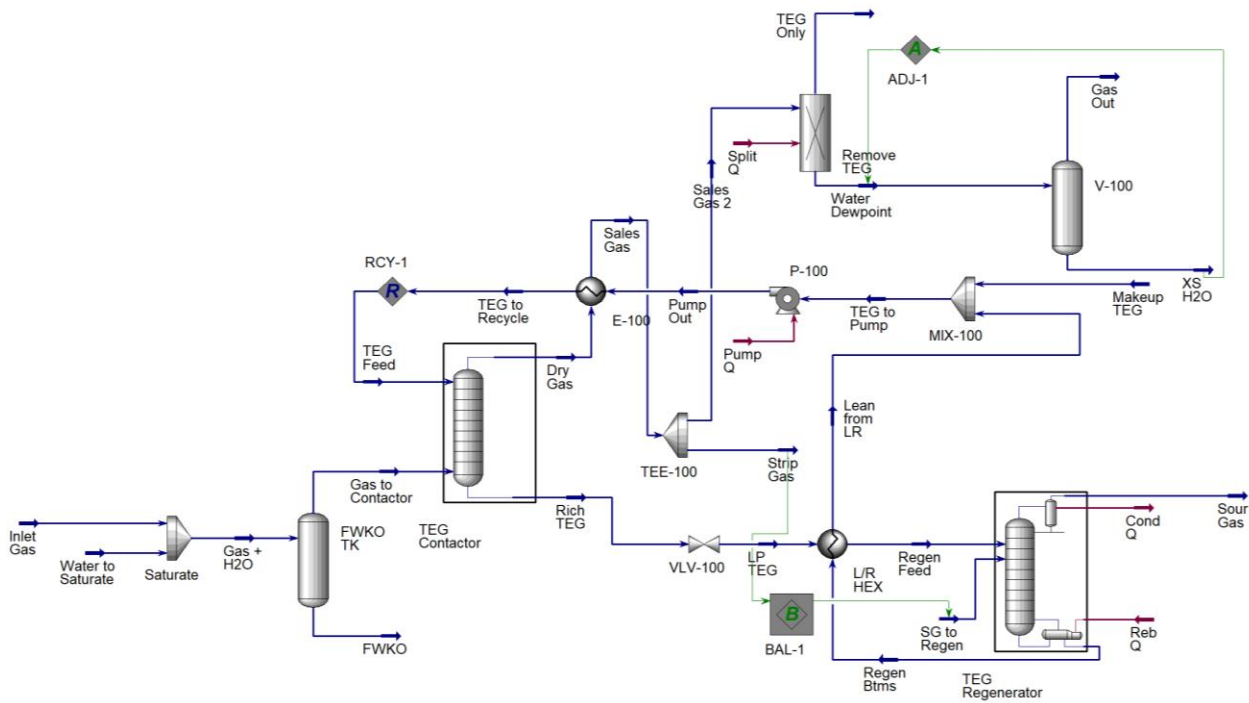


Figura 21 Simulación acción de normalización del producto para ingreso al sistema.

Al correr la simulación, se analizaron los parámetros de salida del sistema encontrando una reducción en la presencia de líquidos como se relaciona en la siguiente tabla.

Component	Mole Fractions
Nitrogen	0,0062
H2S	0,0000
CO2	0,0173
Methane	0,8827
Ethane	0,0622
Propane	0,0188
i-Butane	0,0042
n-Butane	0,0045

i-Pentane	0,0017
n-Pentane	0,0013
H2O	0,0003
TEGlycol	0,0000
n-Heptane	0,0000
n-Octane	0,0000
n-Nonane	0,0000
n-Decane	0,0000
n-C11	0,0000
Oxygen	0,0000
Hydrogen	0,0000
CO	0,0000
C6+*	0,0009

Figura 22 Parámetros de salida del sistema.

Estos parámetros ingresan dentro de la normativa legal vigente asociada al transporte de gas. Lo anterior, permite asegurar el flujo adecuado de gas al interior del sistema, reduciendo la amenaza de un cambio en las condiciones del proceso y sus consecuencias.

