

UNIVERSIDAD DE ORIENTE
NÚCLEO DE ANZOÁTEGUI
ESCUELA DE INGENIERÍA Y CIENCIAS APLICADAS
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA QUÍMICA



“EVALUACIÓN DE LOS CRITERIOS DE CONTROL ASOCIADOS
AL SISTEMA DE TRANSPORTE Y DISTRIBUCIÓN DE GAS
METANO EN VENEZUELA”

Realizado por:

Br. Carolina Hernández Goudett

Br. Laura Elena Lezama Fermín

Trabajo de Grado presentado ante la Universidad de Oriente
como requisito parcial para optar al título de:

INGENIERO QUÍMICO

Barcelona, Julio 2010

UNIVERSIDAD DE ORIENTE
NÚCLEO DE ANZOÁTEGUI
ESCUELA DE INGENIERÍA Y CIENCIAS APLICADAS
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA QUÍMICA



“EVALUACIÓN DE LOS CRITERIOS DE CONTROL ASOCIADOS
AL SISTEMA DE TRANSPORTE Y DISTRIBUCIÓN DE GAS
METANO EN VENEZUELA”

Ing. Químico Isvelia Avendaño (M.Sc)
Asesor Académico

Ing. Químico Hernán Raven
Jurado Principal

Ing. Químico Ronald Arias
Jurado Principal

Barcelona, Julio 2010

RESOLUCIÓN

De acuerdo al artículo 41 del Reglamento de Trabajo de Grado:

“Los trabajos de grado son de la exclusiva propiedad de la Universidad y solo podrán ser utilizados a otros fines con el consentimiento del Consejo de Núcleo respectivo, quien lo participara al Consejo Universitario”.

DEDICATORIA

*A mi madre Luisa Elena, por su apoyo incondicional
durante todos estos años de lucha y sacrificios.*

Este título es más tuyo que mío.

Te quiero mucho.

Carolina Hernández.

DEDICATORIA

Dedico este trabajo a mi mamá, mi papá, mis hermanos y demás familiares que a pesar de los momentos difíciles siempre creyeron en mí; me apoyaron e insistieron para que culminara este recorrido.

Laura E. Lezama

AGRADECIMIENTOS

- ❖ *A Dios Todopoderoso por darme salud, fuerza y voluntad para nunca abandonar mi sueño de ser una profesional.*
- ❖ *A mi mamá, que siempre luchó por darnos lo mejor a mí, a mi hermana y a mi hijo, y en todo momento fue mi pilar de apoyo y mi fuente de inspiración.*
- ❖ *A mi papá por tener fe en mí, sé que mi logro para él es motivo de alegría y orgullo.*
- ❖ *A mi querido hijo que es la luz de mi vida y la razón por la cual nunca me di por vencida, quiero que siempre estés tan orgulloso de mí, como yo lo estoy de ti.*
- ❖ *A mis hermanas, aunque tal vez no he sido el mejor ejemplo para ustedes, ya saben que si se trazan una meta, cualquiera que sea, sin importar los obstáculos que la vida les ponga, nunca deben rendirse porque todo lo que se lucha se consigue!!!*
- ❖ *A mi cielo, por estar a mi lado en las buenas y en las malas, por tu paciencia y amor incondicional, eres el ángel de mi vida.*
- ❖ *A la Universidad de Oriente por abrirme las puertas de la casa más alta y a todos los profesores que compartieron conmigo sus conocimientos y lecciones de vida que me enseñaron a ser una mejor persona cada día.*
- ❖ *A mis compañeros de clase y amigos, que siempre me motivaron a seguir adelante, no hace falta que los nombre, porque ustedes saben quiénes son.*
- ❖ *A mi compañera de áreas y a sus amigos, que ahora también son míos, por recordarme que en este mundo todavía hay gente buena, dispuesta a ayudar sin esperar nada a cambio, más que la mera satisfacción de colaborar con un amigo.*
- ❖ *A todos aquellos que confiaron en que algún día lo lograría y también a quienes dudaron que este día llegaría, porque forjaron en mí las ganas de demostrar que para lograr un objetivo en la vida, lo más importante es creer en uno mismo.*
- ❖ *A todas aquellas personas que de una u otra forma me ayudaron a culminar esta etapa de mi vida. MIL GRACIAS A TODOS...!!!*

Carolina Hernández.

