

Prácticas de Manejo y Operación Integralmente Eficientes de una Estación Compresora de Gas – Aplicación Caso Estación Compresora de un Gasoducto Colombiano

Ricardo Rueda Alquichire

Universidad Industrial de Santander
Facultad de Ingenierías Físicoquímicas
Escuela de Ingeniería de Petróleos
Bucaramanga



Prácticas de Manejo y Operación Integralmente Eficientes de una Estación Compresora de Gas – Aplicación Caso Estación Compresora de un Gasoducto Colombiano

Ricardo Rueda Alquichire

Especialista en Gerencia de Hidrocarburos – UIS

Trabajo de Grado para Optar al Título de Máster en Ingeniería de Petróleo y Gas con Énfasis en Gerencia de Hidrocarburos

Director

Emiliano Ariza León, Ph.D.

Universidad Industrial de Santander

Facultad de Ingenierías Fisicoquímicas

Escuela de Ingeniería de Petróleos

Bucaramanga

2022

DEDICATORIA

Esta tesis está dedicada principalmente a Dios, quien me brindó una segunda oportunidad de vida para seguir adelante y a mi familia, por ser mi motor y darme fuerza cuando la necesito.

AGRADECIMIENTOS

Quiero expresar mi gratitud a Dios, a mi esposa, hijos, nuera, yerno y mi sobrina, quienes con su amor se han mantenido a mi lado apoyándome para no rendirme. A mi papá, quien ya no está, pero siempre quiso esto. A mi mamá, un ejemplo de fortaleza, quien con entereza me guio para convertirme en la persona que soy. Al doctor Emiliano Ariza León, por el aporte de sus valiosos conocimientos en el proceso. A mis colegas de trabajo, por su confianza en mis capacidades profesionales y por aportarme sus experiencias en campo.

TABLA DE CONTENIDO

	pág.
DEDICATORIA.....	iii
AGRADECIMIENTOS.....	iv
LISTA DE GRÁFICAS	8
LISTA DE TABLAS.....	9
LISTA DE FIGURAS.....	10
ABREVIATURAS Y SIGLAS.....	11
RESUMEN.....	12
ABSTRACT.....	13
GLOSARIO.....	14
INTRODUCCIÓN	16
Objetivo General.....	17
Objetivos Específicos	18
1. LA IMPORTANCIA DEL SUMINISTRO DEL GAS NATURAL	19
1.1 El ser humano y la energía.....	19
1.2 Breve historia del gas natural en Colombia	22
1.3 La Estación Compresora de Gas para Garantizar el Suministro	23
2. OPERACIÓN DE UNA PLANTA COMPRESORA DE GAS.....	32

Control Por MAPO	37
Control De R.O.D	37
Comportamiento Del Consumo	38
Presiones De Operación Del Gasoducto (Succión y Descarga).....	39
2.1 Escenarios Operacionales Críticos	40
Escenario 1: Durante los días hábiles (lunes a viernes).....	40
Escenario 2: Durante los fines de semana (sábado y domingo).....	41
Escenario 3: Condiciones de presión en EET	41
Escenario 4: ECM en función como regulador de presión	41
2.2 Variables Técnicas y Operativas de la Estación Compresora	41
2.2.1 Gas Combustible de las Unidades Compresoras	43
2.2.2 Gas Venteado	45
2.2.3 Consumo Energético.....	48
<input type="checkbox"/> Sistema De Aire Acondicionado Centralizado.	48
<input type="checkbox"/> Sistema De Iluminación Área De Compresión.....	49
<input type="checkbox"/> Sistema De Calentamiento Del Gas Combustible.	50
<input type="checkbox"/> Eficiencia De La Estación Compresora	50
2.3 Buenas Prácticas Integralmente Eficientes	52
2.3.1 Sistemas de Iluminación	52
2.3.2 Sistemas de Aire Acondicionado.....	53
2.3.3 Calentador de Gas	54
2.3.4 Aplicación de Software Ariel Performance	55

3.	RESULTADOS DE LA IMPLEMENTACIÓN DE BUENAS PRÁCTICAS.....	57
3.1	Consumo adicional de gas combustible.....	59
	<input type="checkbox"/> Línea verde: presión de recibo en ECM (en psig).....	60
	<input type="checkbox"/> Línea marrón: presión de descarga ECM (en psig).....	60
	<input type="checkbox"/> Línea azul: presión de recibo en EET (en psig).....	60
	<input type="checkbox"/> Línea amarilla: volumen de gas entregado en EET (en KPC/Hora).....	60
3.2	Gas Venteado y Consumo Energético	60
	<input type="checkbox"/> Línea verde: presión de recibo en EET (en psig).....	61
	<input type="checkbox"/> Línea roja: presión de descarga ECM (en psig).....	61
	<input type="checkbox"/> Línea azul: presión de recibo en ECM (en psig).....	61
3.3	Consideraciones Ambientales de las Buenas Prácticas Implementadas	62
	<input type="checkbox"/> Datos y factores de emisión	62
3.4	Costos de Operación y Mantenimiento de la ECM	67
4.	GUÍA PARA LA TOMA DE DECISIONES OPERACIONALES EFICIENTES.....	69
	Protocolo de manejo de la Estación Compresora	69
	<input type="checkbox"/> Recomendaciones Adicionales	70
5.	CONCLUSIONES.....	71
6.	RECOMENDACIONES	73
	BIBLIOGRAFÍA.....	75
	BIBLIOGRAFÍA COMPLEMENTARIA.....	77
	ANEXOS.....	78

LISTA DE GRÁFICAS

Gráfica 1. Incremento en consumo de energía vs. Cambio poblacional.....	21
Gráfica 2. Cadena del gas natural	25
Gráfica 3. Comportamiento del gasoducto estudiado.....	34
Gráfica 4. Diagrama del Gasoducto sin Estación Compresora.....	35
Gráfica 5. Diagrama del Gasoducto con Estación Compresora.....	36
Gráfica 6. Comportamiento del Consumo	38
Gráfico 7. Comportamiento de Presiones del Gasoducto	39
Gráfica 8. Promedio Anual de Gas Combustible.....	44
Gráfica 9. Gas Venteado Anual	46
Gráfica 10. Comparación de Variables de Gas.....	46
Gráfica 11. Comportamiento de la Presión de Succión y Presión de Descarga por año de operación.....	51
Gráfica 12. Comportamiento actual de la operación del gasoducto	60
Gráfica 13. Comportamiento anterior de la operación del gasoducto	61
Gráfica 14. Consumo energético en el tiempo.....	63
Gráfica 15. Emisiones en TonCO ₂ equivalente vs tiempo.....	65

LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Valores de control por MAPO	37
Tabla 2. Valores de alarma y cierre	38
Tabla 3. Total Número de fallas y horas trabajadas de las UC.....	47
Tabla 4. Relación Gas comprimido vs. Gas combustible vs. Gas venteado.....	48
Tabla 5. Actividades de cambio del calentador de gas	55
Tabla 6. Consolidado de las variables estudiadas por año de operación	57
Tabla 7. Comparación de la relación entre variables por año de operación	58
Tabla 8. Emisiones de GEI de la Estación correspondiente a los últimos cuatro años.....	63
Tabla 9. Potencial de calentamiento global directo (PCM) relacionados con el CO ₂	64
Tabla 10. Ecuaciones balanceadas del proceso químico de la combustión de gases.....	66
Tabla 11. Costos estimados de O&M de la ECM.....	68

LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Especificaciones técnicas motores Waukesha 7044 GSI	43
Figura 2. Equipo de compresión	51
Figura 3. Sistema de Iluminación en Shelter de Compresores	53
Figura 4. Temperatura Confort del Sistema de Acondicionamiento	53
Figura 5. Instalación de Burletes	54
Figura 6. Simulación Software Ariel Performance 1	55
Figura 7. Simulación Software Ariel Performance 2	56

ABREVIATURAS Y SIGLAS

BTU: Unidad Térmica Británica (British Thermal Unit, por sus siglas en inglés)

CPC: Centro de Programación y Control

CREG: Comisión Reguladora de Energía

ECG: Estación Compresora de Gas

ECM: Estación Compresora M

EET: Estación de Entrega T

ERS: Estación de Recibo S

KPC: Kilo Pies Cúbicos

MAPO: Máxima Presión Operativa (MAOP, en inglés)

O&M: Operación y Mantenimiento

PSI: Libras por Pulgadas Cuadradas (Pound per-Square Inch, por sus siglas en inglés)

PSIG: Presión Manométrica (Pound per-Square in Gauge, por sus siglas en inglés)

ROD: Rata de Descenso de Presión

UC: Unidad Compresora

RESUMEN

TÍTULO: Prácticas de Manejo y Operación Integralmente Eficientes de una Estación Compresora de Gas – Aplicación Caso Estación Compresora de un Gasoducto Colombiano

AUTOR: Ricardo Rueda Alquichire

PALABRAS CLAVE: Gas Natural, Estación Compresora, Costos Operativos, Indicadores, Prácticas Eficientes

DESCRIPCIÓN:

La industria de hidrocarburos es, hoy por hoy, una de las de mayor relevancia a nivel mundial. De esta, el sector gasífero presta un importante servicio multinivel que va desde el consumo doméstico, el comercial, vehicular hasta el industrial, por lo que parte de las actividades cotidianas dependen en gran medida de la provisión de este recurso energético. Por tal razón, los incumplimientos en las entregas de gas natural son una problemática que debe ser atendida con urgencia, ya que ocasiona inconvenientes en el buen desarrollo de los procesos industriales. A pesar de que existen múltiples factores externos que podrían generar esta situación, lo cierto es que esto también recae en gran medida sobre el manejo local de los gasoductos y las plantas compresoras instaladas en el sistema de transporte de gas. Las malas prácticas del manejo y operación dentro de una Estación Compresora de Gas han demostrado tener un impacto sobre los indicadores de Cumplimiento, Ambientales y de Costos, afectando en el corto y largo plazo la actividad misma. Por medio de la implementación de correctivos *in situ* que están basados en estadísticas y que eliminan las consideraciones subjetivas en el manejo de la operación y toma de decisiones, se ha comprobado que es posible lograr una mejora significativa en los resultados. En el presente estudio, se plantean algunas de estas prácticas integralmente eficientes, a través de las cuales se puede lograr el mejoramiento de trabajo en este escenario y alcanzar beneficios de por todos los actores involucrados en la cadena de suministro del gas natural.

ABSTRACT

TITLE: Integrally efficient managerial and operative practices of a gas compressor station – application case of a Colombian gas pipeline compressor station

AUTHOR: Ricardo Rueda Alquichire

KEYWORDS: Natural Gas, Compressor Station, Operational Costs, Indicators, Efficient Practices

DESCRIPTION:

Hydrocarbons industry is, nowadays, one of most relevant worldwide. In this one, the gas sector provides a multilevel service which goes from the domestic consumption, commercial, vehicular and the industry, reason why part of the everyday activities depends heavily in this energetic resource's supply. For this reason, the non-compliance in natural gas deliveries is a problem that must be addressed urgently since it causes inconveniences in the right development of the industrial processes. Even though there are multiple external factors that might create this scenario, the truth is that this relies largely on the local management of the gas pipelines and the compressor plants installed in the gas transport system. Bad management and operation practices within a Gas Compressor Station have proved to have an impact on the Compliance, Environmental and Cost indicators, affecting the activity itself. Through the implementation of *in situ* corrections that are based on statistics and that eliminate the operator's subjective considerations, it has been proved that there is a considerable change of results. In this study, some of these integrally efficient practices are proposed, through which work improvement in this scenario can be achieved and be able to reach for the benefits to all the actors involved in the natural gas supply chain.

GLOSARIO¹

EFICIENCIA OPERATIVA

Son todas aquellas actividades y estrategias adoptadas por una empresa o comunidad laboral, con el fin de mejorar los procedimientos para la producción de bienes y servicios de alta calidad, al costo más bajo posible sin detrimento en la calidad del servicio.

ESTACIÓN COMPRESORA DE GAS

Facilidad industrial la cual consta de equipos de compresión y facilidades auxiliares, dispuestas para comprimir gas natural, con el propósito de aumentar los volúmenes de transporte de gas a grandes distancias, a través de gasoductos.

GAS NATURAL

Hidrocarburo en forma gaseosa que se obtiene de la extracción o del procesamiento industrial. Contiene principalmente metano, etano, propano, butanos, pentanos, y hexanos; más otros elementos no hidrocarburos como nitrógeno, anhídrido carbónico, gas sulfhídrico, etc. Puede ser Gas Natural Asociado, Gas Natural No Asociado o gas asociado al carbón mineral.

GASODUCTO

Tuberías que sirven para transportar gases combustibles en grandes volúmenes y a grandes distancias, para ser utilizados en diferentes aplicaciones industriales, comerciales o domiciliarias.

¹ Las definiciones aquí presentadas han sido tomadas de uno o varios diccionarios en lengua española y técnicos. Estos se encuentran debidamente referenciados en el apartado de bibliografía complementaria.

HUELLA DE CARBONO

Medida mediante la cual se indica la cantidad de Gases de Efecto Invernadero (GEI), por efecto directo o indirecto, provenientes de las actividades de un proceso industrial. Se estima en emisiones de dióxido de carbono, con el fin de mostrar el impacto del ser humano y la industria sobre el medio ambiente.

REDUCCIÓN DE COSTOS

Proceso de planeación y puesta en marcha de mecanismos, mediante los cuales las empresas y equipos de trabajo buscan minimizar los gastos asociados a la producción de bienes y servicios, para poder incrementar la utilidad del negocio.

TRANSPORTE DE GAS

La actividad de recibir, entregar y, en algunos casos, comercializar Hidrocarburos en forma gaseosa, de un lugar a otro por medio de ductos u otros medios (gasoductos virtuales).

INTRODUCCIÓN

La explotación de los hidrocarburos como fuente de energía se ha convertido en uno de los pilares más importantes, pues tanto para abastecimiento, como para actividades relacionadas, está claro que el consumo energético es de gran relevancia para el funcionamiento de la estructura social misma. En este sentido, el gas natural se ha posicionado como una de las alternativas de preferencia y con mayor proyección, siendo empleado desde complejas aplicaciones industriales en la generación de energía, hasta la cocina y el transporte vehicular. Alrededor de este hidrocarburo, se ha desarrollado una industria de proporciones colosales dedicada a su explotación, procesamiento y transporte en múltiples sectores. De igual forma, su funcionamiento requiere de una estructura compleja que asegure su proceso.

Dado su tamaño, esta actividad no es ajena a problemas operacionales que le impiden alcanzar su potencial máximo, aunque siga funcionando. Entre otros factores, la falta de una guía de operación actualizada en procesos de compresión de gas permite el paso a consideraciones subjetivas, lo que acarrea sobrecostos, demoras, colapsos y mayores índices de emisiones contaminantes. La estadística recolectada ha demostrado que, mediante una serie de correcciones y ajustes formales basados en estadísticas e información técnica disponible, se pueden mejorar las malas prácticas e incrementar la eficiencia operacional. Esto influye directamente en el mejoramiento de los indicadores de cumplimiento, costos y ambientales, que justifican una intervención de gerenciamiento técnico en la Estación Compresora de Gas.

Este proyecto se desarrolló teniendo en cuenta las oportunidades de mejora derivadas de optimizar la manera en que se operan las estaciones compresoras involucradas en un sistema de transporte de gas, para lo cual se cuantificaron las variables más relevantes (presiones, volúmenes

de entrega de gas, limitaciones del gasoducto, capacidad de las UC) que evidencian los efectos negativos y costosos de prácticas ineficientes en la operación. Junto con esta información técnica, práctica y estadística existente, se pudieron implementar recomendaciones para mejorar el protocolo de manejo de la estación en estudio y optimizar el uso de sistemas auxiliares instalados en la planta, reduciendo en conjunto significativamente los indicadores de costos, cumplimiento y ambiental.

Para la empresa, esto representó una mejora considerable dado que se optimizaron los protocolos de operación, reduciendo de esta manera los tiempos y esfuerzos para el cumplimiento de la misma actividad, sin detrimento de la calidad, disponibilidad y confiabilidad del servicio. Esto se reflejó de manera inmediata en una reducción de los costos económicos relacionados, lo que directamente incrementa las utilidades obtenidas de la actividad. Adicional, se redujeron las emisiones de CO₂ equivalente a la atmósfera, aportando así con los requerimientos mundiales en materia de reducción de emisiones.

Finalmente, se presenta un documento dirigido al CPC el cual se constituye como una guía práctica y eficiente para el manejo y operación del gasoducto, teniendo en cuenta todas las variables que afectan su comportamiento, evitando apreciaciones subjetivas y orientando a incrementar la eficiencia operativa de una ECG. Aunque el protocolo presentado refleja las características específicas de este escenario en estudio, se espera que funcione como ejemplo típico para aquellas operaciones con sistemas similares en el área

Objetivo General

Plantear los diferentes escenarios operacionales que permitan el mejoramiento de los indicadores de Cumplimiento, Ambiental y Costos, a través de la implementación de prácticas de manejo y

operación integrales que conlleven a un funcionamiento eficiente de una estación compresora de gas.