CONCLUSIONES

- La red de transporte y distribución de gas que comprende los campos objeto de estudio en esta investigación cuenta con elementos de diseño, instalación, operación, mantenimiento, materiales y pruebas acorde a este proceso. Se evidenció información asociada al cumplimiento y ejecución de actividades en estas tuberías bajo los parámetros comprendidos en las normas API 570, API 5L y ASME B31.8 principalmente, lo cual, demostró el deterioro de elementos propio de las condiciones climatológicas, geográficas, topográficas y del suelo que afectan la vida remanente de la red que se estiman en 10 años más de servicio. Lo anterior, sin afectar a la fecha de esta investigación las condiciones óptimas para el proceso de transporte y distribución de gas gracias a la integridad de la red.
- Derivado del análisis para los tres escenarios se evidenció un cumplimiento parcial sobre la normativa para el transporte, debido a que el contenido de agua en el gas no se cumple para las estaciones 5 y 6.
- Se definieron tres escenarios para el desarrollo de las simulaciones. En cada escenario se trabajaron hasta diez situaciones probables teniendo presente la proyección de producción para el VMM, con tendencia a la baja para los próximos años. Esta situación puede generar un posible desabastecimiento y una salida de operación de una o dos estaciones.

- De igual forma, los procesos de mantenimiento que se ejecutan en las estaciones suspenden la operación de al menos una estación en el sistema. Al darse la situación de suspensión, salida de operación o desabastecimiento en una o más estaciones de la Refinería VMM la interconexión de redes de gasoducto permitiría una posible solución con suministros desde la zona caribe y zona centro del país. Se desarrolló el análisis de calidad del gas con los tres posibles escenarios afectados en presión, producción y parámetros del flujo, obteniendo un cumplimiento parcial debido a que el parámetro de contenido de agua no se cumple de acuerdo con la normativa legal vigente para el transporte de gas natural (RUT).
- Posterior al análisis de la red de gasoductos actual y los posibles escenarios situacionales frente a la producción de gas, se abordó el proceso de contingencia, con acciones preventivas y de respuesta. Adicionalmente, se desarrolló la simulación del proceso de normalización del gas natural por deshidratación utilizando como desecante el Trietilenglicol. Los resultados del proceso arrojaron parámetros dentro de la normativa legal vigente para el transporte de gas natural por medio de gasoductos, menor de 6 lb H₂O/ MMSCF. Esto permite el uso óptimo de la infraestructura reduciendo la amenaza de alteración en las condiciones del proceso.

RECOMENDACIONES

El proceso de transporte de gas mediante tuberías debe evaluarse de forma constante conservando la información tanto del proceso como del medio en el cual se encuentra instalada la red. Adicionalmente, complementar los aspectos del terreno con sistemas de información georreferencial que permita atender las variables que puedan afectar la integridad de la infraestructura.

Se recomienda continuar con el estudio del proceso de deshidratación del gas con el fin de asegurar la calidad del suministro a la Refinería VMM. Lo anterior, sin dejar de lado los aspectos legales propios del proceso y las sugerencias del plan de contingencia.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- Balcazar, L. (2022). *Metodología de seguimiento de las amenazas presentes en un gasoducto de acero al carbono*. Tunja: Universidad pedagógica y tecnológica de Colombia. Obtenido de https://repositorio.uptc.edu.co/bitstream/handle/001/8949/Amenazas_presentes_gasoducto%20.pdf?sequence=1&isAllowed=y
- Bonilla Acosta, D., & Prieto Pregonero, J. (2013). *Estudio de prefactibilidad para la distribución de gas natural domiciliario por redes, el área urbana inspección de canaguaro municipio de granada departamento del meta*. Villavicencio: Universidad Cooperativa de Colombia.
- Calderón , M., & Garay, A. (2020). *Inventario de ciclo de vida de la red de gas natural Colombiana hacia tres centros de consumo del país*. Bucaramanga: Universidad Autonoma de Bucaramanga. Obtenido de https://repository.unab.edu.co/bitstream/handle/20.500.12749/12007/2020_Tesis_Mayra_Calderon.pdf?sequence=1&isAllowed=y
- Canchón, C., & Hernandez, P. (2021). *Guía metodológica para el análisis de riesgo de las actividades de exploración y explotación del sector hidrocarburos*. Universidad de Cundinamarca. Obtenido de <https://repositorio.ucundinamarca.edu.co/handle/20.500.12558/3424>
- Castellanos Díaz, C. (2010). *Ingeniería conceptual y básica para un punto de entrada inasistido al sistema nacional de transporte de gas natural*.