AGRADECIMIENTOS

A Dios, la Virgencita del Valle y El divino Niño por iluminar siempre mi camino, guiar mis pasos y llenarla mi vida de muchas bendiciones.

A mi mama porque sin ella esto no hubiese sido posible. Gracias Querida por habernos enseñado a mí y a todos mis hermanos que debíamos estudiar y graduarnos, gracias por tu constancia, por tus regaños y por tu insistencia para que culminara esta etapa. Yo era la única que te faltaba y ya lo logre, debes sentirte orgullosa porque eres una gran madre.

A mi papa que a pesar de no manifestarlo tan seguido se que estaba pendiente de que yo llegara hasta el final de este recorrido.

A Mami Yuli por ser mi segunda madre, por quererme, ayudarme y apoyarme de manera incondicional en todo. Gracias por estar siempre para mí cuando lo he necesitado. No tengo palabras que describan mi agradecimiento hacia ti.

A Mi Manito por todo el apoyo y la ayuda que me has dado. Eres ejemplo de que cuando se desea lograr algo se puede, aquí está al igual que tu tarde pero seguro.

A mi herma Mer por ser la herma favorita de todos ya que tú forma de ser es única. Gracias por todo tu apoyo y gracias por dejarme ser yo; por permitirme vivir mi vida como a mí me parezca sin críticas ni reproches.

A mi herma Mayra por creer en mí y porque sé que al igual que todos deseabas que llegara al final de este recorrido.

A mi herma Alicia por haberme brindado un hogar siempre que lo necesite acá en Puerto y por ayudarme en todo lo que estuvo a tu alcance durante todo este tiempo.

A mi hermano Catalino por haber sido el primero en lograrlo y por servir de inspiración para que todos siguiéramos tu ejemplo de sacrificio, constancia y dedicación. Ahora si nos vamos a comer el toro!!!

A mis sobrinos José Aly, José Francisco, María Paola, Aly Alejandro, José Alejandro, Jesús Enrique, Veda, Pimpí, Rey, Luis Carlos, Luis Miguel, Luis Eduardo y Emilia por llenar mi vida de alegría siempre.

Los Amo muchísimo a todos, son la mejor familia que se puede tener.

A mis cuñados Edgar Herrera (El Jefe) por toda la ayuda y el apoyo que he recibido de su parte durante todos estos años y Cesar Viña (mi cuñis) por estar pendiente al igual que todos en la familia de que yo lograra llegar a la meta.

A mis demás familiares, tías, tíos primos, primas, en fin a todos; muchas gracias por estar pendiente de mí.

A Héctor David por toda la ayuda que me has dado siempre, por estar ahí para mí las veces que lo he necesitado; sin ti este recorrido no hubiese sido el mismo. Sabes que te adoro y te quiero como la trucha al trucho.

A mi manis Bri que estuvo a mi lado en gran parte de este recorrido ayudándome y apoyándome siempre. Te quiero mucho.

A Norkelys por haberme brindado tu ayuda, tu apoyo y tu amistad en estos últimos meses. Se te quiere mucho niña.

A los Profesores: Hernán Raven, José Cermeño, Luis Moreno, Rosa Centeno e Isvelia Avendaño por toda la ayuda recibida.

A mi compañera de áreas Carolina Hernandez por haberme soportado durante todos estos meses y haber superado siempre juntas todos los obstáculos que se nos presentaron a lo largo de este recorrido; sin ti esto no hubiese sido posible. Muchas gracias por todo.