Objetivos Específicos

- Analizar los escenarios operacionales críticos que afectan el desempeño de una Estación Compresora, como parte de un sistema de transporte de un gas.
- Estudiar las variables técnicas y operativas dentro de la Estación Compresora que afectan directamente los indicadores de Cumplimiento, Ambientales y Costos. Estas son: consumo adicional de gas combustible, gas venteadado, consumo energético, porcentaje de eficiencia en equipos de compresión.
- Evidenciar los cambios en estos mismos indicadores en una gráfica comparativa en tiempo (antes/después), una vez aplicadas las buenas prácticas de manejo y operación en la estación compresora seleccionada para el estudio.
- Establecer una guía que permita la toma de decisiones operacionales eficientes a los operadores de una estación compresora, con vistas a lograr mejores resultados desde un punto de vista técnico, económico y ambiental.

1. LA IMPORTANCIA DEL SUMINISTRO DEL GAS NATURAL

Dada la estrecha relación que existe entre el hombre y la energía, es importante un breve recuento histórico en general y en Colombia. Se prestará especial atención al gas natural como uno de los hidrocarburos de preferencia y mayor proyección de consumo, considerándose como una alternativa más limpia para la generación de energía, ya que, desde el área empresarial hasta la doméstica y vehicular, la industria gasífera se ha convertido en un pilar de desarrollo a nivel mundial.

1.1 El ser humano y la energía

Comprender la historia de la humanidad y su desarrollo puede hacerse desde una gran variedad de puntos de vista, según el enfoque que se escoja y la luz que se quiera arrojar sobre ciertos temas. Así, para los historiadores ambientales una perspectiva crucial es la de la consecución, transformación, almacenamiento y uso de la energía (Valavanidis, A. & Vlachogianni, T., 2013), la cual ha sido un marcador de grandes cambios en la misma estructura social. Es evidente que, a lo largo de la historia, el ser humano ha hecho uso de la energía como una herramienta básica para llevar a cabo diferentes tipos de actividades. La dependencia de esta se hizo mayor conforme la sociedad misma fue creciendo (Unger, R., 2013), llevando implícita la aparición y establecimiento de nuevas costumbres o sistemas relacionados.

Dicho crecimiento, cuya naturaleza respondía a los intereses de turno según las épocas, respondía a la necesidad de suplir una demanda cada vez mayor y suponía el agotamiento o insuficiencia de los métodos tradicionales. Este sería el factor determinante que influiría en la

búsqueda de otras fuentes de energía alternativas, a mayor escala y más eficientes, con el fin de mantener las acciones cotidianas que dan forma a la cambiante estructura social.

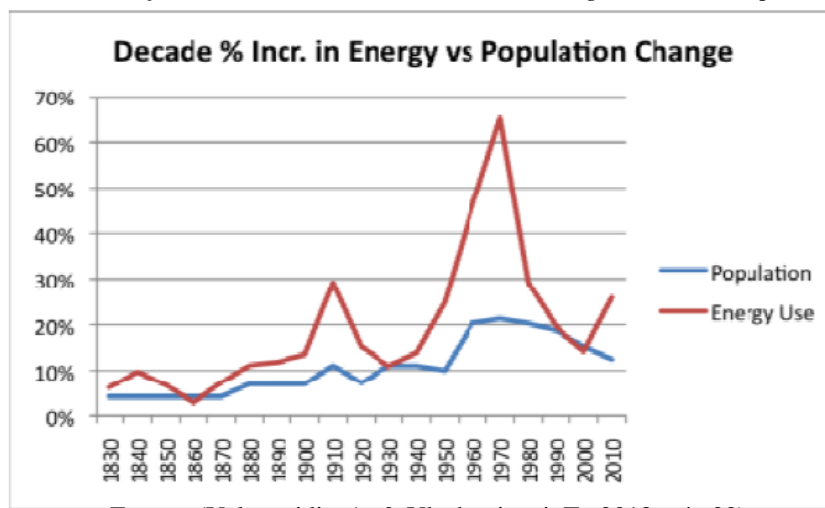
De esta forma, se dio paso a un cambio gradual de un sistema energético basado en el sol, el fuego, la agricultura temprana y fuerza humana, a uno de biomasa como la madera y el carbón, para finalmente llegar a un régimen de combustibles fósiles (Valavanidis, A. & Vlachogianni, T., 2013). Cabe aclarar que estas transiciones no han sido excluyentes, sino que coexistieron a lo largo del tiempo según los intereses económicos y políticos del momento. Es así tal que, a la fecha, varios métodos tradicionales persisten junto a los posteriores y se han agregado nuevos, cada uno en escalas diferentes.

Ahora bien, en esta línea temporal se presta especial atención a la *revolución industrial*, que comprende del año 1750 a 1914 D.C aproximadamente y que ha sido denominado un punto de quiebre donde la actividad humana se centró en la explotación de fuentes fósiles de energía, especialmente el petróleo. Esta nueva vocación nació de la creciente industria textil en Inglaterra, donde aparecieron diversos inventos y máquinas que requerían el uso de energía diferente a la tradicional para su funcionamiento.

De igual forma, hacia finales del s. XIX y comienzos del XX, la vocación del consumo energético se fue desplazando hacia el petróleo y gas natural, debido, principalmente, al mayor rendimiento de estos. Para el caso del segundo, su demanda y uso crecieron potencialmente hacia 1960 después de la II Guerra Mundial, superando en la actualidad al carbón (Valavanidis, A. & Vlachogianni, T., 2013). Esto generó el establecimiento de una industria colosal dedicada a su explotación, procesamiento, transporte y distribución.

Adicional, está la tendencia del desarrollo humano hacia el crecimiento tanto en número como en actividad, lo que ha implicado una necesidad cada vez mayor de satisfacer el abastecimiento de energía para garantizar los estándares de vida (Unger, R., 2013), como lo refleja la gráfica 1. Tal como lo afirma Silvana Bartoletto, “las economías modernas son capaces de producir bienes y servicios en una escala inconcebible para las economías pre-industriales” (En: Unger, R (ed.), 2013, pág.39) como respuesta a la creciente presión por mayores cantidades, más disponibilidad y mejor calidad.

Gráfica 1. Incremento en consumo de energía vs. Cambio poblacional



Fuente: (Valavanidis, A. & Vlachogianni, T., 2013, pág.22)

A la fecha, este tipo de actividad sigue pujando fuertemente en las economías nacionales, así como en el comportamiento de los mercados internacionales. Gran parte de los sistemas de producción y, en general el estilo de vida actual depende en gran manera de la energía para continuar. Por ello, la industria del gas natural sigue siendo un elemento de gran valor en las agendas políticas, económicas y sociales de gran parte de naciones.

1.2 Breve historia del gas natural en Colombia

En materia de vocación energética, Colombia no estuvo exenta de la tendencia mundial en la fluctuación de intereses. Conforme se fueron descubriendo métodos alternativos y nuevos yacimientos, el mismo gobierno se vio interesado en el fortalecimiento de esta naciente industria. Inicialmente, el gas era un producto residual de la producción petrolera hasta que en 1961 se expidió una ley donde se estimaba el potencial económico de este recurso (Coronado, H. & Uribe, E., 2005). No obstante, sus inicios fueron moderados y poco explorados.

Fue la crisis petrolera de la caída de los 70's la que impulsó la necesidad por buscar fuentes energéticas alternativas, con menos costos ambientales, políticos y económicos, a la par de mayor rendimiento y eficiencia. A este panorama, se suma el descubrimiento de grandes yacimientos de gas en la Guajira, por lo que el gobierno de turno y las empresas vieron la oportunidad de explotar este sector. Durante los 80's surgieron diferentes programas gubernamentales tales como "Programa Gas para el Cambio" y otros, cuya finalidad era estimular su consumo a la vez que expandían su disponibilidad (Brugman, A., 1999).

Hacia la década de los 90's se descubrieron nuevos yacimientos en los Llanos Orientales, lo que impulsó otra ola de estimulación hacia el cambio de vocación energética. Esta tendencia también se vio respaldada por el panorama político del país, que vino de la mano con la nueva Constitución Política del 91 y los crecientes esfuerzos por incentivar la actividad energética de los hidrocarburos, por ser estratégico para los intereses nacionales. De esa forma, dicha industria fue creciendo y fortaleciéndose hasta convertirse en uno de los sectores de mayor movimiento en el país.

1.3 La Estación Compresora de Gas para Garantizar el Suministro

Como se ha dicho, la industria gasífera en si misma tiene una magnitud bastante considerable, por lo cual reúne una enorme cantidad de disciplinas, procesos y actividades involucradas en su funcionamiento y mantenimiento. En paralelo, existen esfuerzos científicos continuos, con el objetivo de aportar a la constante tendencia de innovación. La finalidad de estos es mejorar algunos problemas de los que no está exenta, así como lograr mayor eficiencia, beneficios y retornos en cada proceso.

Muchas empresas o agencias han emitido documentos en forma de manuales, guías y presentaciones que tratan sobre la maquinaria, el procedimiento, aspectos fisicoquímicos, etc. Por ejemplo, el *American Petroleum Institute (API)* entrega un documento enteramente dedicado a los compresores reciprocantes (1995), o el grupo *Ariel Corporation*, el cual es el principal fabricante a nivel mundial de compresores reciprocantes de gas separable, ha publicado el *Manual Técnico Compresores Reciprocantes de Cilindros Opuestos Balanceados (2011)* o el *Estándar de paquetización para compresores de cilindros opuestos equilibrados de trabajo pesado (2013)*.

Este tipo de manuales corporativos son, en palabras del ingeniero John Nicolás Ariza (2016), “una herramienta de decisión al momento de una negociación o una intervención importante dentro de sus empresas, operadoras de gas o energía” (pág.133). Además, sirven como fundamento para la realización de recomendaciones desde la academia; desde centros de investigación hasta universidades, existe un esfuerzo valioso por parte de los profesionales para aportar a estos conocimientos.

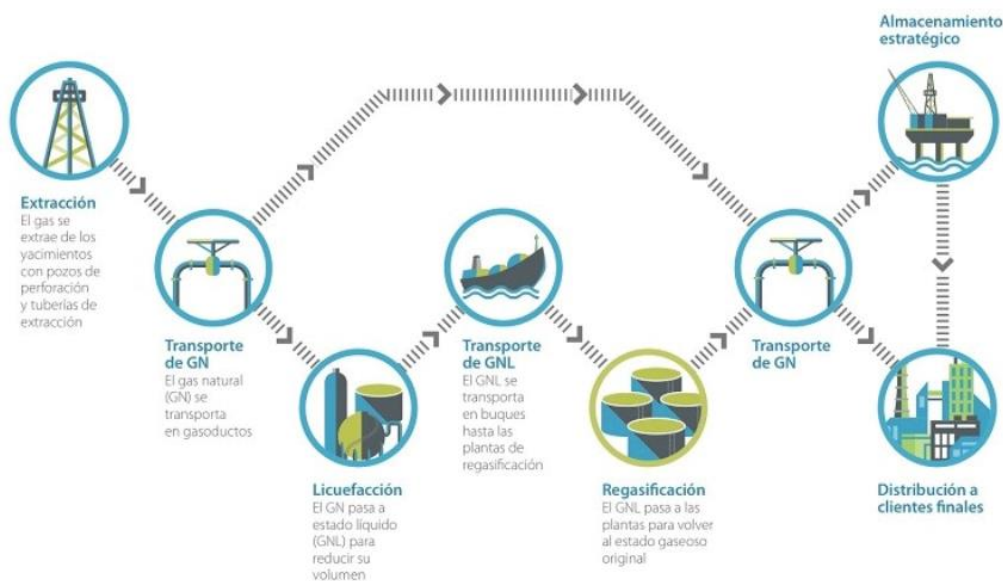
Sin embargo, a pesar de que la información disponible ha aumentado considerablemente, aun existe una aparente falta de conocimientos técnicos entre los encargados de operar estos sistemas. Desde pequeñas fallas, hasta grandes omisiones, estas faltas ralentizan el desempeño, haciéndolo

ineficiente o generando pérdidas que bien podrían ser revertidas. Por eso, es necesario poder difundir estos entre los trabajadores y que dichos trabajos no queden únicamente en esfuerzos académicos o requerimientos de archivo.

Por tanto, es necesario revisar algunos de los conceptos claves que den a entender, a grandes rasgos, las características de mayor relevancia. Así, el primer elemento a definir es el del gas natural, ya que alrededor de este se desarrolla la actividad en torno a la que se desarrolla este documento. En términos generales, se habla de una mezcla de gases con mayor proporción de metano, encontrado comúnmente en los yacimientos petrolíferos. Anteriormente se consideraba un residuo del petróleo, por lo que era desechado como tal. No obstante, una vez se valoró su potencial energético, y con el trasfondo de una crisis energética por abastecimiento, se estimuló el crecimiento de esta naciente industria. En la actualidad, es un combustible con alta demanda, siendo empleado en el plano doméstico, industrial y vehicular, al igual que como materia prima en la producción petroquímica.

Se debe comprender en que consiste el procesamiento del gas natural. En su estado natural, este elemento se encuentra formado por diferentes partículas en cantidades variables. Algunos de estos elementos son gases más pesados, ácidos, líquidos y otros. El proceso para convertirlo en un producto de consumo se denomina cadena del gas, la cual se explica a continuación:

Gráfica 2. Cadena del gas natural



Fuente: RaiLNG. (S.F). Disponible en <https://www.railng.com/what-is-liquefied-natural-gas/>

La cadena de gas esta compuesta por una serie de pasos, que van desde la extracción del hidrocarburo en los yacimientos, hasta la distribución final. A lo largo del proceso se ven involucrados varios actores encargados de una parte distinta, pero complementaria y necesaria. Así, después de la exploración en los pozos, se transporta el gas mediante gasoductos hasta las plantas encargadas de licuefacción, si así se desea. De allí se transporta, bien sea vía terrestre o marítima, a las estaciones compresoras para ser re-gasificado o transportado por gasoductos. Finalmente es redistribuido, una parte hacia los consumidores y la otra hacia su almacenamiento.

Esto implica una gran infraestructura capaz de asegurar las condiciones adecuadas para cumplir con el procesamiento del gas. Por eso, los gasoductos son tuberías vitales que deben cumplir los requisitos técnicos requeridos para poder llevar el gas de un lugar a otro. Se extienden por kilómetros, conectando las plantas, estaciones y centros de distribución, tanto a nivel nacional como regional.

Las grandes instalaciones se caracterizan por realizar procedimientos complejos para asegurar un producto final confiable y seguro. Se componen de una gran variedad de maquinarias, ordenadas en sistemas de comunicación que responden a los lineamientos técnicos y recomendaciones científicas propias de la actividad. Todas estas partes, junto con el trabajo de los operadores, ponen en marcha el mecanismo completo sobre el que se desenvuelve la industria. Se configura una gran red de relaciones, en donde una buena comunicación entre sectores es básica. Por último, y atendiendo a uno de los elementos claves, está el transporte, que en este contexto se refiere al sistema mediante el cual se moviliza el hidrocarburo hacia cada uno de sus destinos. Al igual que en el procesamiento mismo, este punto debe contar con la maquinaria adecuada, especialmente por que se está hablando de la movilización de un elemento químico de cuidado.

En el contexto colombiano, el transporte de gas natural a nivel doméstico esta legalmente reglamentado. Tal como enuncia la Resolución 047 de 2014 de la Comisión Reguladora de Energía y Gas (CREG), en Colombia esta actividad funciona bajo el esquema de transportador por contrato. Así, el encargado del transporte determina que expansiones realizar y solo se remite a aquellas que estén estipuladas por escrito. Se diferencia del transportador común en que este depende de un planeador central para determinar las expansiones a ejecutar, además de no poseer un contrato que medie la relación entre su parte y los remitentes. En ambos casos existe un fallo importante en cuanto a la capacidad no utilizada, por lo cual existe un costo hundido. En el caso del primero, este recae sobre el transportador y el segundo, sobre los usuarios. Adicional a otros errores, todo ello puede encarecer los costos asociados y generar problemas en el proceso. Por tal motivo, resulta útil reconocer los quiebres que terminan en pérdidas e ineficiencias, para poder diseñar planes de contingencia que los arregle de ser posible.

Como sea ha evidenciado, las operaciones realizadas en las estaciones y los gasoductos están revestidas de gran importancia. Debido a la naturaleza del producto en cuestión, su tratamiento debe ser sumamente cuidadoso. Por eso, su manejo es reglamentado legal y técnicamente, atendiendo a las recomendaciones científicas que sean hechas. Por esto, los gasoductos principales operan utilizando estaciones compresoras de gas (Booster), para aumentar la capacidad de transporte, gracias a lo cual se puede suministrar gas a un amplio sector del país. Dicha infraestructura viabiliza el transporte del hidrocarburo, alimentando importantes empresas consumidoras en el sector de la industria, el sector automotriz y el plano doméstico o domiciliario.

Durante la operación de un gasoducto por flujo natural, los operadores corren el riesgo de mantener bajos indicadores de cumplimiento, debido a la baja presión de gas de recibo que lo alimenta, a la topografía del lugar y su longitud. Adicional, se vería afectado por el aumento en la demanda de consumo en ciertas horas del día. En vista de esto, se puede restringir e, incluso, suspender las entregas a algunos sectores, lo que incide de manera negativa y notable en los indicadores de cumplimiento de la empresa transportadora.