La Comisión de Regulación de Energía y Gas. (26 de 07 de 2007). Resolución CREG 054 de 2007. *Por la cual se complementan las especificaciones de calidad del gas natural inyectado al Sistema Nacional de Transporte, definidas en la Resolución CREG 071 de 1999.* Obtenido de https://regimenjuridico.grupovanti.com/ver_leyes.php?id=99

López-Benito, A., Martínez-Calle, P., Elorza, F., & Gutiérrez-Pérez, L. (2022). Efecto de la inyección de hidrógeno en el transporte de gas natural. *Congress on numerical methods in engineering.* Obtenido de <https://congress.cimne.com/cmn2022/Admin/Files/FileAbstract/a172.pdf>

Makoto, I. (2023). *Estados Unidos Patente n° 201916981135.*

Marín, F., & Perez, N. (2011). Estimación de equilibrio de fases en tuberías de producción de gas natural a través del uso de ecuaciones cúbicas de estado. *Revista facultad de ingeniería U.C.V*, 101-109. Obtenido de <https://ve.scielo.org/pdf/rfiucv/v26n4/art10.pdf>

Martinez, A., Camacho, J., & Bajo, J. (2003). *Termotecnica básica para ingenieros químicos: bases de termodinámica aplicada.* Universidad de Castilla-la mancha.

Montenegro, A. (2020). Notas sobre la historia y el impacto de las leyes de servicios públicos de 1994. *Documentos CEDE(10).* Obtenido de <https://deliverypdf.ssrn.com/delivery.php?ID=526026122121112001065065020067009004021019084010061003029097009119084109094126098098117019034042056022028000095074064003016122105078049036082097023107014083025082011024058017111084087091027094117122098000118008>

Picón Paez, Y., & Ardila Paez, J. (2013). *Diagnóstico del territorio magdalena medio gran acuerdo social Barrancabermeja 100 años.* Barrancabermeja. Obtenido de

<https://www.cer.org.co/wp-content/uploads/2020/07/3-Diagn%C3%B3stico-del-Territorio-Magdalena-Medio-Gran-A.pdf>

Pico Tipula, L. A., & Paulino Romero, J. S. (2022). Evaluación técnica de fallas por rotura de ductos del sistema de transporte de gas natural y líquidos de gas natural del proyecto Camisea. *Renati*.

Promigas. (2021). *Informe del sector gas natural*. Colombia. Obtenido de <https://www.promigas.com/SiteAssets/ISGN%20COL%202021.pdf>

Rada santiago, A., Vargas Vera, B., & Cabarcas Simancas, M. (2017). Evaluación hidráulica del transporte de gas en gase. *Energías*.

Ramdial, A., Hudson, Rodriguez, & Strathman. (2009). Asset optimization - Conclusion Scenarios validate, optimize process. . *Oil & Gas journal*, 39-42.

Ramírez Espejel, E. (2013). *Diseño y análisis de la red interna de conducción y distribución de gas natural hacia los centros de consumo de la planta metal-mecánica, bajo normas de uso y manejo del gas natural*. México: Instituto Politécnico Nacional.

Ramirez, V. (2018). *Modelo para evaluar la capacidad de entrega de gas en puntos de salida asociados a redes de transporte de gas*.

Rios Mercado , R. (2012). Mejorando la Calidad de los Métodos de Solución para Redes de Transporte de Gas Natural mediante Técnicas de Optimización. *Acta Universitaria*, 34-39. Obtenido de <https://www.redalyc.org/articulo.oa?id=41623185004>

Rivera, A. (2020). *Gestión de integridad del gasoducto de TGI, cambio de recubrimiento e instalación de refuerzos mecánicos no metálicos sobre la tubería*. Bogotá: Universidad Pedagógica y tecnológica de Colombia. Obtenido de

https://repositorio.uptc.edu.co/bitstream/handle/001/3223/Gestion_de_integridad.pdf?sequence=1&isAllowed=y

Sandoval, M., Muñoz, S., & Martinez, H. (2020). Estimación del equilibrio líquido-vapor del sistema binario acetonacloroformo mediante el modelo termodinámico de Van Laar y Peng Robinson. *Revista ION*.

Sebas Cuenta, & Uribe Perez. (2017). Estudio de integridad de línea de transporte de gas mediante código API 570.

Tarifa, E., Erdmann, E., Humana, D., Vicente, M., Cari, L., & Mercado, L. (2007). Análisis de una red de transporte de gas. *Ingeniería e Investigación*, 89-97. Obtenido de <https://ri.conicet.gov.ar/handle/11336/149032>

Unidad de Planeación Minero Energética. (2016). *Plan transitorio de abastecimiento de gas natural*. Bogotá: Ministerio de minas y energía.

Unidad de planeación minero energética UPME. (2017). *Balance de gas natural 2017*. Colombia. Obtenido de https://www1.upme.gov.co/Hidrocarburos/publicaciones/Balance_Gas_Natural_2017-2026_26122017_VF.pdf

Velosa chacon, A. (2019). *Metodología para la determinación del poder calorífico representativo en puntos de salida de redes de transporte de gas natural en Colombia*.