A Marianna Sale, Sorelys Brito, Natassha Vidal, Laura Antón, Rigoberto Cardivillo, Juan Rodríguez, Rosalejandra Moreno, Aneli Luzón, Julissa Bellais y a todos los que no nombré pero que de una u otra forma me ayudaron y apoyaron durante todo este tiempo, de corazón MUCHISIMAS GRACIAS!!!

Laura E. Lezama

RESUMEN

El presente trabajo monográfico muestra de forma descriptiva la red actual de transporte y distribución de gas natural en Venezuela, así como la características y propiedades del gas destinado a venta y los instrumentos más comunes que intervienen en el proceso de control, con la finalidad de evaluar estos criterios y plantear algunas propuestas para hacer que dicho sistema sea más eficiente. Para cumplir con los objetivos planteados, se utilizaron referencias bibliográficas relacionadas con el tema, se realizaron una serie de visitas a PDVSA Gas, y se efectuaron consultas a representantes de ENAGAS, quienes se encargan de supervisar que todo el proceso esté conforme a las normas vigentes. Como resultado se obtuvo, en primera instancia, que el sistema actual de transporte de gas natural es bastante complejo debido a su gran magnitud, comprende cerca de 5.800 km de tubería, por las cuales se transporta gas seco, en su mayoría proveniente del oriente del país, el componente principal (metano) se halla en una concentración que varía entre el 80 y 96% m/m; el sistema de control que se utiliza para monitorear la red está basado en la tecnología SCADA y las principales variables controladas son la presión, la temperatura, el flujo y la composición del gas. Por último, se realizaron algunas sugerencias para optimizar el sistema, entre ellas: revisar los planes de mantenimiento tanto de la infraestructura física del sistema, como de la plataforma tecnológica que se utiliza para la supervisión del mismo.

CONTENIDO

RESOLUCIÓN	iii
DEDICATORIA	iv
AGRADECIMIENTOS.....	vi
RESUMEN.....	ix
CONTENIDO	x
CAPÍTULO I.....	17
INTRODUCCIÓN	17
1.1 Introducción.....	17
1.2 Planteamiento del problema.....	18
1.3 Objetivos	19
1.3.1 Objetivo general.....	19
1.3.2 Objetivos específicos	20
CAPÍTULO II.....	21
MARCO TEÓRICO	21
2.1 Antecedentes	21
2.2 Ubicación del área en estudio	22
2.3 Aspectos generales.....	22
2.3.1 Gas Natural.....	22
2.3.2 Gas metano comercial.....	24
2.3.3 Redes de gas.....	25
2.3.4 Redes de distribución	26
2.3.4.1 Instrumentos y accesorios de una red de distribución de gas	26
2.3.4.2 Tipos de estaciones de una red de transporte y distribución	
de gas	31
2.4 Sistemas de control.....	35

2.4.1 Clasificación de los sistemas de control según su comportamiento	35
2.4.1.1 Sistemas de control de lazo abierto.	35
2.4.1.2 Sistemas de control de lazo cerrado.	35
2.5 Variables de control.....	37
2.6 Elementos de un sistema de automatización a nivel operacional	38
2.6.1 Subsistema de instrumentación y control local	39
2.6.2 Subsistema de comunicaciones	40
2.6.3 Subsistema de procesamiento y control global.....	41
2.7 Sistema scada.....	42
2.7.1 Filosofía Operacional del SCADA.....	43
2.7.2 Infraestructura y medios de comunicación de un SCADA	45
2.7.3 Arquitectura del hardware.....	46
2.7.4 Arquitectura del software	47
2.7.4.1 Protocolos de comunicación	48
2.8 Definición de términos	50
CAPITULO III	56
DESARROLLO	56
3.1 Descripción del sistema actual de transporte y distribución de gas metano destinado a la venta en venezuela.....	56
3.1.1. Sistema Anaco – Jose – Puerto La Cruz	58
3.1.2. Sistema Anaco – Puerto Ordaz	59
3.1.3 Sistema La Toscana – San Vicente.....	61
3.1.4. Sistema Anaco – Caracas/Barquisimeto.....	62
3.1.5 Sistema Ulé – Amuay	68
3.1.5 Sistema Interconexión Centro – Occidente (ICO Fase II).....	70
3.1.7 Sistema Ballenas – Maracaibo	70
3.2 Características y propiedades del gas metano destinado a venta en Venezuela	72