Frente a este escenario de acelerado incremento en la demanda de gas, el operador del gasoducto realizó el estudio técnico y económico para la construcción de una estación compresora. El propósito era incrementar la capacidad de transporte en el gasoducto, para facilitar y hacer más eficiente la actividad. Con la entrada en operación de la planta, fue posible estabilizar las entregas de gas a los remitentes. Sin embargo, hubo un incremento en los costos de operación y mantenimiento, ya que el nuevo sistema de compresión demanda la implementación de un esquema contractual, que atienda la necesidad de garantizar su estabilidad y confiabilidad.

La ECG agrega al sistema del gasoducto una nueva dinámica. Aquí, los fenómenos de transporte de gas son afectados directamente por la energía que imprime el sistema de compresión, alterando la manera como se venía manejando el sistema previo a la instalación de la compresora. Al no existir un criterio unificado entre los diferentes Profesionales de los CPC's, este sistema funcionaba de manera irregular e ineficiente en muchas ocasiones.

Sin la intervención de quienes determinan cuanto, cuando y en qué condiciones se lleva a cabo la operación de la compresora, se generan sobrecostos considerables. Ya sea por concepto de horas máquina, gas combustible, gas de venteo y/o purga, horas hombre, consumibles, entre otras variables, se ven afectados los indicadores económicos del transportador. A grandes rasgos, estas pérdidas se hacen extensivas a los encargados del funcionamiento.

La construcción, puesta en marcha y funcionamiento de una Estación Compresora de gas requiere un esfuerzo considerable, donde se ve involucrado más de un sector. Es necesaria la intervención de diferentes disciplinas del saber para cuidar los diversos aspectos, que van desde los materiales, el lugar de construcción, contratación, supervisión, maquinaria, mantenimientos, etc. Sin embargo, aún se encuentran fallas que entorpecen el potencial máximo de trabajo en proyectos de cualquier magnitud.

Desde la economía se ha demostrado que estas fallas afectan, en mayor o menor medida, el potencial máximo de la actividad desarrollada (Cárdenas, 2009). Debido a incumplimientos, incrementos en los costos proyectados, errores en los diseño de ingeniería y demás, es clara la necesidad de aprender a reconocer estos problemas. Esto se traduciría en una mejora de los indicadores de rendimiento, influyendo, a su vez, en los beneficios potenciales a obtener. Por esta razón, existen planes para la vigilancia, control y respectiva corrección, así como equipos o

departamentos enteramente dedicados a esta labor. Considerando la magnitud de la ingeniería en un proyecto de compresión de gas natural, es obligatorio contar con todo este tipo de protocolos.

En general, teniendo presentes las implicaciones de la actividad, en un escenario donde se involucra el trabajo de una Estación Compresora, las dinámicas de operación cambian para aumentar la capacidad de transporte y elevar los rangos de presión. Esto mejora las posibilidades de entrega a los clientes y, a su vez, la rentabilidad del negocio.

No obstante, dado que no existe consenso sobre una manera de operación estandarizada para estaciones compresoras de gas, que contemple los escenarios operacionales variables, se han generado diferencias entre el personal encargado de operar los diferentes sistemas de transporte (gasoductos) y los operadores de las estaciones compresoras. Esto constituye un riesgo potencial a la hora de cumplir las entregas de gas e impacta directamente en los costos operacionales y aspectos ambientales.

Algunos de los efectos negativos más comunes son, el riesgo de incumplimiento contractual en la entrega a los remitentes, lo que lleva implícito la aplicación de sanciones económicas. Otro es el mayor consumo de gas combustible y energía por KPC comprimido, con respecto al proyectado. Esto tiene dos aspectos adicionales: altos costos económicos relacionados y emisiones atmosféricas por fuera de lo presupuestado; ahora, si el impacto ambiental es mayor al esperado, se generan pagos diferenciales por tarifas de emisiones por parte de la entidad correspondiente.

Adicional, está la ineficiencia operativa, generada por el exceso en dos áreas: la de horas/hombre invertidas en actividades repetitivas e innecesarias y la de horas/máquina empleadas para la actividad. De la primera, se tiene que a mayor ocupación del personal en trabajo ineficiente, más inversión adicional se requiere, así como menos disponibilidad de estos para otras tareas.

Respecto a la segunda, se puede incurrir en el uso de más equipos de los necesarios o una alta ineficiencia operativa de los mismos, lo que genera un desgaste acelerado, aumentando los costos de insumos requeridos para el mantenimiento, como el aceite, repuestos y otros.

Estos son síntomas de prácticas ineficientes de manejo y operación al interior de una ECG, formadas por decisiones subjetivas de los operadores a cargo, así como por la utilización inflexible de manuales generalizados, que no contemplan las condiciones específicas de cada escenario. Esto se debe a una planeación inadecuada, sin fundamento objetivo que emplee la estadística disponible, además de una falta de seguimiento y control a los procesos. También deben considerarse los sesgos cognitivos sobre las especificaciones técnicas de los equipos, lo que conlleva a que los sistemas no alcancen los límites para el máximo aprovechamiento.

Ahora bien, dado que existen métodos alternativos para mejorar este tipo de situaciones, el proyecto a desarrollar en este trabajo de grado se plantea la implementación de buenas prácticas de manejo y operación, integralmente eficientes en una ECG. La meta es lograr que el proceso sea menos costoso, más amigable ambientalmente y que mitigue el riesgo de incumplimiento a los remitentes. Para ello, será de gran utilidad establecer una guía de operación, seguimiento y control que contemple los siguientes ítems:

- a. Los diferentes escenarios de operación, utilizando la estadística de las tendencias diarias de consumo de gas, en este sector del país.
- b. La revisión y corrección *in situ* de los límites operacionales del gasoducto.
- c. La revisión y corrección *in situ* de los límites operacionales de la Estación Compresora.
- d. Revisión y ajuste de los programas de mantenimiento, para garantizar la disponibilidad y confiabilidad de la Estación.

e. Seguimiento y control de costos y de aspectos ambientales.

La finalidad es descartar los criterios operacionales de carácter subjetivo que no son los más eficientes y entorpecen un óptimo desempeño. Este tipo de proyectos requieren de un enfoque más gerencial, objetivo y técnico, para optimizar los beneficios que entregan a todas las áreas y organismos involucrados.

La implementación de un sistema de compresión dentro de un gasoducto influye positivamente en su dinámica de manejo. Para este caso de estudio, técnicamente no existe una guía de operación que contemple los escenarios críticos operacionales de la ECG, esto ha dado paso a la subjetividad en las decisiones para su funcionamiento. Esto genera riesgos potenciales de colapso del gasoducto (cierre inesperado de válvulas), sobrecostos, ineficiencia operativa y mayor emisión de CH₄ a la atmósfera.

Por otro lado, se ha demostrado que existen oportunidades viables para mejorar esta situación y hacer una operación más eficiente. A partir de la recolección y análisis estadístico disponible del comportamiento del consumo de gas, se generan modelos operativos que permiten tomar decisiones óptimas en la programación diaria de la operación. La definición e implementación de estos mecanismos funciona como una directriz de diagnóstico y vigilancia, mejorando de esta manera los indicadores de Cumplimiento, Ambiental y de Costos.

Esta guía estaría disponible para que sea utilizada por los involucrados en el proceso, que van desde los directivos hasta los mismos operadores. No solo consiste en una serie de recomendaciones previas a la operación, sino que sustenta con resultados demostrables la capacidad de optimizar el funcionamiento al ser adaptadas prácticas integralmente eficientes. Se convierte en una herramienta de gestión para la toma de decisiones objetivas, óptimas y oportunas.

Los beneficios de una buena operación es para todos los actores involucrados: la empresa transportadora, responsable de la operación y mantenimiento del gasoducto y de la ECG, verá reflejada una disminución considerable en sus costos de O&M. Esto debido a la disminución del consumo de gas combustible, gas venteado, horas máquina, disponibilidad de personal para atender la operación y energía requerida para el proceso. Lo que conlleva, a su vez, a obtener una mayor utilidad y beneficiar el medio ambiente.

Por otra parte, los clientes consumidores pueden contar con una mayor disponibilidad de gas, gracias a la estabilidad y confiabilidad del sistema. Lo que redundará en una tendencia a incrementar la demanda y, por consiguiente, apoyar el crecimiento de la economía, beneficiando a individuos y empresas en general. Adicionalmente, incentiva la innovación tecnológica al promover la actualización de los sistemas tradicionales que están utilizando combustibles más contaminantes y costosos, reemplazándolos por sistemas a gas.

2. OPERACIÓN DE UNA PLANTA COMPRESORA DE GAS

En este punto se presentan los datos recolectados, los cuales son analizados a la luz de la teoría predeterminada en cada caso, para contrastarlo con los objetivos planteados para el desarrollo de este trabajo y la hipótesis central. En el mismo orden se presentan los resultados condensados en gráficas y muestras estadísticas que permiten comparar el comportamiento de los indicadores seleccionados en una línea de tiempo. Asimismo, se reflejan las relaciones entre unas y otras variables para aclarar el panorama de los planteamientos y recomendaciones realizadas desde la experiencia en campo del autor y otros involucrados en las actividades mencionadas.

Se debe aclarar que los datos presentados a continuación han sido tomados en campo y, por lo tanto, son de origen verídico y práctico. Sin embargo, por una petición expresa de confidencialidad empresarial, los elementos básicos de reconocimiento no serán presentados. La información expuesta refleja el comportamiento de las variables discutidas, para lo cual han sido expresadas estadísticamente en las gráficas que se presentan dentro del documento.

Entender la dinámica de un proceso de transporte de gas natural, que involucre el funcionamiento de una Estación Compresora, requiere estimar con detenimiento todos los escenarios operacionales críticos. En general, estos se ven afectados por las condiciones operativas relacionadas con las presiones de succión y descarga del gasoducto y los patrones de consumo de gas de cada sector (industrial, domiciliario, vehicular), por lo cual cada escenario es único y diferenciado. En conjunto, estas características afectan el desempeño de un gasoducto y sobre estos deben establecerse, idealmente, la manera en que debería operar dicho sistema.

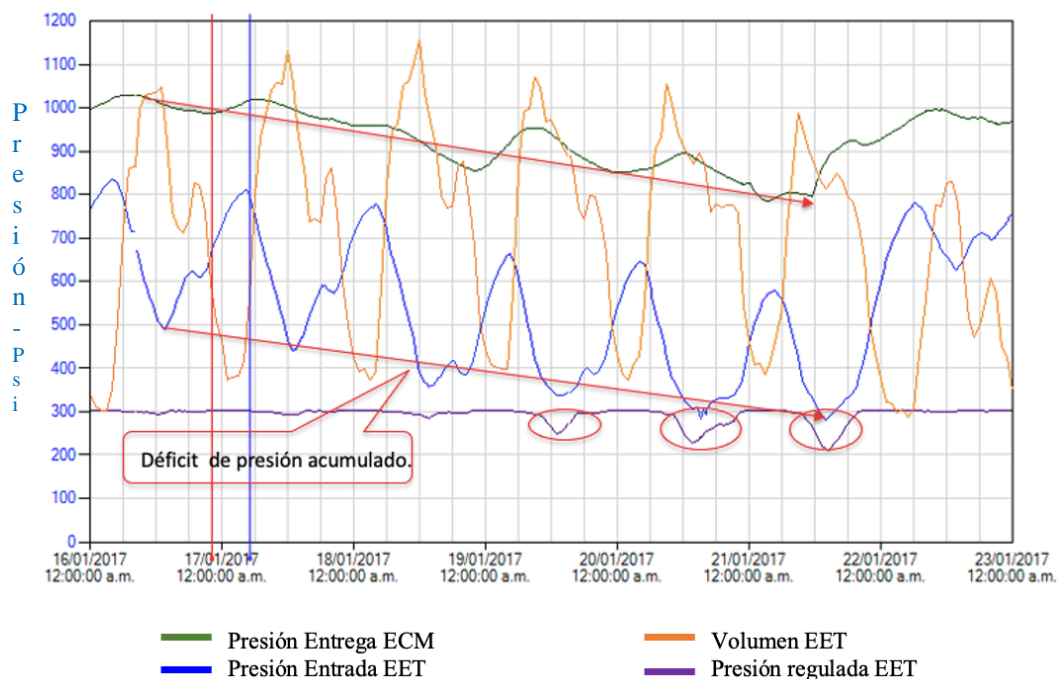
La recolección de estos datos se realiza *in situ*, en proyecciones temporales a corto y largo plazo. A partir de esto, se construye una base estadística con la que se busca entender la naturaleza de la operación y, allí elaborar un modelo operacional que contemple las características propias de cada escenario. El objetivo de esta estimación es poder establecer las condiciones óptimas de operación para la ECG, lo cual se espera que esto impacte positivamente sobre el comportamiento de los indicadores mencionados, trayendo consigo beneficios a la empresa. Esto permite orientar la toma de decisiones de los directivos, sobre las correcciones a implementar, los nuevos protocolos y la difusión de información sobre la dinámica adecuada del trabajo. En conjunto, la operación en la Estación Compresora es más fluido si se direcciona a mejorar el trabajo eficiente

de los operarios y demás personal involucrado. Lo que se traduce en ahorros significativos, tanto a nivel económico y ambiental, así como en el esfuerzo mismo.

La información disponible sobre el comportamiento de la entrega de gas natural, previo a la construcción y entrada en funcionamiento de una ECG específica sobre la que se centró este estudio, muestra que en el periodo 2015-2016, los indicadores de incumplimiento eran altos, con 142 y 82 días en cada uno (S.A, 2019), respectivamente. Estos se encuentran relacionados a los patrones de consumo donde, en los horarios de alta demanda, la baja presión limitaba el suministro a ciertos sectores y conllevaba a una falta contractual por parte del proveedor.

A continuación, en la gráfica 3 se puede ver el comportamiento del gasoducto estudiado **antes de existir la ECG**. Estos datos corresponden a una franja de tiempo aleatoria que se toma como referencia para evidenciar las variaciones en las presiones y volúmenes del gas transportado. Se observa la irregularidad en los indicadores mencionados, cuyo comportamiento conllevó a la restricción e incumplimiento en las entregas a algunos remitentes.

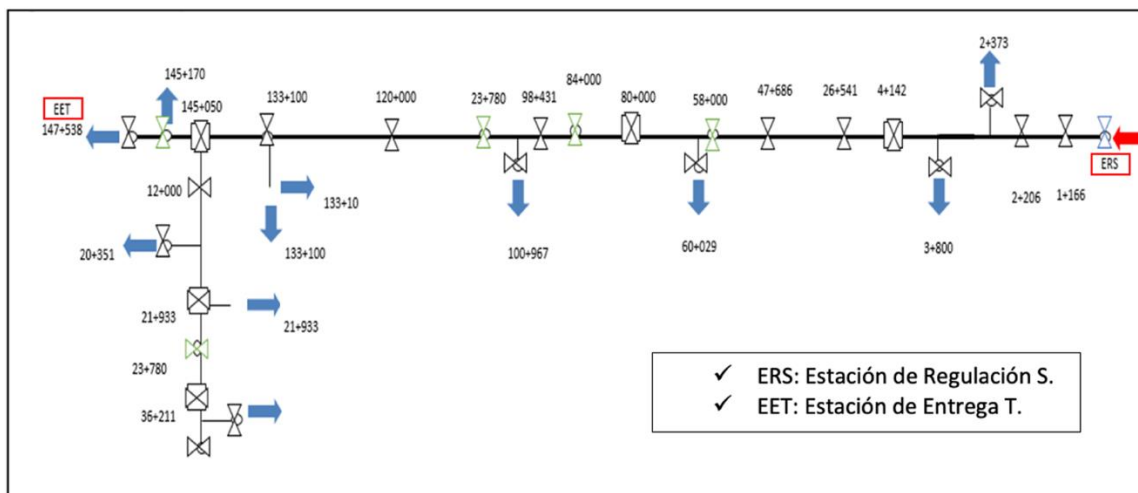
Gráfica 3. Comportamiento del gasoducto estudiado



La curva en color verde muestra el comportamiento de la presión de gas a la salida de la ECG, la curva naranja muestra el comportamiento de los volúmenes de gas entregado y la manera como aumentan y disminuyen en función del tiempo afectados por la dinámica de consumo, la azul muestra las presiones de llegada en el punto final de entrega del gasoducto (EET) y cómo varía inversamente proporcional al volumen, la curva púrpura registra la presión de gas regulado (EET), evidenciando presiones inferiores a los 300 psi, la cual está por debajo de las condiciones ideales para entrega de gas a todos los remitentes, obligando a restringir las entregas en algunos sectores de consumo.

Se puede apreciar como la presión de entrega, en la línea verde, disminuye ocasionando una caída de presión directamente proporcional en el punto de entrada EET de la gráfica 4, registrado por la línea azul, generando un déficit de presión acumulada, ilustrado en los picos deprimidos de la línea púrpura. Este resultado justificó la necesidad de instalar una ECG la cual estuviese en medio de los puntos EET y ERS en la gráfica 4, para aumentar la capacidad de transporte en ese gasoducto.