3.3 Identificación de las variables críticas e instrumentos de control asociados al funcionamiento del sistema de transporte y distribución de gas metano en Venezuela.....	77
3.3.1 Sistema de Supervisión de Gas (SISUGAS)	77
3.3.2 Variables críticas de control.....	83
3.3.2.1 Presión.....	83
3.3.2.2 Temperatura.....	84
3.3.2.3 Composición.	84
3.3.2.4 Flujo.	84
3.3.2.5 Mantenimiento.....	84
3.3.3 Instrumentos de control del sistema	85
3.4 Posibles fallas que pueden presentarse en el sistema actual de transporte y distribución de gas metano en Venezuela de acuerdo a los criterios de control	89
3.4.1 Fuga o ruptura de tubería (figura 3.10).....	90
3.4.2 Disminución o interrupción del suministro de gas. (figura 3.11)....	92
3.4.3 Falla del sistema supervisorio de control. (Figura 3.12).....	94
3.5 Propuestas de medidas que mejoren el sistema actual de transporte y distribución de gas metano en venezuela	96
CAPÍTULO IV.....	99
ANÁLISIS DE RESULTADOS, CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	99
4.1 Análisis de resultados.....	99
4.1.1 Sistema actual de transporte y distribución de gas metano en Venezuela	99
4.1.2 Características y propiedades del gas metano destinado a venta en Venezuela.....	100
4.1.3 Variables críticas e instrumentos de control asociados al funcionamiento del sistema	101

4.1.4 Fallas que pueden presentarse en el sistema actual de acuerdo a los criterios de control.....	102
4.1.5 Medidas para mejorar el sistema actual	103
4.2 Conclusiones	105
4.3 Recomendaciones.....	107
BIBLIOGRAFÍA.....	108
METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO:.....	110

INDICE DE TABLAS

Tabla 2.1 Composición del gas metano comercia.	24
Tabla 3.1 Características del Sistema Anaco – Jose - Puerto La Cruz.....	59
Tabla 3.2 Características del Sistema Anaco-Puerto Ordaz.....	60
Tabla 3.3 Características del Sistema Anaco-Barquisimeto (Región Oriente).....	63
Tabla 3.4 Características del Sistema Anaco-Barquisimeto (Región Centro).....	63
Tabla 3.5 Características del Sistema Anaco-Barquisimeto (Región Centro-Occidente)	65
Tabla 3.5 Características del Sistema Anaco-Barquisimeto (Región Centro-Occidente)	67
Tabla 3.6 Características del Sistema ULE-AMUAY (ICO FASE I).....	69
Tabla 3.7 Características del Sistema Ballenas – Maracaibo	72
Tabla 3.8. Propiedades del gas a venta en la zona Centro - Occidente	72
Tabla 3.9. Propiedades del gas a venta en la zona de Oriente	74
Tabla 3.10. Composición del gas a venta Zona Oriente- Centro	74
Tabla 3.11 Composición del gas a venta Zona Occidente.....	76
Tabla 3.12 Instrumentos de medición y control de la red de transporte y distribución de gas.....	85

INDICE DE FIGURAS

Figura 2.1 Estación inicial.	31
Figura 2.2 Estación de Válvulas.....	32
Figura 2.3 Planta de compresión de gas	33
Figura 2.4 Estación Terminal	33
Figura 2.5 Estación de regulación primaria.....	34
Figura 2.6 Estación de medición y regulación.	34
Figura 2.7 Esquema de un sistema de control de lazo abierto.	35
Figura 2.8 Esquema de un sistema de control de lazo cerrado.	36
Fig. 2.9 Nivel Operacional de un Sistema Integrado de Automatización y Control.	40
Figura 3.1 Esquema del actual sistema de transporte y distribución de gas natural en Venezuela.....	57
Figura 3.2 Sistema Anaco – Jose – Puerto La Cruz	58
Figura 3.3 Sistema Anaco – Puerto Ordaz	60
Figura 3.4 Sistema La Toscana – San Vicente	61
Figura 3.5 Sistema Anaco – Caracas/Barquisimeto.....	62
Figura 3.5 Sistema Ulé – Amuay	68
Figura 3.6 Sistema ICO Fase II.....	70
Figura 3.6 Sistema Ballenas – Maracaibo	71
Figura 3.7 Arquitectura del SISUGAS.....	78
Figura 3.8-a Pantalla General del SISUGAS	79
Figura 3.8-b Pantalla General del SISUGAS	80
Figura 3.9 Pantalla de Reporte del SISUGAS	81
Figura 3.10 Diagrama Causa – Efecto de la Fuga o ruptura de tubería.....	90
Figura 3.11 Diagrama Causa – Efecto de la Disminución o interrupción del suministro de gas.....	92

Figura 3.12 Diagrama Causa – Efecto de la Falla del sistema supervisorio
de control..... 94

CAPÍTULO I

INTRODUCCIÓN

1.1 Introducción

Un sistema de transporte y distribución de gas consiste en un conjunto de instalaciones y equipos para el manejo y traslado del gas, desde su extracción hasta los sitios de su utilización. Para que este manejo sea seguro es necesario que exista un sistema de control encargado supervisar ciertos parámetros considerados críticos para la normal operación del sistema, así como también establecer las acciones que deben ser ejecutadas frente a señales de situaciones de emergencia que puedan presentarse en la transmisión de gas. ^[1]

En Venezuela, la empresa responsable tanto de la producción, como del manejo del gas natural es *PDVSA Gas* (filial de *Petróleos de Venezuela, S. A.*), la cual opera aproximadamente con 5.800 km de líneas de tuberías para transportar 2.200 millones de pies cúbicos de gas por día (MMPCD), desde los campos productores de Oriente y Occidente hacia los centros de consumo ubicados en regiones Nor-Oriental y Centro-Occidental del país.

El sistema de control utilizado por *PDVSA Gas* es el *SISUGAS* (*Sistema de Supervisión de la Red de Gas*), basado en un sistema SCADA (*Sistema de Control y Adquisición de Datos*). Los criterios de control más importantes de este sistema son la presión, la temperatura, el flujo y la calidad del gas entregado a los clientes. De igual forma, este sistema incluye un plan de mantenimiento tanto preventivo, para garantizar la integridad del sistema a lo

largo del tiempo, como correctivo en caso de incidentes que puedan comprometer la seguridad del mismo o del medio que lo rodea. De allí la importancia de que éste sea revisado periódicamente para corroborar su óptimo funcionamiento de acuerdo a las necesidades actuales.

En el presente trabajo se realizará una breve descripción del sistema de transporte y distribución de gas metano en Venezuela, se definen las características y propiedades del gas destinado a venta, para luego identificar las variables críticas e instrumentos de control asociados al funcionamiento del sistema y así estudiar las posibles fallas que pueden presentarse en el mismo, con la finalidad de proponer medidas que mejoren dicho sistema.

1.2 Planteamiento del problema

El gas natural es una mezcla de hidrocarburos cuyo componente predominante es el metano (CH_4); en la actualidad este gas constituye una de las principales fuentes de energía a nivel mundial, dado que es un recurso natural económico, eficiente y de menor impacto ambiental en comparación con otros combustibles como el carbón y la gasolina. ^[2]

En Venezuela, el gas natural es utilizado primordialmente por la industria petrolera en el proceso de extracción de petróleo mediante la inyección de gas para incrementar la presión en los yacimientos, método conocido como “recuperación secundaria”; sin embargo, actualmente un tercio de la producción de gas es destinada a venta para el sector industrial no petrolero, el sector comercial y el residencial, de hecho, la demanda de este combustible se ha incrementado progresivamente en los

últimos años y es por ello que PDVSA GAS viene desarrollando diversos proyectos para ampliar su red de distribución y transporte de gas natural con la finalidad de masificar su uso y reducir el consumo de otros combustibles derivados del petróleo; conforme se ha incrementado, la empresa se ha visto en la necesidad de implementar medidas para optimizar la infraestructura existente y dentro de estas medidas de optimización se encuentra la revisión de ciertos aspectos que permiten monitorear parámetros tan importantes como la presión, temperatura, caudal, dispositivos de seguridad, entre otros.