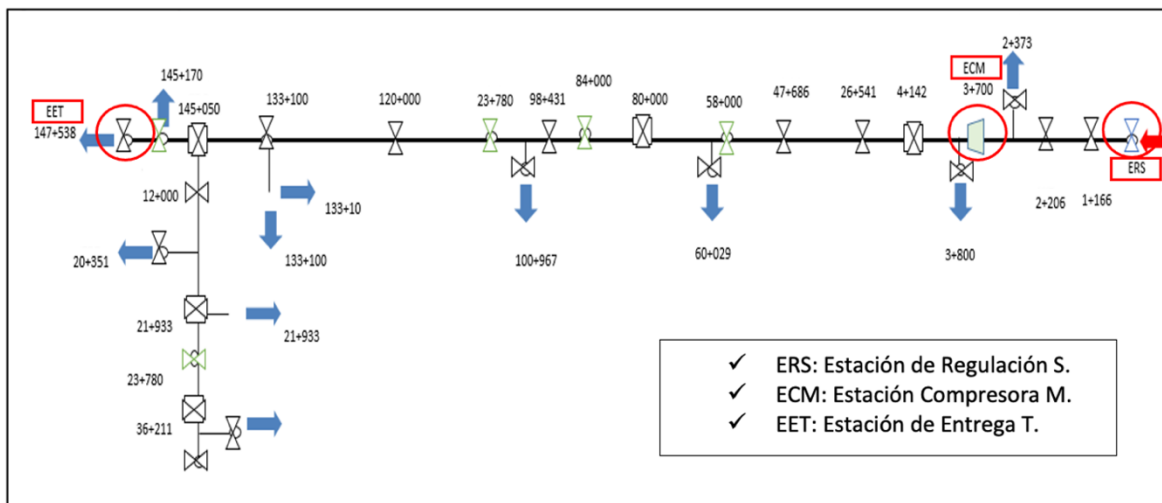
Gráfica 4. Diagrama del Gasoducto sin Estación Compresora



Debido una inadecuada planeación en la operación del gasoducto, se incurre en sobrecostos, no solamente de tipo económico, sino también ambientales y operacionales. Por eso, la definición de los escenarios críticos de operación es de gran importancia y debe realizarse con base en la estadística disponible sobre los patrones de consumo, donde las altas demandas de gas son necesarias y las caídas de presión son inminentes. Esto requiere la entrada en servicio de la ECG, para estabilizar esta relación y poder cumplir con el requerimiento del servicio.

Una vez hecho el estudio, se decidió implementar la construcción de la Estación Compresora, cuya ubicación en el gasoducto se aprecia en la gráfica 5, en una localización cercana a las Estación de Regulación S. Posterior a la puesta en marcha, se evidenció una mejora total en los indicadores de cumplimiento anteriormente afectados, ya que desde su entrada en funcionamiento no se había registrado ninguna restricción en las entregas de gas a los remitentes. Esto sustenta el argumento de que, el trabajo de esta de instalación imprime la energía suficiente para garantizar un mayor flujo que se puede transportar en el gasoducto, en contraposición con el escenario en donde solamente se provea el gas mediante flujo natural, sin la intervención de una planta.

Gráfica 5. Diagrama del Gasoducto con Estación Compresora



Aclarados estos elementos, es necesario identificar los escenarios críticos que puedan afectar el desempeño de la red de gasoductos mediante la cual se transporta el gas natural. Para ello, se discriminarán 4 de los indicadores más relevantes que dan forma a estas proyecciones de comportamiento, necesarias para identificar los patrones de consumo que las moldean. Las variables para tener en cuenta son:

Control Por MAPO

Por restricciones en las condiciones físicas del gasoducto (integridad) y por su paso a través de zonas de asentamientos humanos, se establecen límites a la variable de presión de operación para garantizar la seguridad en el entorno del gasoducto. Debido a las constantes variaciones de las condiciones afectadas por el consumo, en la tabla 1 se establecen los límites permitidos para cada sector. La Máxima Presión de Operación (MAPO) es una variable NO controlada por la ECG, sin embargo, debe ser tomada en cuenta dentro de los escenarios de operación. Entonces, en las diferentes ubicaciones técnicas, estos son los valores críticos de presión en psi:

Tabla 1. Valores de control por MAPO

	ERS	VK2	ECM	EOM	VK26	VK48	EOG	VK99	VK-120	VK-134	EET
Alarma	1100	1100	NA	1080	980	980	930	860	850	850	850
Cierre	1200	1200	NA	1150	1080	1080	1030	914	914	914	914

Control De R.O.D

Las Ratas de Descenso de Presión (R.O.D) es una variable que determina una caída de presión en función del tiempo (psig/min), las mismas que deben ser monitoreadas en tiempo real para evitar cierres no controlados de las válvulas instaladas en el gasoducto, que pueden ser ocasionados por roturas en el gasoducto o entradas y/o salidas abruptas de la ECM. Al igual que en el punto anterior,

esta es una variable NO controlada por la ECG, sin embargo, debe ser tomada en cuenta dentro de los escenarios de operación. En los puntos más próximos para evitar cierres no deseados durante la entrada y salida de compresión de la planta compresora, los valores actuales son:

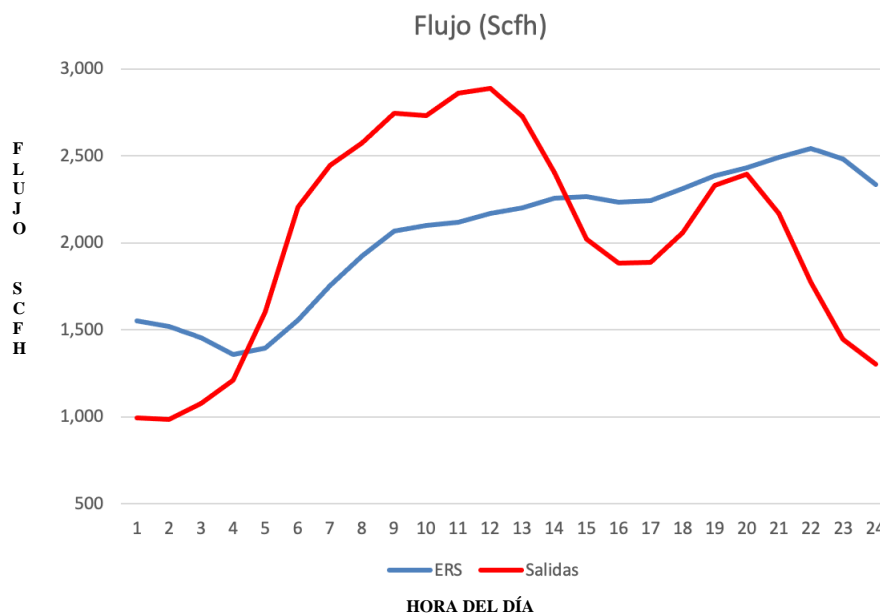
Tabla 2. Valores de alarma y cierre

	ERS	VK2	ECM	EOM	VK26	VK48	EOG	VK99	VK-120	VK-134	EET
Alarma	30	30	NA	30	10	5	5	5	5	5	5
Cierre	50	50	NA	50	15	10	10	10	10	10	10

Comportamiento Del Consumo

Teniendo en cuenta la estadística sobre el comportamiento del consumo de los diferentes sectores industriales, doméstico y vehicular, se evidencia una tendencia ilustrada en la gráfica 6, donde se puede apreciar el comportamiento típico en un día de operación. Del incremento drástico en las salidas, entre las 4:00 y las 9:00 am. pasando de ratas de flujo inferiores a 30 MMSCFD a valores superiores a 65 MMSCFD, presentando un pico máximo alrededor de las 12:00 Horas.

Gráfica 6. Comportamiento del Consumo

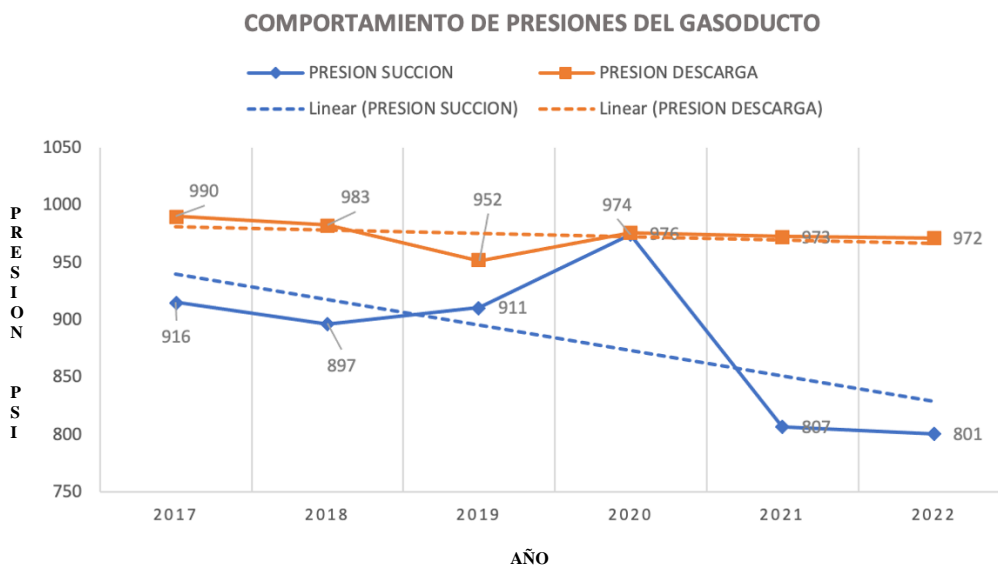


De este comportamiento de consumo, que es similar de lunes a viernes, se puede estimar una tendencia que sirve para entrar a definir unos modelos de operación de la ECG, que optimice el recurso horas/máquina y gas combustible.

Presiones De Operación Del Gasoducto (Succión y Descarga)

Estas dos variables son determinantes para la operación del gasoducto y pueden ser controladas desde la ECG, para ajustar la operación a los diferentes escenarios de consumo. Los rangos operativos de diseño de esta son: presión de succión entre 600 psi a 800 psi y presión de descarga hasta 1200 psi, teniendo en cuenta las limitantes MAPO del gasoducto. La presión de succión depende de la disponibilidad de gas del transportador principal (En este caso es la Transportadora de Gas Internacional, TGI), quien es el que entrega los volúmenes en el punto de recibo ERS. De acuerdo con la disponibilidad de gas, la presión de succión puede moverse dentro de ese rango de operación (600-800 psi), afectando el comportamiento de la EC. La presión de descarga la determinan las condiciones de operación de esta, las limitaciones MAPO del gasoducto y el comportamiento de consumo de gas.

Gráfico 7. Comportamiento de Presiones del Gasoducto



En la gráfica anterior donde se aprecia el comportamiento de las presiones a lo largo de la línea de tiempo, se puede verificar la variabilidad de las condiciones de presión del gas, lo que obliga a tomar decisiones inmediatas en lo que respecta a los parámetros de operación de las UC, las cuales pueden ser estimadas utilizando el software *Ariel Performance*, para hacer los ajustes en tiempo real y obtener los mejores resultados en cuanto a eficiencia de los equipos.

2.1 Escenarios Operacionales Críticos

Una vez analizadas las variables que pueden ser controladas desde la ECM, previa comunicación con el CPC, se determinan los siguientes escenarios críticos de la operación del gasoducto, para obtener las mejores condiciones de eficiencia sin afectar ni la integridad del gasoducto, como tampoco comprometer el cumplimiento contractual de entrega de los volúmenes de gas a los remitentes. Operando bajo estas condiciones, se reduce significativamente las horas/máquina, las horas/hombre, gas combustible, venteos y consumo energético en la ECM.

Se debe resaltar que la determinación de los siguientes escenarios está basada en el seguimiento a los datos estadísticos del comportamiento del consumo de gas del sector que alimenta este gasoducto. Se lleva la trazabilidad desde agosto de 2017, que corresponde al inicio de operación de ECM, por lo que existe suficiente información para sustentar los escenarios aquí propuestos.

Escenario 1: Durante los días hábiles (lunes a viernes)

Este escenario contempla los días de mayor consumo de gas y las variaciones más agresivas de las presiones en los diferentes puntos de control, por lo que se requiere una permanente comunicación entre los operadores del CPC y los operadores de la ECM, para garantizar el cumplimiento de las entregas de gas a todos los consumidores.

Escenario 2: Durante los fines de semana (sábado y domingo)

Si bien el consumo de gas disminuye notoriamente en estos días, se debe mantener controladas las variables de presión sin extralimitarse en el uso de la ECG, generando sobrecostos.

Escenario 3: Condiciones de presión en EET

Se han protocolizado unas condiciones mínimas en la EET para garantizar el cumplimiento en las entregas de gas a los consumidores. Aquí se tienen en cuenta las caídas de presión por las altas ratas de consumo y pérdidas por regulación.

Escenario 4: ECM en función como regulador de presión

ECM podrá cumplir la función de regulación de presión de entrada gasoducto; para ello el CPC, solicitará al operador ECM ejercer el control de presión en los rangos requeridos para evitar cierres por MAPO. Existen valores de presión estimados con los que se pueden hacer entregas de gas, sin requerir que la ECM entre en operación.

2.2 Variables Técnicas y Operativas de la Estación Compresora

Un proyecto de carácter investigativo está basado en la búsqueda de dar solución a problemas. Para su desarrollo se deben establecer los parámetros dentro de los cuales se enmarca pues, de lo contrario, podría expandirse sin medida y terminar perdido en generalidades que no logran profundizar sobre un tema en particular. Por eso, es necesario establecer las variables de estudio, con las cuales poner en perspectiva el diseño específico del sistema que solucione la problemática en cuestión. Esto facilita el proceso, así como aclara el escenario y sus componentes con un lenguaje propio.

Para el caso del diseño de una Estación Compresora al interior de una red de gasoductos, desde el inicio se debe establecer una metodología a partir de la cual desarrollar una ingeniería conceptual

y detallada, en donde se definen las dimensiones, características, modelos, requerimientos y límites de operación. Una vez han sido revisados y aprobados estos elementos, se procede a la construcción de la planta y posterior instalación de los equipos necesarios, los mismos que se convierten en el centro de análisis para esta investigación.

Dentro del sistema de compresión en estudio, hablar de maquinaria hace referencia, primordialmente, a los equipos reciprocantes de la planta y a los sistemas auxiliares de apoyo. Dado que estos elementos son muy versátiles, permiten trabajar dentro de una amplia ventana de operación y realizar ajustes en campo, según sea requerido. Cabe aclarar que, como sucede en cualquier sistema dinámico, las variables por registrar son cambiantes en el tiempo por la volatilidad del trabajo mismo. Por ello, las estadísticas de consumo, presiones del gasoducto, actividades de mantenimiento, etc., fueron seleccionadas por la influencia que tienen en el tema de interés. Son utilizadas para ajustar los parámetros de operación y poder cumplir con los compromisos contractuales, atendiendo a los límites técnicos de los equipos.

En la Estación Compresora, donde se llevó a cabo la medición, una vez puesta en servicio y hechos los ajustes iniciales del proceso, se encontró que algunos de los sistemas auxiliares instalados dentro de la planta no eran realmente necesarios para su correcto funcionamiento. Esto desembocó en un análisis de varios sistemas, mediante la recolección estadística de su comportamiento. Los resultados reflejaron que algunos sistemas estaban generando sobrecostos y que de ser corregidos representarían un ahorro significativo.

Es necesario agregar que la operación de la planta influye en el comportamiento de estas variables, lo que a su vez depende de la demanda del servicio en ciertos momentos del día. Igualmente, se deben considerar las fallas de la maquinaria, las cuales alteran el funcionamiento

regular de la estación. Entre otras, una de las decisiones estratégicas tomadas consistió en sacar de servicio algunas de las unidades funcionales, mediante una propuesta de transición controlada y basada en los manuales técnicos de los equipos usuarios de estos sistemas. En resumen, se considera que es viable la oportunidad de revertir una operación ineficiente basada en malas prácticas de manejo, hacia una eficiente con capacidad de operar en niveles adecuados, que incrementen los beneficios de la actividad en curso. Estas variables, son:

2.2.1 Gas Combustible de las Unidades Compresoras

En primer lugar, hay que identificar el tipo de maquinaria utilizada para poder aclarar las especificaciones técnicas relacionadas a la misma. Así, los equipos de combustión instalados en la Estación Compresora son los *Waukesha 7044 GSI* con una potencia de 1680 HP, que tienen un consumo de combustible de 12 KPC/hora a máxima potencia (ver anexo 1). Tomando como promedio un valor comercial de 6 dólares por cada 1 millón de BTU's y un poder calorífico de 1 millón de BTU/KPC, se puede cuantificar que 1 hora de operación de un equipo tiene un costo aproximado de USD 72.

Figura 1. Especificaciones técnicas motores Waukesha 7044 GSI

PERFORMANCE: L7044GSI VHP SERIES FOUR with ESM

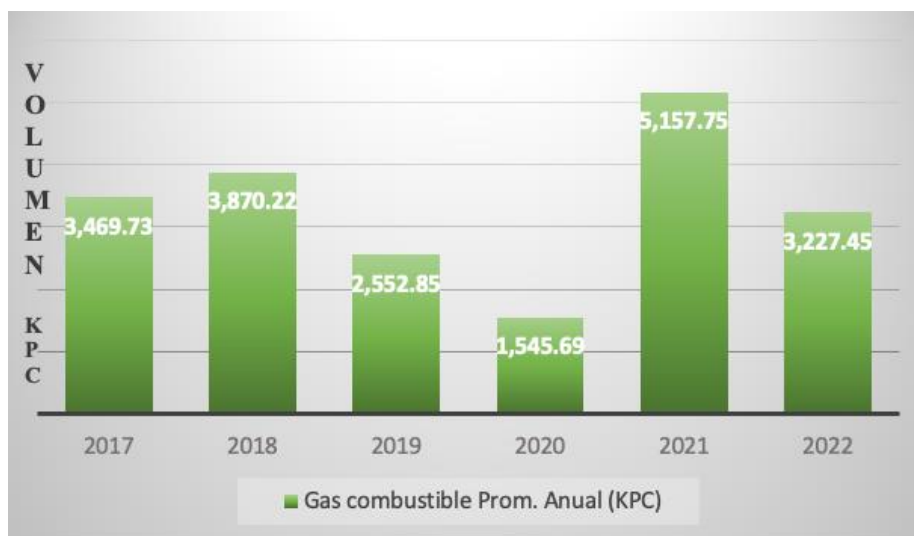
	English		130° F I.C. Water Temperature			Metric		54° C I.C. Water Temperature	
Pre-Catalyst Settings	RPM		1200	1000	Pre-Catalyst Settings	RPM		1200	1000
	Power (Bhp)		1680	1400		Power (kWb)		1253	1044
	BSFC (Btu/bhp-hr)		7755	7580		BSFC (kJ/kW-hr)		10973	10726
	NOx (grams/bhp-hr)		12.7	12.3		NOx (g/nm ³)		4.7	4.6
	CO (grams/bhp-hr)		13.8	12.0		CO (g/nm ³)		5.1	4.4
	NMHC (grams/bhp-hr)		0.36	0.36		NMHC (g/nm ³)		0.13	0.13
Low Fuel Consumption Settings	BSFC (Btu/bhp-hr)		7570	7430	Low Fuel Consumption Settings	BSFC (g/nm ³)		10712	10513
	NOx (grams/bhp-hr)		21.5	21.4		NOx (g/nm ³)		8.0	7.9
	CO (grams/bhp-hr)		1.6	1.6		CO (g/nm ³)		0.6	0.6
	NMHC (grams/bhp-hr)		0.30	0.30		NMHC (g/nm ³)		0.11	0.11

Fuente: Boletín 7056 0102. Dresser Waukesha.

Si bien los resultados de una buena combustión en un motor, en teoría, no generan altos niveles de contaminantes, las emisiones que produce no son del todo limpias. Si se toma como referencia la figura 1, se indica que los residuos de NOx (Óxidos de Nitrógeno), un motor como este produce alrededor de 512000 gramos de NOx al día. En cuanto al Monóxido de Carbono, se estarían produciendo 556000 gramos de CO al día. Aunque estos residuos no hacen parte de los GEI (Gases de Efecto Invernadero), si se constituyen como gases contaminantes.

Considerando esto, cuando un equipo está trabajando en condiciones de ineficiencia, los costos relacionados a su operación se incrementan de manera exponencial. Por tanto, es necesario e imprescindible el establecimiento de ajustes mediante los cuales se eviten los sobrecostos evidentes y los ocultos. Por estos últimos, se hace referencia a aquellos puntos donde usualmente no se estiman este tipo de problemas, pero una vez identificados y puestos en perspectiva, resulta evidente su incidencia. En la gráfica 8 se presenta el consumo de gas en función del tiempo, encontrando que la fluctuación se debe a los incrementos en los volúmenes de gas entregado al sistema (KPC), lo cual demanda mayor horas de operación de las UC (mayor consumo de combustible).

Gráfica 8. Promedio Anual de Gas Combustible



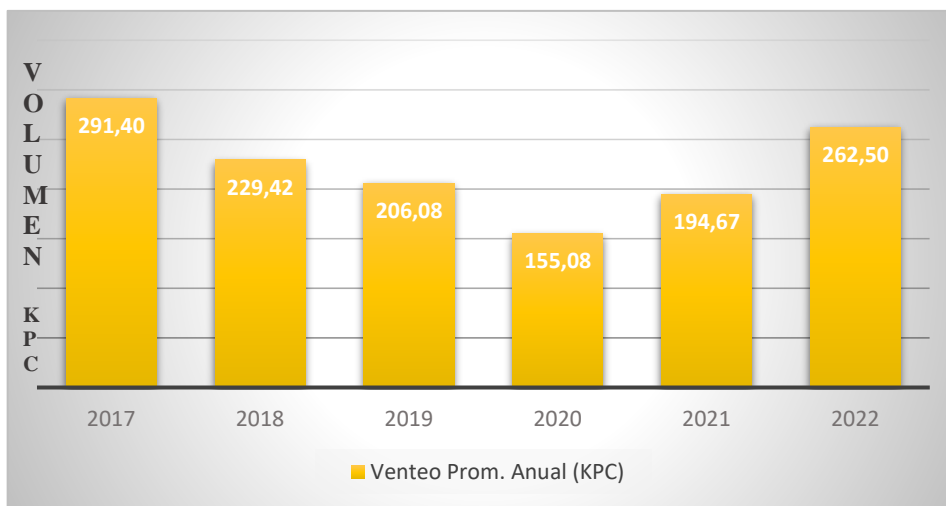
2.2.2 Gas Venteado

Esta variable que afecta las utilidades del negocio por doble vía, dado que posee dos dimensiones de despliegue a saber: el aspecto económico y el impacto ambiental. Ahora bien, se debe comprender que cada vez que se pone en servicio una UC, la lógica de control de dicho equipo establece unos tiempos de venteo a la atmósfera, para garantizar la NO presencia de oxígeno dentro del compresor.

Estas consideraciones técnicas son vitales, puesto que la situación mencionada conlleva a un incremento de la cantidad de gas que se ventea a la atmósfera. Por tanto, arranques y paradas no programadas de estas unidades, implican una mayor cantidad de gas venteado a la atmósfera. Ya sea por desconocimiento, falta de planeación, omisión de las recomendaciones y demás, esto genera una mala práctica que trae sobrecostos, sin embargo, puede ser corregida en el campo si se atienden las recomendaciones de los ajustes a los protocolos existentes.

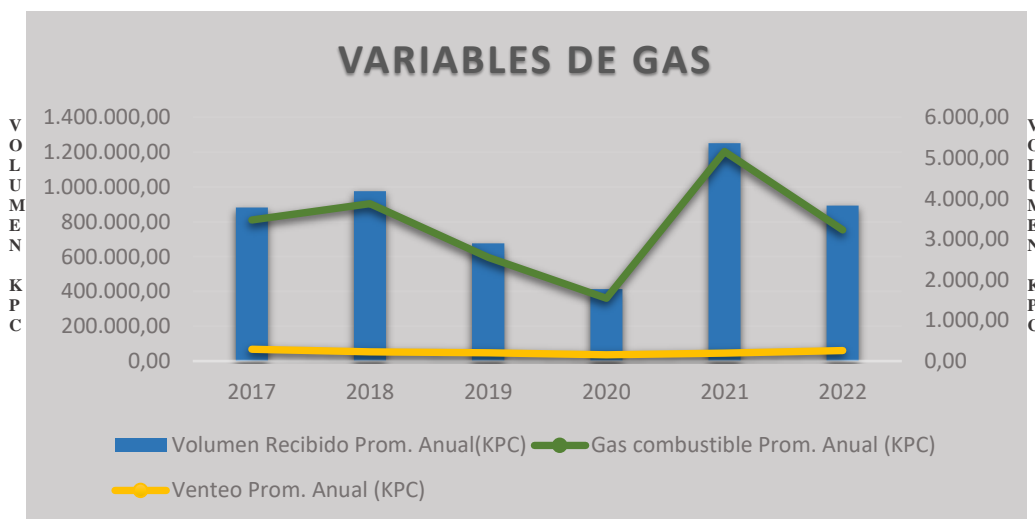
Para aclarar, en este momento no existe un sistema de medición en la línea de venteo de la Estación Compresora. Sin embargo, se hace un balance entre los sistemas de medición del Gas de Entrada (GE), el Gas de Salida (GS) y el Gas Combustible (GC), que son sistemas de medición existentes en la planta y de aquí se deduce la diferencia para estimar el gas que se ventea [$GV=GE-(GS+GC)$]. Así también, se optó por emplear fórmulas básicas que tengan en cuenta el diámetro de las vasijas y las líneas de flujo, para estimar la cantidad venteada de gas en cada arranque/parada del equipo. En este sentido, los resultados indican que el número de esta variable es de 7 KPC de gas combustible que se expulsa, por cada arranque o parada de cada UC. En la siguiente gráfica, se refleja el volumen de gas venteado total estimado, en cada año de operación, desde la entrada en servicio de la ECG.

Gráfica 9. Gas Venteado Anual



A continuación, en la gráfica 10 se puede apreciar como ha sido el comportamiento de estas dos variables comparadas contra el volumen total de gas entregado al gasoducto por la ECG. Esta relación es importante resaltarla, pero el análisis de estas se realizará más adelante.

Gráfica 10. Comparación de Variables de Gas



Aunque el gas combustible consumido y el gas venteado también se ven afectados por las fallas ocasionales en los equipos, que obligan a hacer paradas para corregir problemas en las

unidades de compresión, estas consideraciones no serán tenidas en cuenta ya que exceden la finalidad de este documento. Sin embargo, en la tabla 3 se presenta la cantidad total de fallas acumuladas por año y las horas acumuladas por año para las dos UC, con el propósito de evidenciar el impacto de estas variables sobre el gas combustible consumido y los venteos realizados.

Tabla 3. Total Número de fallas y horas trabajadas de las UC

FECHA	UC-01					UC-02				
	HORAS TRABAJADAS	HORAS DISPONIBLES	HORAS EN FALLA	HORAS MTTO PROGRAMADO	TOTAL FALLAS	HORAS TRABAJADAS	HORAS DISPONIBLES	HORAS EN FALLA	HORAS MTTO PROGRAMADO	TOTAL FALLAS
2017	977	2.675	8	12	9	957	2.677	19	19	5
2018	2537	6.146	23	54	10	2.551	6.063	51	95	5
2019	1821	6.796	56	87	22	1.706	6.984	11	59	10
2020	1078	7.652	18	36	13	1.190	7.542	5	43	10
2021	3832	4.822	21	85	37	3.427	5.282	6	46	15
TOTAL	10244	28.092	127	273	91	9.830	28.548	93	261	45

En la tabla 4, se evidencia el comportamiento de las variables de gas comprimido, gas combustible y gas venteado, donde se puede ver para el año 2021 el mejor comportamiento en cuanto a indicadores de eficiencia operativa de la ECG. Evidenciando una reducción porcentual en las relaciones de gas que se ventea por cada KPC de gas que se comprime (gas de entrega al gasoducto). Esta disminución también se refleja en la relación porcentual de la cantidad de gas que se venta por KPC de gas combustible (directamente relacionado con las horas de uso de las UC), mostrando que la implementación de las recomendaciones a los protocolos de operación del gasoducto, que iniciaron su aplicación a mediados del año 2018, mejora sustancialmente los indicadores ambientales y de costos (menos cantidad de gas venteado, menos horas/máquina). Sin embargo, en este proceso de implementación se encontró cierta reactividad al cambio en los diferentes actores que, poco a poco se ha ido superando mediante inducciones, socialización de las recomendaciones planteadas, capacitaciones, lográndose evidenciar los mejores resultados en el año 2021.

Tabla 4. Relación Gas comprimido vs. Gas combustible vs. Gas venteado

Año	Gas Venteado vs. Gas comprimido	Gas Venteado vs. Gas combustible
2017	0.033%	8.398%
2018	0.024%	5.928%
2019	0.030%	8.073%
2020	0.038%	10.033%
2021	0.016%	3.774%

2.2.3 Consumo Energético

Esta es una de las variables que mayor intervención tuvo, teniendo en cuenta que involucra sistemas auxiliares al servicio de la Estación Compresora y, por tanto, atraviesa más de un sector paralelo al desarrollo de la actividad. Por ejemplo, una de las propuestas versaba sobre la necesidad de sacar de funcionamiento los calentadores de gas, cuyo aporte se demostró que no es necesario, pero si suma al consumo energético total de la planta. También, algunas áreas del sistema de aire acondicionado e iluminación de determinadas zonas en donde, por la dinámica de operación de la Estación Compresora, en ciertos momentos no son necesarias.

De aquí se puede desglosar los 3 sistemas más relevantes intervenidos, para lograr una reducción del consumo energético, así:

- **Sistema De Aire Acondicionado Centralizado.**

Es normal encontrar muchas facilidades industriales en las que existen áreas destinadas a personal operativo, donde también están ubicados equipos tecnológicos que requieren operar a ciertos rangos de temperatura, para evitar sobrecalentamiento y, por lo tanto, daños en los mismos. Los equipos de acondicionamiento de aire, que se comercializan, se encuentran en diferentes rangos de capacidades, por lo que, en las fases de diseño de ingeniería de los proyectos, se debe definir

cuales son los apropiados para acondicionar las respectivas zonas de trabajo. Para esto, se debe entender el concepto de confort térmico que se puede definir de la siguiente manera:

La percepción de la temperatura de confort se traduce como una sensación de conformidad o satisfacción con el ambiente térmico en el que el individuo se encuentra.

Esto sucede cuando las condiciones de temperatura, humedad y velocidad del aire son apropiadas para el desarrollo de la actividad que se realiza en ese espacio (S&P, 2020).

Normalmente, estos trabajan climatizando desde 16 °C, sin embargo, esta temperatura en ciertas horas del día resulta inconfortable. Por esta razón, se ha definido que una temperatura confort en zonas cálidas debe situarse entre 23 y 26 °C (MUTUA INTERCOMARCAL, 2013). De esta manera, se logra reducir el tiempo de operación de los equipos de climatización y, por lo tanto, reducir los costos de consumo energético. Adicionalmente, la instalación de burletes en ventanas y puertas de acceso en las áreas climatizadas evitan la fuga de aire climatizado, previniendo los constantes arranques y paradas de los equipos de aire acondicionado. Estos generan picos de corriente, que incrementan los costos de energía asociados.

- **Sistema De Iluminación Área De Compresión.**

El área de compresión está iluminada por un sistema conformado por 30 lámparas *Metal Halide* de 400 W, generando un consumo total de 12000 W. La necesidad de mantener iluminada esta área de trabajo, solo es requerida cuando hay programas de compresión (unidades compresoras en servicio), en caso contrario pueden permanecer apagadas. El funcionamiento inicial de la planta demandaba el uso continuo del sistema (6pm-6am), generando un incremento innecesario en el consumo de 144 KW/día, durante los días que no hubo operación de unidades compresoras.

- **Sistema De Calentamiento Del Gas Combustible.**

En muchos proyectos, las ingenierías básicas, conceptuales y de detalle no son filtradas adecuadamente por especialistas y terminan instalando equipos que no se requieren en todas las aplicaciones, ocasionando altos sobrecostos. Algunos de estos demandan el uso específico de sistemas de calentamiento de gas combustible usado por los motores de combustión interna. En algunas latitudes, el clima obliga a calentar el gas para que este llegue al motor en óptimas condiciones y, en otros casos, evitar condensación que facilite la presencia de líquidos en la combustión, lo que generaría daños catastróficos a los equipos.

En la ECM en estudio, fue instalado un calentador de gas combustible, con un consumo energético de 20 KW/hora. Después de un amplio estudio soportado en los manuales técnicos de los equipos de compresión operados en esa planta, fue sacado de servicio ya que se demostró que no es necesario para el adecuado funcionamiento de los equipos, pues el gas combustible no necesita ser calentado con las condiciones en las que se entrega. Éste se toma de la línea de succión de la ECG, luego es regulado a 150 psi y enviado a un filtro separador instalado sobre el skid de la UC para ser utilizado después como gas combustible y gas de arranque.