Con base en lo anterior, en el presente estudio monográfico se realizará la evaluación de los criterios de control en el sistema de distribución y transporte de gas metano destinado a venta para consumo interno en el país; a fin de cumplir con tal propósito, se identifican las variables críticas y los instrumentos que se encargan de controlarlas, así como las posibles fallas que pudieran presentarse en el sistema.

La importancia de este estudio radica en la amplitud de su alcance, ya que se toma en consideración el sistema de transporte y distribución de gas metano a nivel nacional, a diferencia de otros proyectos similares, donde por lo general se delimita el análisis a determinadas áreas donde se llevan a cabo diseños de nuevos gasoductos o ampliación de los ya existentes.

1.3 Objetivos

1.3.1 Objetivo general

Evaluar los criterios de control asociados al sistema actual de transporte y distribución de gas metano (CH₄) destinado a venta en Venezuela.

1.3.2 Objetivos específicos

1. Describir el sistema actual de transporte y distribución de gas metano destinado a la venta en Venezuela.
2. Definir las características y propiedades del gas metano destinado a la venta en Venezuela.
3. Identificar las variables críticas e instrumentos de control asociados al funcionamiento del sistema de transporte y distribución de gas metano.
4. Estudiar las posibles fallas que pueden presentarse en el sistema actual de transporte y distribución de gas metano en Venezuela de acuerdo a los criterios de control.
5. Proponer medidas que mejoren el sistema actual de transporte y distribución de gas metano en Venezuela.

CAPÍTULO II

MARCO TEÓRICO

2.1 Antecedentes

- ✓ **Méndez, G. y González, J. (2007)** evaluaron el funcionamiento del sistema de control de variables de proceso en el poliducto Anaco – Fraccionamiento Jose, a través del estudio de los equipos e instrumentos empleados en el control de dichas variables, y la filosofía operacional del sistema de control. En su estudio establecieron que la variable a controlar en el poliducto era la presión y que el mal estado de los equipos e instrumentos de control a lo largo del sistema afectaban la operatividad del mismo; razón por la cual propusieron el remplazo de la instrumentación que se encontraba dañada, así como también el remplazo de algunas estaciones de válvulas manuales a válvulas automáticas con la finalidad de mejorar el funcionamiento del sistema de control del poliducto, el cual resultó ser un sistema de control y adquisición de datos (SCADA).^[3]
- ✓ **Briceño, E. (2008)** en su trabajo de grado “Evaluación de los principios de diseño y control de válvulas de seguridad asociadas al sistema de recepción de líquidos del gas natural (LGN) en la planta de fraccionamiento del complejo José Antonio Anzoátegui” describió el sistema de transporte del LGN y analizó ciertos parámetros como especificaciones de diseño, presión y temperatura de transporte; también estableció las características de control del sistema de alivio y venteo en el diseño de recipientes de recepción y explicó medidas de

seguridad a las cuales debería responder el sistema de control ante fallas operacionales. La finalidad de este estudio fue destacar la importancia de controlar las variables del proceso y evitar posibles fallas que pusieran en riesgo tanto a los trabajadores como a los equipos que conforman el sistema.^[4]