- **Eficiencia De La Estación Compresora**

En este punto, los dos equipos de compresión elegidos para el trabajo de la Estación en estudio son compresores Ariel JGT-4, que se encuentran acoplados a un motor de combustión *Waukesha 7044 GSI* de 1680 HP, el cual se ve ilustrado en la figura 2. Juntos conforman un paquete de compresión versátil y de fácil ajuste a las condiciones del proceso. En general, este equipo cuenta con un software (Ariel Performance v.7.7.9.0), que resulta útil para estimar el comportamiento de la unidad frente a las variaciones de las presiones de succión y descarga, del proceso en la red de

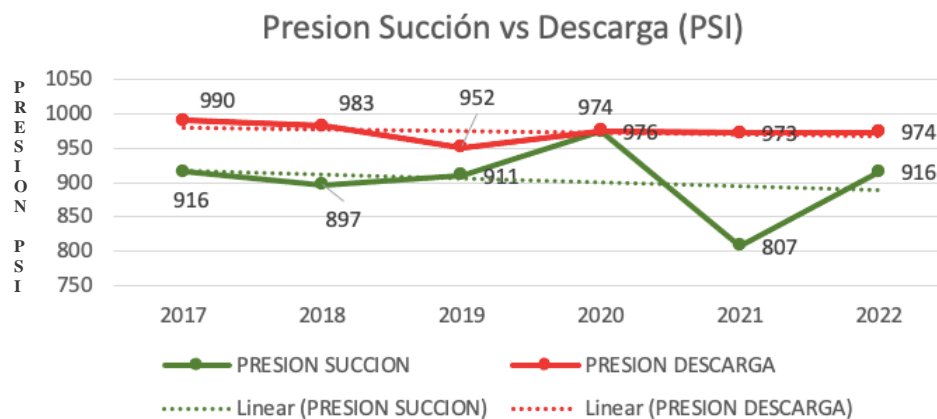
transporte de gas. Gracias a esto, se pueden tomar decisiones en tiempo real respecto a la configuración óptima de los equipos.

Figura 2. Equipo de compresión



En los datos históricos de presiones a la entrada de la ECG, se puede apreciar la inestabilidad de esta variable en función del tiempo, ilustrado en la gráfica 11.

Gráfica 11. Comportamiento de la Presión de Succión y Presión de Descarga por año de operación



Las variaciones en la presión (disminución de la presión de succión) afectan directamente la eficiencia volumétrica del compresor y la relación de compresión. De estas variables, se desprenden otras como son las temperaturas del gas, volúmenes de gas comprimido, potencia requerida y consumo de gas combustible. Como ilustra la gráfica 11, en el año 2021 se evidenció un descenso muy significativo en la presión de succión, que posteriormente se verá reflejado en los indicadores del consumo de gas combustible y horas/máquina requeridos para dar cumplimiento a las entregas de gas.

2.3 Buenas Prácticas Integralmente Eficientes

Como resultado de todas estas consideraciones, se optó por establecer una serie de recomendaciones dirigidas a los operadores de la ECM y a los operadores de gasoducto, en donde se contemplen todos estos escenarios y las correcciones aplicables a cada caso. Se logró mejorar el comportamiento de los indicadores, despertando una mayor conciencia e interés de los trabajadores que ejecutan la operación por aplicar estas recomendaciones.

2.3.1 Sistemas de Iluminación

Uno de los primeros lineamientos fue señalar que, en los momentos de no operación de la planta, se sacaron de servicio los sistemas de iluminación del área del Shelter de las UC, con el fin de disminuir el consumo energético. Para este fin, se hizo una redistribución del circuito eléctrico correspondiente (figura 3), seccionando las lámparas por grupos para, de esta manera, poner en servicio solamente las necesarias para iluminar el área requerida.

Figura 3. Sistema de Iluminación en Shelter de Compresores



2.3.2 Sistemas de Aire Acondicionado

Para este caso de estudio, al interior de la Estación Compresora se manejaban temperaturas climatizadas entre 16 y 18 °C, con el errado concepto de que los equipos tecnológicos instalados (PLC's, tarjetas electrónicas y equipos de comunicaciones) requerían esta temperatura para su buen funcionamiento. Una vez se buscó la información técnica de los sistemas, se halló que estos podían trabajar en rangos de hasta 50 °C sin que esto afectara su normal funcionamiento, desvirtuando la anterior noción. Con el fin de estimular el uso racional de los aires acondicionados, mediante la programación de una temperatura de trabajo dentro del área de oficinas de operaciones y cuarto de control a 24 °C (figura 4), ya que comparten la misma unidad, garantizando al personal de operaciones una temperatura confort.

Figura 4. Temperatura Confort del Sistema de Acondicionamiento



Así también, se deben instalar burletes en todas las puertas de acceso de las oficinas y áreas de operaciones, evitando las fugas de aire climatizado de los recintos, punto que ha sido especialmente bien recibido, al punto de ser copiado en otros proyectos. Un ejemplo de esto se ve reflejado en la figura 5, donde el burlete (señalado en rojo) ha sido instalado en una puerta de salida.

Figura 5. Instalación de Burletes



2.3.3 Calentador de Gas

ECM cuenta con un calentador eléctrico para el gas combustible, el cual fue concebido en la ingeniería detallada, con el fin de mantener estable la temperatura de gas combustible y en un rango entre 60 °F y 120 °F, para evitar condensación de líquidos que eventualmente estuviesen en el gas. Durante la operación de ECM, se han generado varias paradas de planta, asociadas al control de baja temperatura e gas combustible; sin embargo, por las características del gas usado en ECM y de acuerdo al boletín - Fuels & Lubrication: Gaseous Fuel Specification for Waukesha Engines, el fabricante establece como rango pto. de operación: -20,2 °F hasta 140 °F. Considerando la información técnica del fabricante y con el fin de evitar paradas de planta no

deseadas, se sugiere cambiar los puntos de control por baja temperatura de gas combustible. En la tabla 5, se enlistan las actividades requeridas para el cambio (en el anexo 1 se trata específicamente este punto):

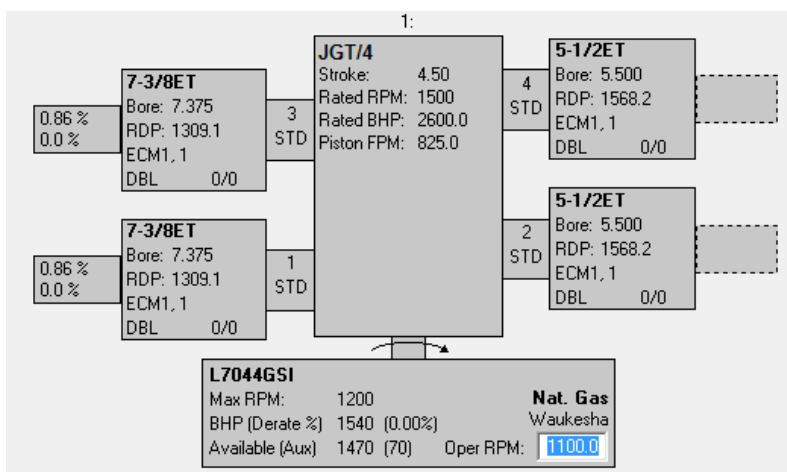
Tabla 5. Actividades de cambio del calentador de gas

Nº	Actividad	Responsable
1	Verificación de matriz Causa – efecto de ECM y validar impactos al interior de la planta con el cambio del Set point	Comité Técnico
2	Validad información de los fabricantes: Waukesha, Calentador eléctrico y también ingeniería detallada, para presentar informe al comité técnico	Comité Técnico
3	Conciliar con comité técnico, los nuevos valores L y LL para la variable: Temperatura de gas combustible.	Comité Técnico
4	Actualizar valores de alarma (L) y parada (LL) para la variable: Temperatura de gas combustible ECM.	Comité Técnico
5	Prueba de desempeño – ajustes graduales.	Comité Técnico

2.3.4 Aplicación de Software Ariel Performance

Adicional a las prácticas anteriormente descritas, para incrementar la eficiencia en los equipos de compresión se capacitó a todos los operadores de la ECM para desarrollar, durante las fases de operación, simulaciones en el software Ariel Performance. Como se puede apreciar en la figura 6, estos ejercicios se llevan a cabo para interpretar el comportamiento del equipo en tiempo real, ante las variaciones de los parámetros de operación que afectan el comportamiento de la EC.

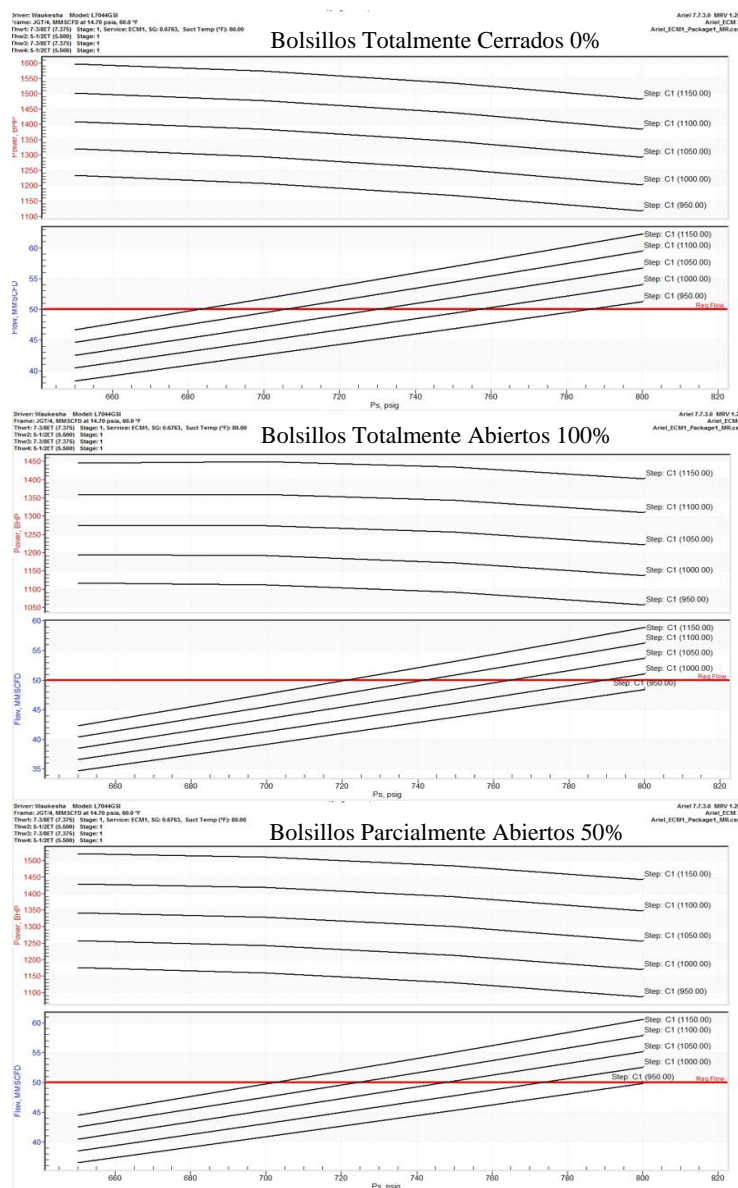
Figura 6. Simulación Software Ariel Performance 1



De esta manera, el operador puede tomar decisiones que conlleven a mejorar la eficiencia operativa de la EC, tomando acciones como, por ejemplo:

- ✓ Variación de las RPM del motor.
- ✓ Ajuste a las válvulas de volumen variable del compresor (pockets), como lo ilustra la figura 7.
- ✓ Ajuste de la válvula de regulación de gas en la entrada de la ECM.

Figura 7. Simulación Software Ariel Performance 2



La información arrojada por el software debe ser socializada con los responsables del manejo del gasoducto (CPC), antes de aplicar los cambios en los equipos. De esta manera, se logra integrar el conocimiento que tienen los operadores del gasoducto con la experiencia de los operadores de la ECM, para lograr un desempeño más eficiente en la dinámica del transporte de gas natural.

3. RESULTADOS DE LA IMPLEMENTACIÓN DE BUENAS PRÁCTICAS

Con el fin de evaluar la incidencia que ha tenido la implementación de las prácticas anteriores descritas sobre el comportamiento de las variables de estudio, se tomaron datos *in situ* con los cuales poder identificar la variación de éstas en función del tiempo, partiendo desde el año 2017 hasta el 2021, justificando los argumentos aquí presentados.

Tabla 6. Consolidado de las variables estudiadas por año de operación

AÑO	VARIABLES							
	HORAS TRABAJADAS UC 301/302	GAS COMPRIMIDO KPC	GAS COMBUSTIBLE KPC	GAS VENTEADO KPC	# De Fallas UC 301/302	PROM PRES SUCCION psi	KW/AÑO	TON CO2e Venteos + CE
2017	1,934	4,410,283	17,348.63	1,457.00	14	916	89,754	0
2018	5,088	11,705,641	46,442.60	2,753.00	15	897	178,930	203.0
2019	3,527	8,123,825	30,634.15	2,473.00	32	911	134,970	179.0
2020	2,268	4,953,854	18,548.26	1,861.00	23	974	121,110	138.2
2021	7,259	15,011,406	61,893.00	2,336.00	52	816	136,290	170.4

En la tabla 6, se puede apreciar que en el año 2021 se alcanzaron los más altos en las variables de horas trabajadas por las unidades de compresión, el volumen de gas comprimido y gas combustible, así como fue el año donde se manejaron las presiones más bajas en la succión. **Esto último incide negativamente en la eficiencia volumétrica y en la relación de compresión, el**

cual es un factor producto de la división de la presión de descarga absoluta entre la presión de succión absoluta. Cuánto más grande sea el resultado de la relación de compresión, más potencia se requiere para mover un volumen de gas determinado.

Tabla 7. Comparación de la relación entre variables por año de operación

AÑO	GAS COMB KPC/HORAS	GAS COMP KPC/HORAS	GAS VENT KPC/HORAS	GAS COMP/GAS VENT	GAS COMP/GAS COMB	GAS COMP KPC/KW	GAS COMP/TON CO _{2e}
2017	8.97	2280.75	0.75	3027.0	254.2	49.1	0.0
2018	9.13	2300.73	0.54	4252.0	252.0	65.4	57663.3
2019	8.69	2303.46	0.70	3285.0	265.2	60.2	45384.5
2020	8.18	2184.72	0.82	2661.9	267.1	40.9	35845.5
2021	8.53	2067.97	0.32	6426.1	242.5	110.1	88095.1

A pesar de esta situación, se puede observar el incremento en la eficiencia general de la ECM, plasmados en los resultados de la tabla 7, de donde se puede extraer las siguientes consideraciones:

- ✓ Menor cantidad de gas venteado por hora de trabajo de las UC's (0.32).
- ✓ Mayor cantidad de KPC gas comprimido por cada KPC gas venteado (6426).
- ✓ Mayor cantidad de KPC gas comprimido por cada KW energía consumida (110).
- ✓ Mayor cantidad de KPC gas comprimido por cada TON de CO_{2e} emitido (888095).
- ✓ En los indicadores de Gas Comb/Horas (8.53) y Gas Comp/Horas (2067.9), se ve una distorsión negativa en el indicador, la cual está justificada por la baja presión de succión en el 2021(816 psi), afectando la eficiencia volumétrica de los compresores, e incrementando la relación de compresión (Rc) factor que incrementa la demanda de potencia en el motor, para comprimir un determinado volumen de gas.

Sin lugar a duda, la implementación de buenas prácticas operativas viene redundando en la optimización de la operación, impactando positivamente en todos los aspectos económicos, ambientales y de cumplimiento contractual.

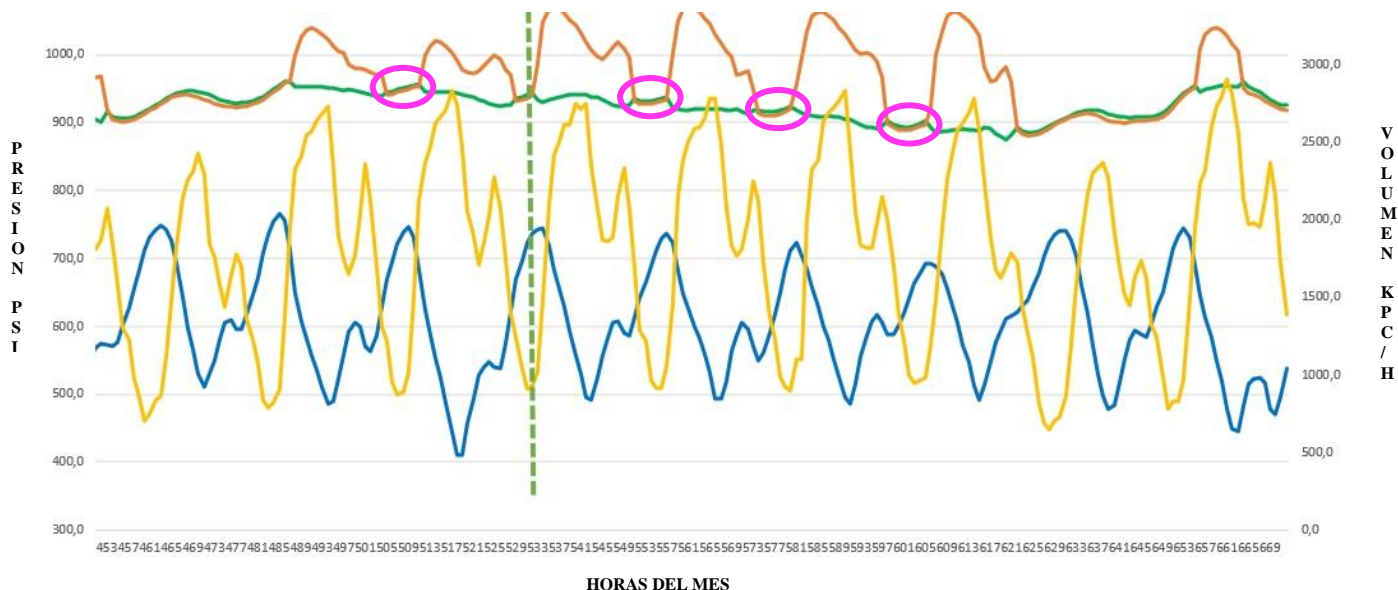
3.1 Consumo adicional de gas combustible

De acuerdo con la figura 1 enseñada anteriormente, el consumo estimado de un motor *Waukesha 7044 GSI* es de 7755 BTU/BHP – HR, lo que da un total de 12 KPCD (gas con un poder calorífico de 1086 BTU). De la tabla 6 se puede inferir que, en el 2021 el indicador de gas combustible por hora/UC trabajada es mejor que en los años 2017, 2018 y 2019, a pesar de que en este la operación estuvo afectada por las relaciones de compresión más altas, la cual fue caracterizada por la más baja presión de succión histórica en el gasoducto principal que entrega gas a la ECM. Esto demuestra que la implementación de la actualización permanente de las condiciones operacionales de cada UC, soportadas en el software *Ariel Performance*, influye en la optimización de la operación del equipo para disminuir el consumo de combustible.

Los costos relacionados con esta variable se pueden cuantificar teniendo en cuenta el valor de 1 millón de BTU a una tarifa promedio de 6 USD. Revisando la gráfica 12² se puede apreciar que, el nuevo protocolo de operación implementado genera hasta 8 horas con la ECM fuera de servicio por cumplimiento de las entregas de gas del correspondiente día.

² El software utilizado para graficar, en el eje X registra en horas el comportamiento de las variables de presiones y volumen de gas entregado. Para efectos de ilustrar, se toma solamente una fracción de tiempo entre la hora 453 y la hora 669, de un mes aleatorio que se toma como muestra.

Gráfica 12. Comportamiento actual de la operación del gasoducto



Para aclarar:

- Línea verde: presión de recibo en ECM (en psig).
- Línea marrón: presión de descarga ECM (en psig).
- Línea azul: presión de recibo en EET (en psig).
- Línea amarilla: volumen de gas entregado en EET (en KPC/Hora).

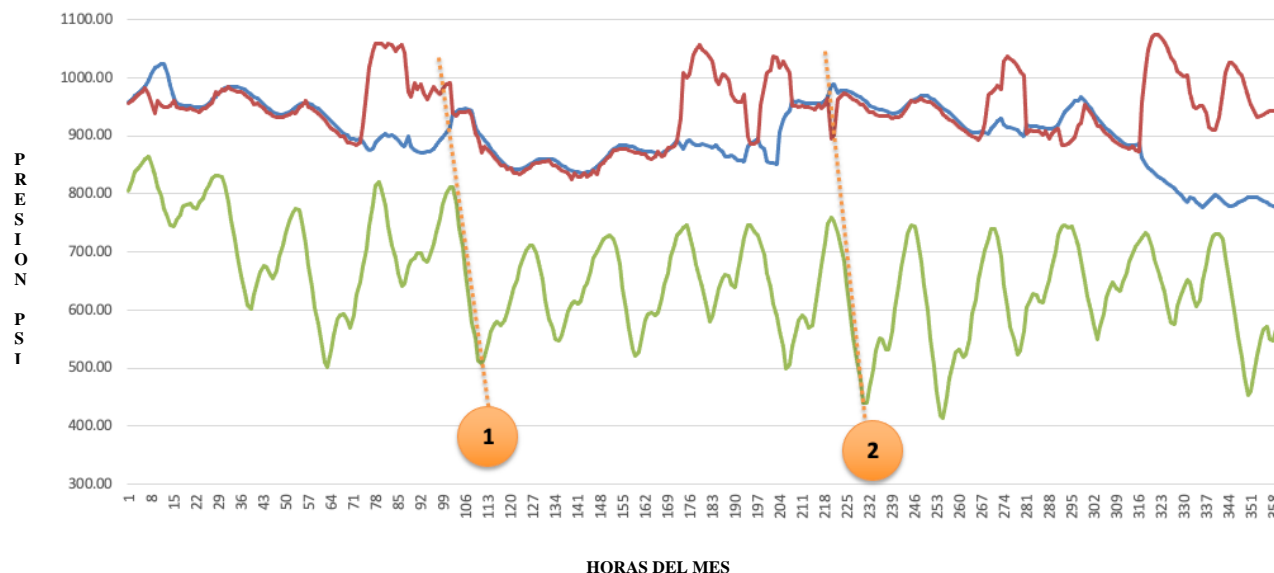
Los espacios encerrados en los círculos (color fucsia) representan las horas de la ECM parada por disponibilidad, generando un ahorro considerable en términos de gas combustible, horas/máquina y energía.

3.2 Gas Venteado y Consumo Energético

En comparación con la gráfica 13 se puede apreciar la irregularidad en la operación del gasoducto, el cual operaba hasta más de 48 horas continuas, generando sobrecostos en la operación y altos consumos de gas combustible. En conclusión, es posible resaltar un ahorro aproximado de USD

192 (USD 96 por cada UC en servicio) por cada día de operación, solo en términos de gas combustible sin tener en cuenta las demás variables que afectan los costos.

Gráfica 13. Comportamiento anterior de la operación del gasoducto



Para aclarar:

- Línea verde: presión de recibo en EET (en psig).
- Línea roja: presión de descarga ECM (en psig).
- Línea azul: presión de recibo en ECM (en psig).

Tomando como referencia el dato estimado de 7 KPC por cada venteo completo que se realiza durante las diferentes actividades operativas de la ECM, se puede apreciar en la tabla 6 los volúmenes de gas venteado por año y, en la tabla 7, los comparativos entre las diferentes variables donde se evidencia una notable optimización en el indicador de Gas Comprimido/Gas Venteado, el cual registra 1 KPC de gas venteado por cada 6426 unidades de gas comprimido, indicando una

mejor eficiencia en la operación, ya que se redujeron en más de un 50% las emisiones de gas a la atmósfera en el cumplimiento de los programas de entrega de gas natural a los remitentes. Desde inicio de operaciones en agosto del 2017 al 31 de diciembre de 2021 se han ventado 10880 KPC, lo que equivale a un valor de USD 65280.

3.3 Consideraciones Ambientales de las Buenas Prácticas Implementadas

Durante el desarrollo de la investigación se identificaron los procesos de disposición final del gas residual como fuente principal de emisiones de gases de efecto invernadero, se realiza la planificación de acciones para la medición y el control de estos con el fin proponer alternativas que mitiguen el impacto ambiental generado. Las emisiones se calcularon mediante la aplicación de emisiones documentadas; para el inventario de GEI y la medición de huella de carbono, se tomó como base el factor de emisión de las estadísticas de XM y el factor de emisión de la unidad de planeación minero-energética (UPME) y el ministerio de Minas y Energía.

Uno de los pasos más importantes fue la recolección de información e historial de emisiones del mecanismo de disposición de la estación estudiada durante los últimos años, además de las emisiones indirectas, las cuales corresponden al consumo energético de las estaciones.

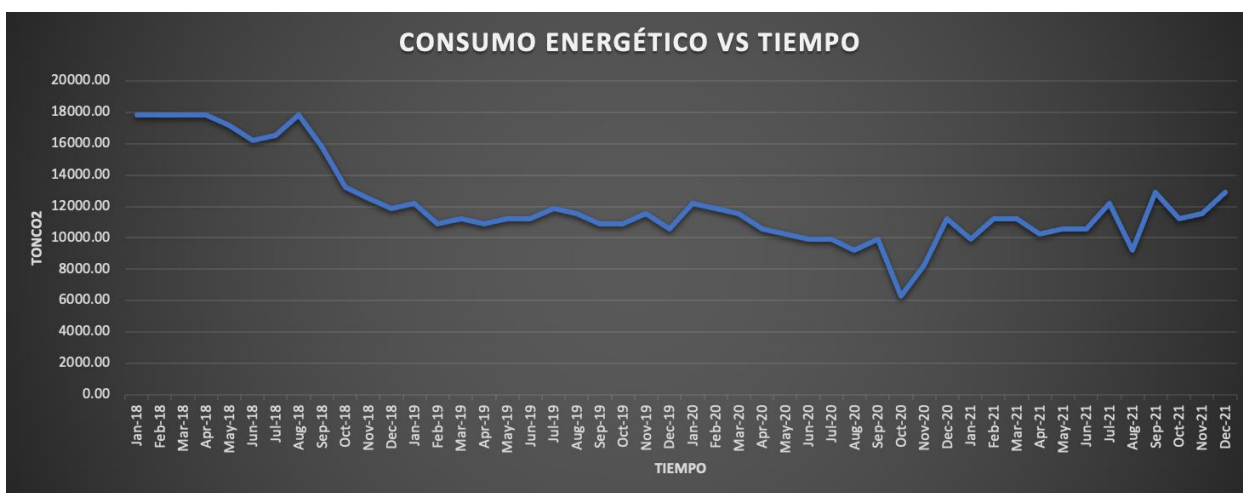
- **Datos y factores de emisión**

Emisiones indirectas: Consumo de energía eléctrica

El consumo de energía eléctrica de la estación compresora que realiza el procedimiento de venteo se debe principalmente a alumbrado, aire acondicionado, uso de equipos y lo generado por el cuarto de control. Esta información se encuentra disponible en los recibos mensuales de consumo de energía eléctrica.

En la gráfica 14 se encuentra el comportamiento del consumo energético en la ECM, evidenciando una notable reducción en este indicador después de implementar las prácticas integralmente eficientes, referenciadas en el apartado anterior. Esto ha redundado en una disminución de los costos en la factura de energía y la reducción de la emisión de gases de efecto invernadero (GEI).

Gráfica 14. Consumo energético en el tiempo



El nuevo factor de emisión de la matriz energética colombiana permitirá que las empresas en el país calculen su huella de carbono asociada al consumo de energía eléctrica. En Colombia Factor de emisión de CO₂ por generación eléctrica del Sistema Interconectado: 164.38 gramos de CO₂ por kilovatio hora, dicho factor proviene de las estadísticas de XM, la unidad de planeación minero-energética y el ministerio de Minas y Energía. Tiene un valor igual a **0,164Kg CO₂ equivalente/kWh** (XM energía, 2020).

Tabla 8. Emisiones de GEI de la Estación correspondiente a los últimos cuatro años

AÑO

	CONSUMO ENERGETICO KWh	EMISIONES POR CONSUMO ENERGETICO (TonCO2 eq.)
2018	192330	31,5
2019	134970	22,1
2020	121110	19,9
2021	133320	21,9

Ahora bien, para el cálculo de emisiones GEI se tomó en cuenta, las tablas de potencial de calentamiento global, de tal manera que los resultados se expresen en CO₂ equivalente.

Tabla 9. Potencial de calentamiento global directo (PCM) relacionados con el CO₂

Nombre Industrial o común (años)	Fórmula química	Vida (años)	Eficacia Radiativa (W m ⁻² ppb ⁻¹)	Potencial de calentamiento mundial para Tiempo dado de Horizonte			
				SIE† (100-años)	20-años	100-años	500-años
Dióxido de carbono	CO ₂	Ver debajo ^a	1.4x10 ⁻⁶	1	1	1	1
Metano ^b	CH ₄	12 ^c	3.7x10 ⁻⁴	21	72	25	7.6
Óxido nitroso	N ₂ O	114	3.03x10 ⁻³	310	289	298	153

Fuente: IPCC. (2014). Potencial de Calentamiento Global. Tomado de <https://www.ipcc.ch/site/assets/uploads/2018/05/ar4-wg1-ts-sp.pdf>

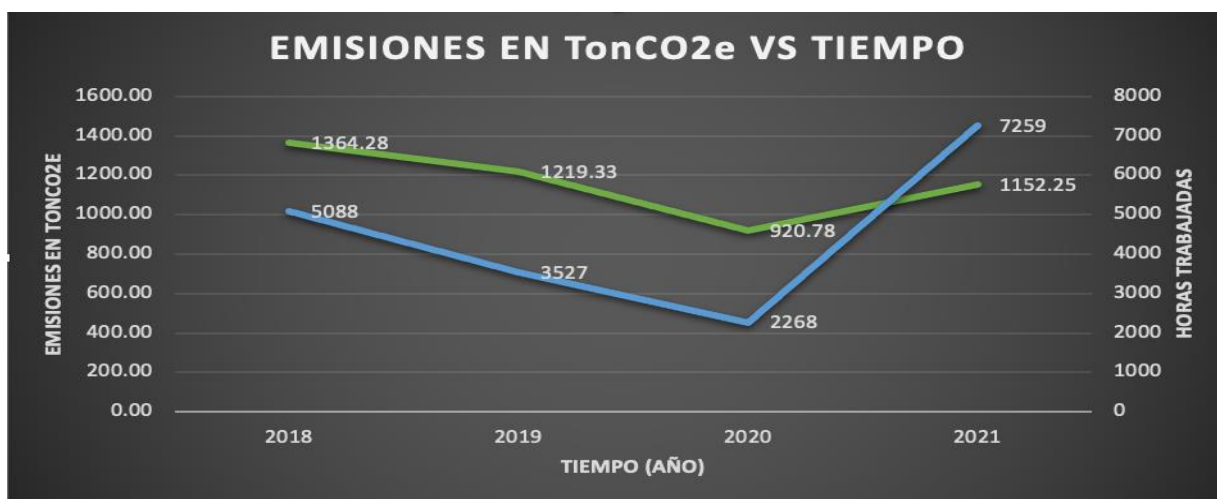
Cabe recalcar que la medición del potencial se hace en base a la unidad de masa, CO₂ equivalente de tal manera que al final se obtiene en términos de CO₂ el nivel de Calentamiento Global que tienen dichos gases de efecto invernadero. Las emisiones directas de metano liberadas a la atmosfera por la actividad de venteo, según la tabla 9, son aproximadamente 25 más potentes que el CO₂ en términos de su efecto de calentamiento en la atmósfera. Es decir, los gases de efecto invernadero distintos del dióxido de carbono son convertidos a su valor equivalente en CO₂, multiplicando la masa del gas en cuestión por su potencial de calentamiento global.

Para poder comparar datos de distintos gases a la vez, el IPCC propuso como gas de referencia el CO₂ y se estimó que el potencial de Calentamiento Global del CO₂ sea siempre igual a 1 (Recarey, 2016). Por ejemplo, el PCG del metano durante 100 años equivale a 25, lo que

significa que las emisiones de una tonelada métrica de metano equivalen a 25 de CO₂. En conclusión, esta medida es utilizada para indicar el potencial de Calentamiento Global de los gases de efecto invernadero es denominada CO₂ equivalente.

En la gráfica 15 se evidencia que hay un notorio decrecimiento con respecto a las emisiones de CO₂ equivalente, esto se debe a la implementación de nuevas prácticas para el uso eficiente de la energía, tales como: ajustar la temperatura del aire acondicionado en 22°C de tal manera que el motor trabaje de forma lineal; es decir, sin picos que aumenten el consumo de corriente, además se les realiza mantenimiento continuamente para no recurrir a fallas que fueren el trabajo de los motores, también se controlan el uso de las luces cuando no se encuentra nadie presente en las oficinas de la estación, entre otras prácticas que concientizan al trabajador a mantener un ahorro energético responsable, mejorando los periodos de compresión, reduciendo los tiempos de venteo en los equipos y mejorando la operación del gasoducto. En el caso contrario, las prácticas anteriores que no tenían medida o control en el manejo de los equipos pueden ser consideradas como un despilfarro de recursos valiosos, así como una fuente significativa de emisiones de GEI.

Gráfica 15. Emisiones en TonCO₂ equivalente vs tiempo



Ahora bien, existen alternativas que la empresa puede establecer para favorecer su propia rentabilidad teniendo en cuenta los beneficios del medio ambiente y la conservación de la energía, y destinarle inversiones y medidas de mejora para incrementar su viabilidad y rentabilidad. Finalmente se concluye que durante la operación y / o mantenimiento de la estación de compresión de gas natural en estudio, se debe considerar permanentemente la protección e impacto ambiental. Por lo tanto, todo el personal relacionado directa o indirectamente con la estación compresora debe estar familiarizado con todas las regulaciones ambientales locales y nacionales.

Durante el estudio se han identificado las variables importantes del proceso de combustión del gas natural, que desde el punto de vista económico y ambiental son las más sensibles a cambios importantes. Con este fin, se realizó la simulación del proceso de combustión de gas natural, utilizando un modelo teórico basado en las ecuaciones de balance de materia, donde se determinaron cuáles son las condiciones operativas que favorecen la combustión completa.