2.2 Ubicación del área en estudio

El sistema de distribución y transporte de gas metano en Venezuela abarca un gran número de ciudades y poblaciones del país, en su mayoría de la zona norte costera. El gas natural que consume el mercado interno venezolano proviene fundamentalmente de Anaco (estado Anzoátegui) y del norte del estado Monagas, desde donde se distribuye por medio de gasoductos que comprenden los sistemas de transmisión: Anaco – Jose – Puerto La Cruz, Anaco – Puerto Ordaz, Anaco –Barquisimeto y La Toscana – San Vicente, para surtir de gas a: Caracas, Los Valles del Tuy, Los Teques, Guarenas, Guatire, Puerto La Cruz, Barcelona y El Tigre. Mientras que en el occidente del país, la distribución se realiza a través del sistema Ulé-Amuay y por medio del gasoducto de Interconexión Centro – Occidente (ICO), estos surten a Maracaibo (estado Zulia) y poblaciones de la costa oriental del Lago.

2.3 Aspectos generales

2.3.1 Gas Natural

El gas natural es una mezcla de gases que se encuentra en yacimientos fósiles; si está libre de petróleo se le conoce como gas no-asociado, si está disuelto o comparte el yacimiento con petróleo o en depósitos de carbón se

le denomina gas asociado. Aunque su composición varía en función del yacimiento del que se extrae, está compuesto principalmente por metano en cantidades que comúnmente pueden superar el 90 ó 95% de composición molar, también puede contener otros gases como nitrógeno, etano, dióxido de carbono, ácido sulfúrico, butano, propano, mercaptanos y trazas de hidrocarburos más pesados. ^[1]

El gas natural que se obtiene debe ser procesado para su uso comercial o doméstico. Algunos de los gases que forman parte del gas natural extraído se separan de la mezcla debido a que disminuyen su capacidad energética (tal es el caso del N_2 y CO_2) o porque pueden causar diversos inconvenientes a lo largo del proceso, como por ejemplo favorecer la corrosión y formar depósitos sólidos en las tuberías obstaculizando la distribución. Así mismo, las impurezas constituyen un gran inconveniente si el gas es criogénicamente licuado para su almacenamiento, dado que el dióxido de carbono solidificaría formando hidratos, interfiriendo así con el proceso criogénico. ^[1]

El propano, butano e hidrocarburos más pesados, en comparación con el metano, tienen mayor valor comercial en el mercado energético, puesto que su poder calorífico es mayor, por lo que estos son extraídos para ser vendidos como líquidos del gas natural (LGN), además su presencia puede causar accidentes durante la combustión del gas que se distribuye a industrial o residencialmente. De igual forma, el contenido de agua puede causar problemas operacionales, ya que a temperaturas cercanas a la temperatura ambiente y presiones altas forma hidratos de metano que pueden obstruir los gasoductos. Los compuestos de azufre son eliminados hasta niveles muy bajos para evitar corrosión y olores perniciosos, así como para reducir las emisiones de compuestos causantes de lluvia ácida. Al gas

para uso doméstico, se le añade unas trazas de metilmercaptano, para que sea fácil detectar una fuga y evitar su ignición espontánea. ^[5]

Entre los usos más comunes del gas natural se encuentran: combustible de uso doméstico y comercial, para la generación de electricidad, en la fabricación de aluminio, productos siderúrgicos, cemento y materiales de construcción, papel, cartón, textiles, vidrio, alimentos, entre otros. También como insumo de la industria petroquímica para la obtención de amoniaco, ácido nítrico, urea, sulfato de nitrato de amonio y fertilizantes; en la industria siderúrgica es usado para obtener el hidrógeno requerido para la reducción del mineral de hierro en las plantas. ^[6]

2.3.2 Gas metano comercial

El Gas Metano es un producto refinado, proveniente del procesamiento del gas natural, compuesto en más de un 70% por metano (CH₄), también contiene etano, propano, butano y otros en menor cuantía. El gas metano es separado de los líquidos y se comercializa vía gasoductos. En la tabla 2.1 se muestra el porcentaje promedio de los componentes del gas metano comercializado en Venezuela.

Tabla 2.1 Composición del gas metano comercial.