Tabla 10. Ecuaciones balanceadas del proceso químico de la combustión de gases

Combustión Completa y total (g/mol)	
Metano	$CH_4 + 2O_2 \rightarrow CO_2 + 2H_2O$ 16 gCH ₄ → 44 gCO ₂
Etano	$2C_2H_6 + 7O_2 \rightarrow 4CO_2 + 6H_2O$ 2(30,07) gC ₂ H ₆ → 4(44,01) gCO ₂ 60,14gC ₂ H ₆ → 176,04gCO ₂
Propano	$C_3H_8 + 5O_2 \rightarrow 3CO_2 + 4H_2O$ 44,1 gC ₃ H ₈ → 132,03 gCO ₂
N-Butano / i-Butano	$C_4H_{10} + O_2 \rightarrow 4CO_2 + 5H_2O$ 58,12 gC ₄ H ₁₀ → 176,04 gCO ₂
N-Pentano / i-Pentano	$C_5H_{12} + 8O_2 \rightarrow 5CO_2 + 6H_2O$ 72,15 gC ₅ H ₁₂ → 220,05 gCO ₂
N-Hexano	$C_6H_{14} + \frac{19}{2}O_2 \rightarrow 6CO_2 + 7H_2O$ 86,18 gC ₆ H ₁₄ → 264,06 gCO ₂

Los resultados de CO₂ equivalente obtenidos de los cálculos de la actividad de conteo directo, demuestra que se libera una cantidad considerable de metano y compuestos orgánicos volátiles (VOC) a la atmósfera y dado que el potencial de calentamiento global del metano es 25

veces mayor que el del dióxido de carbono, las emisiones directas de gases de efecto invernadero son muy superiores a las emisiones por combustión de gas natural. Teniendo en cuenta lo establecido anteriormente, se realizó una comparación entre los mecanismos de disposición se demuestra que las emisiones de CO₂ producidas por el mecanismo de venteo, van muy por encima de las emisiones provocadas por la combustión del gas residual.

Las emisiones acumuladas del metano liberado a la atmósfera antes de la combustión son perjudicial para el medio ambiente. Este gas puede atrapar el calor en la atmósfera y provocar el cambio climático. Aunque el metano tiene una duración relativamente corta en la atmósfera en comparación con otros gases de efecto invernadero, es más eficaz para capturar calor que estos otros gases que componen el gas natural. A pesar de que existen procesos naturales en el suelo y reacciones químicas en la atmósfera que ayudan a eliminar el metano de la atmósfera, es importante aplicar nuevos métodos que ayuden a reducir estas emisiones.

Cabe recalcar que el objetivo principal de este proyecto no es abordar el impacto climático causado por las emisiones generadas y marcos regulatorios ambientales, ni cuestionar si se cumple con los múltiples requisitos de las empresas de la industria de gas e hidrocarburos, sino proponer soluciones para promover mejoras en los procesos y brindar alternativas que ayudan a cumplir con los indicadores establecidos.

3.4 Costos de Operación y Mantenimiento de la ECM

Una estimación de los costos en los que se incurre por cada hora de operación se presenta en la tabla 11 teniendo en cuenta la relación de las variables que mas impactan en este aspecto, como son:

- Costos del contrato de operación.
- Costos de los repuestos para mantenimientos periódicos.
- Costos de aceites.
- Costos de repuestos para el Top Overhaul.

Estos 4 componentes de la matriz de costos de operación y mantenimiento impactan los valores totales de manera significativa, lo que incide finalmente en la utilidad.

Tabla 11. Costos estimados de O&M de la ECM

Costos Mano de obra de la Operación ECM			
Descripción	Unidad	Costo Unitario	Costo/Hora
Costos Operación ECM	AÑO	\$ 1,350,000,000	\$ 937,500
Costo Mano de Obra A		\$	937,500
Costos Repuestos			
Descripción	Unidad	Costo Unitario	Costo/Hora
Costos Anuales repuestos Equipo de Compresión	AÑO	\$ 67,000,000	\$ 46,528
Costos repuestos Top Overhaul - 8000 horas o tres años de servicio (Culatas, Rodamientos, Turbos, Bujías, Kit de válvulas, Transformadores, Bombas, correas, Refrigerante, etc.)	AÑO	\$ 450,000,000	\$ 104,167
Costo Total de Repuestos B		\$	150,694
Costos cambio periódico de aceite			
Descripción	Unidad	Costo Unitario	Costo/Hora
Aceite (Tres cambios por año)	AÑO	\$ 37,125,000	\$ 25,781
Filtros de Aceite	AÑO	\$ 1,800,000	\$ 1,250
Costo Total de Repuestos C		\$	27,031
COSTO TOTAL POR HORA DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO DE ECM			
COSTO TOTAL A+B+C			\$ 1,115,226

Como se puede observar, cada hora de operación ineficiente le resta a la utilidad final un valor de \$1,115,226. Por tanto, la gran importancia de la implementación de las buenas prácticas integralmente eficientes para la operación y mantenimiento de la Estación Compresora en estudio.

4. GUÍA PARA LA TOMA DE DECISIONES OPERACIONALES EFICIENTES

Adicional a las buenas prácticas anteriores descritas, se agregan otra serie de recomendaciones para conformar una guía base, para orientar a los operadores de planta para un buen desempeño de una ECG. Aunque cada escenario es único, debido a las condiciones técnicas de la planta, el gasoducto y la ubicación geográfica, no por esto se dejan de ofrecer consejos prácticos sobre como direccionar la forma de operar estaciones compresoras de forma eficiente y segura. Los detalles y características de este protocolo de la ECM, se presentan en el anexo 2, el cual es el documento completo que establece las recomendaciones de mejora al actual protocolo de operación del gasoducto.

Los CPC son los responsables de las programaciones y planeación de las entregas de gas a los remitentes y son quienes determinan en qué momento entra o sale de servicio una ECG. Estas no son autónomas, ni actúan como una rueda suelta en el engranaje de un sistema de transporte de gas. Sin embargo, las ECG son los sistemas que más posibilidades tienen de generar sobrecostos ante una operación ineficiente. Por lo tanto, es desde una ECG donde se plantean las oportunidades de mejora, para alcanzar una operación más eficiente e integralmente sostenible.

Protocolo de manejo de la Estación Compresora

- a) EL CPC realizará la solicitud de entrada en operación al operador de ECM, luego de verificar que la línea de transporte se encuentra sin novedad.
- b) El operador ECM ajustará los componentes, sistemas y equipos para la entrada en servicio e iniciará el proceso de calentamiento de unidades

- c) El operador ECM notificará al CPC al momento de estar “listo para entrar en compresión” e iniciará el proceso de carga de unidad(es) compresora(s).
- d) El operador ECM notificará diariamente a las 07:00 Horas al profesional disponible las condiciones operacionales de ECM.
- e) En casos de fallos o eventos que comprometan el cumplimiento de programación diaria por una situación no previsible o de emergencia, se procederá de la siguiente manera:
 - i. Si es un evento externo a la estación compresora, el CPC informará al operador ECM inmediatamente tenga conocimiento de tal situación para que tome las acciones pertinentes.
 - ii. Si es un evento dentro de la estación compresora, el operador ECM notificará al CPC y luego hará las evaluaciones del caso para determinar si puede dejar operativo nuevamente, el sistema de compresión. De no ser posible, notificará las novedades al CPC a más tardar 10 minutos contados a partir de la hora de ocurrencia del evento.

Nota: La atención a eventos de falla y el restablecimiento de las condiciones operativas de los equipos se coordinarán y gestionará acorde a lo establecido contractualmente entre el operador y la empresa de transporte, notificando al CPC el estado inicial y final del equipo, sistema o componente. (¿Qué ocurrió? ¿En qué estado operativo quedó?)

- **Recomendaciones Adicionales**

- ✓ En lo posible para compresión, **Operación con una unidad**, iniciando desde horas de bajo consumo para generar empaque y minimizar caída de presión en EET. Cada unidad de compresión puede manejar volúmenes de hasta 50 MPCD.

- ✓ Comunicar oportunamente y en el orden establecido en el presente protocolo.
- ✓ La estación debe operar por lo menos 9 horas continuas durante los días de baja presión.
- ✓ Considerar un tiempo para entrar en compresión de ECM entre 40 minutos y una hora, después de notificado por CPC.
- ✓ La entrada de ECM en compresión tardará entre 2 y 3 horas en reflejarse en EET.
- ✓ Realizar todas las maniobras en ECM de manera pausada y controlada, a fin de generar las mínimas perturbaciones en el sistema de transporte.

5. CONCLUSIONES

- Una verdadera planeación estratégica es capaz de reconocer las capacidades propias de cada sector involucrado en el proceso, estimulando una comunicación activa de los diferentes actores que permita tomar decisiones fundamentadas desde lo técnico y lo gerencial para dar soluciones integrales, mejorando siempre todos los indicadores que se involucren en el desarrollo de una actividad industrial.
- Desde la gerencia del Contratista O&M, se impulsó este proyecto hacia las gerencias de los otros dos sectores involucrados en este ejercicio (ECM y CPC), demostrando los beneficios de implementar estas recomendaciones, sin poner en riesgo el normal desarrollo de las entregas de gas natural a los remitentes. Entendiendo que esto supone un temor al cambio, de manera gradual se fueron adoptando las nuevas guías diseñadas para optimizar el desempeño de la ECM, con resultados medibles en tiempo real que desembocó en una aceptación generalizada de los cambios propuestos.

- En general, hay suficiente evidencia en esta práctica que demostró lo que teóricamente se había planteado y es que, existían múltiples posibilidades de mejorar la operación de la Estación Compresora en estudio, como parte de una red de transporte de gas natural. La intención de este documento es motivar a los administradores de proyectos similares a replicar este tipo de ejercicios investigativos, que deben responder a las características específicas de cada caso, pero que siempre van a desembocar en mejoras significativas en términos económicos, ambientales y de la calidad de la operación. Independiente de la magnitud de los valores obtenidos en este proyecto, así como siempre será bien visto el hecho de aportar a la reducción del impacto ambiental causado por este tipo de actividades industriales.
- En este caso, se llevaron a cabo una serie de mediciones y control sobre cada uno de los indicadores referenciados, con los cuales se reconocieron cuales eran las prácticas ineficientes en el desarrollo normal de las actividades relacionadas a la compresión de gas y, por tanto, se estimaron los impactos sobre otras áreas como la ambiental, los costos y el cumplimiento en las entregas del producto final.
- Dada la importancia de la industria, estas deficiencias tienen una incidencia de magnitud considerable, razón por la cual se revisaron, controlaron y mejoraron los puntos sobre los cuales se estaban cometiendo dichas omisiones. Aquí fue posible notar el hecho de que las mejoras no solamente provienen de cambios radicales, sino que, de la regulación y control de sistemas auxiliares, se obtuvieron grandes transformaciones que trajeron beneficios tangibles para todos los sectores involucrados.

- Tomando como referencia los datos obtenidos en este ejercicio, se puede estimar un ahorro diario efectivo (en los días que se requiere operación de las UC) de USD 192 en gas combustible y USD 2360 en O&M, lo cual representa un monto muy importante que impacta positivamente las utilidades de la empresa.
- Con el uso de las herramientas tecnológicas disponibles, análisis de la estadística existente y conocimiento de la capacidad efectiva de los equipos instalados, se pudieron derivar acciones de mejora que conllevaron a obtener resultados positivos, sin comprometer la eficiencia, cumplimiento y calidad del servicio.

6. RECOMENDACIONES

- Desde la concepción del proyecto, es necesario evaluar detenidamente la necesidad real de algunos sistemas auxiliares que se contemplan en la fase de ingeniería (calentadores de gas, dimensionamiento del alumbrado, requerimientos de aire acondicionado en áreas de oficinas, selección de sistemas de disposición de gases de venteo³), con el propósito de disminuir los costos asociados al consumo de energía y emisión de gases de efecto invernadero.
- Desde la gerencia, no se debe desestimar cualquier posibilidad de mejorar los protocolos empleados en el desarrollo de una operación, siempre con el propósito de aumentar la

³ Vent Stack vs. Flare Stack.

eficiencia y reducir los costos operacionales, sin sacrificar la calidad del servicio ofrecido. Asimismo, estas prácticas deben ser socializadas con el propósito de superar o mitigar el temor al cambio.

- Se aclara que esta guía que se entrega debe ser revisada y actualizada de forma periódica, con el propósito de ajustarla a las variaciones de las condiciones operativas del gasoducto, las cuales son bastante dinámicas debido al comportamiento del consumo de gas. Esto se evidenció en la fluctuación de los consumos en los años 2020 y 2021, afectados por el fenómeno de la pandemia mundial que alteró los volúmenes de consumo de manera radical, no solo en este sistema estudiado, sino en todos los sectores consumidores de gas en el país.
- Es importante resaltar las bondades (desde el punto de vista ambiental) de la instalación de Flare Stacks en vez de Vent Stacks, ya que el primero reduce notablemente las emisiones de CO₂ equivalente, como quedó demostrado en el ejercicio presentado.

BIBLIOGRAFÍA

American Petroleum Institute, API. (4 ed.). (1995), Estándar 618: Compresores Reciprocantes para servicios en la industria química, de petróleo y gas.

Ariel Corporation, (2011). Manual Técnico Compresores Reciprocantes de Cilindros Opuestos Balanceados. (Heavy Duty Balanced Opposed Compressors). Rev. 3/11.

Ariel Corporation. (2013). Estándar de Paquetización Para Compresores de cilindros opuestos equilibrados para trabajo pesado. Rev. 7/13.

Ariza, J.N. (2016). Guía para la selección, instalación y mantenimiento de compresores reciprocantes de gas. Universidad Industrial de Santander UIS. Disponible en, <http://tangara.uis.edu.co/biblioweb/tesis/2016/163511.pdf>

Brugman, A. (1999). El mercado del gas natural en Colombia. Repositorio CEPAL. Disponible en <https://bit.ly/3rdioIn>

Cárdenas, M. (2009). *Introducción a la economía colombiana, Segunda Edición*. Bogotá: Alfaomega- Fedesarrollo.

Comisión de Regulación de Energía y Gas – CREG. (4 abril 2014). Resolución 47 de 2014.

Diario Oficial No.49.119 de 10 de abril de 2014. Por la cual se pone en conocimiento de las empresas prestadoras del servicio de gas natural, los usuarios y demás interesados las bases sobre las cuales se efectuará el estudio para determinar la metodología y el esquema general de cargos para remunerar la actividad de transporte de gas natural en el siguiente periodo tarifario. Disponible en, <https://bit.ly/33vsfS8>

- Coronado, H., & Uribe, E. (2005). Evolución del servicio de gas domiciliario durante la última década. CEDE: Universidad de los Andes, Facultad de Economía. Disponible en <https://bit.ly/31SW66b>
- MUTUA INTERCOMARCAL. (2013). Confort térmico y climatización. Plan general de actividades preventivas de Seguridad Social 2013. España; Ministerio de Empleo y Seguridad Social. Disponible en <https://bit.ly/3MG1c87>
- Organización de las Naciones Unidas, ONU. (2007). Inventario nacional de emisiones de GEI sobre el cambio climático. Disponible en <https://bit.ly/3FLLP9B>
- Recarey, L. (2016). *Contribución local al cambio climático global. Aplicación al municipio de Vigo* [Online]. España; Valedor Do Ciudadán. Disponible en <https://bit.ly/3u5P7Rs>
- S.A. (2018). Protocolo de Operación: Estación Compresora – Nombre Clasificado – [Archivo sujeto a cláusula de confidencialidad empresarial].
- S&P. (2020). Como conseguir la temperatura de confort. El blog de la ventilación eficiente. [En línea]. Disponible en <https://bit.ly/3hZqnV6>
- Unger, R.W (ed.). (2013). Energy Transitions in History. Global Cases of Continuity and Change. RCC Perspectives, 2. doi.org/10.5282/rcc/5602.
- Valavanidis, A. & Vlachogianni, T. (2013). Homo Sapiens' Energy Dependence and Use Throughout Human History and Evolution. Science Advances on Environment, Toxicol & Ecotoxicology. 1. Pp. 1-32. Disponible en <https://bit.ly/33sSp7J>
- XM. (2020). En Colombia factor de emisión CO2 por generación eléctrica del Sistema Interconectado: 164.38 gramos de CO2 por kilovatio hora. *Comunicados XM energía*. [Online]. Disponible en <https://bit.ly/37GpRtp>

BIBLIOGRAFÍA COMPLEMENTARIA

Quiroa, M. (2021). Eficiencia operativa. Economipedia. Disponible en

<https://economipedia.com/definiciones/eficiencia-operativa.html>

Real Academia Española. (S.F). Diccionario de la lengua española, 23.^a ed., [versión 23.5 en

línea]. Disponible en <https://dle.rae.es>.

S.A. (S.F). Glosario técnico legal: sector hidrocarburos. Cámara Boliviana de hidrocarburos.

Disponible en <https://bit.ly/3Fm9LQP>

Schlumberger. (S.F). Oilfield Glossary en español [en línea]. Disponible en

<https://glossary.oilfield.slb.com/es/>

SENER, Secretaría de Energía. (S.F). Glosario de términos petroleros. Gobierno de los Estados

Unidos Mexicanos. Subsecretaría de hidrocarburos. Dirección general de exploración y

extracción de hidrocarburos. Disponible en <https://bit.ly/3K9e8Cc>

WWF. (S.F). Huella de Carbono. *En: Glosario Ambiental*. Archivo, WWF. Disponible en

<https://bit.ly/3L2dEyt>

ANEXOS

Anexo 1. Ajuste Valores de Control Temperatura del Calentador de Gas Combustible. [PDF].

Anexo 2. Protocolo de Operación: Estación Compresora – Nombre Clasificado – [PDF].



ANEXO 1. Cambio LL
temperatura gas com



ANEXO 2. Protocolo
de Operacion ECM.pc