COMPONENTE	INTERVALO DE COMPOSICIÓN MOLAR
Metano	81,64 – 95,99 %
Etano	7,81 - 8,49 %
Propano	0,68 - 0,70 %
i-butano	0,08 - 0,10%

Tabla 2.1 Composición del gas metano comercial. (Continuación)

COMPONENTE	INTERVALO DE COMPOSICIÓN MOLAR
n-butano	0,10 - 0,15 %
i-pentano	0,04 - 0,07 %
n-pentano	0,04 - 0,06 %
Hexano	0,04 - 0,06 %
Heptano	0.05 - 0,09 %
Dióxido de carbono	8,51 - 8,77 %
Nitrógeno	0,15 - 0,16 %
Gravedad específica	0,58 - 0,75 (aire =1)
Poder calorífico	1.012 - 990 btu/pc

Fuente: ENAGAS

2.3.3 Redes de gas

Es una red de tuberías que se utiliza para distribuir gas combustible en una ciudad o región. El objetivo principal es llevar el gas desde los centros de producción hasta los sitios donde se requiere o se consume. La red se diseña para una presión mayor que la mínima esperada, la cual se produce en el nodo más desfavorable. Cuando hay uniformidad en los diámetros utilizados, por lo general el nodo de mínima presión es el más alejado de la fuente (punto de entrada del gas al sistema). De esto se desprende que la presión en cualquier punto de la red sea siempre mayor que la esperada. ^[7]

2.3.4 Redes de distribución

Es un sistema de tuberías que se diseña y se instala para transportar el gas natural desde un centro de producción (planta o pozo) hasta los diferentes nodos, clientes o centros de consumo. ^[7]

2.3.4.1 Instrumentos y accesorios de una red de distribución de gas

En una red de distribución de gas está compuesta por varios elementos necesarios, tales como:

- **Los conectores de ampliación o reducción:** son aquellos que cambian la superficie de paso del fluido. Los accesorios de desvío, curvas, codos, entre otros; es decir, son los que cambian la dirección del flujo.

- **Válvulas:** son accesorios que se utilizan para regular y controlar el fluido de una tubería. Este proceso puede ser desde cero (válvulas totalmente cerradas) hasta de máximo flujo (válvulas totalmente abiertas) y pasa por todas las posiciones intermedias entre estos dos extremos. Estos son uno de los instrumentos de control más esenciales en la industria petrolera y del gas. Debido a sus diseños y materiales las válvulas, pueden abrir y cerrar, conectar y desconectar, regular, modular o aislar una enorme serie de líquidos y gases, desde los más simples hasta los más corrosivos o tóxicos. Sus tamaños van desde una fracción de pulgada hasta 30 pies. Pueden trabajar con presiones que van desde el vacío, hasta más de 20.000 lb/pulg² y temperatura desde las criogénicas, hasta 1.500 °F. Según su utilización, las válvulas se clasifican de la siguiente manera:

- Válvula de acometida: ubicada en el centro de medición, fácilmente accesible, permite la interrupción del flujo a un número igual de instalaciones al que sirve dicho centro. Cuando el suministro de gas es efectuado en una sola etapa de regulación, la válvula de acometida es la misma válvula principal.
- Válvula de corte: es el accesorio que se coloca en el centro de medición, antes del medidor, y que permite el control del suministro de combustible gaseoso a cada instalación individual antes de cada medidor de gas. Para centros de medición con un solo medidor, la válvula de corte es la misma válvula de acometida y la misma válvula principal.
- Válvula principal: es la válvula que permite una rápida interrupción del servicio de gas, normalmente está ubicada en el centro de regulación de primera etapa, localizado en el paramento de la edificación.
- Válvulas de control: la válvula de control generalmente constituye el último elemento en un lazo de control instalado en la línea de proceso y se comporta con un orificio cuya sección de paso varía continuamente con la finalidad de controlar un caudal en una forma determinada.
- Válvula de seguridad: son válvulas de descarga automática que operan cuando existe una falla en el sistema de regulación.

- Válvula de bloqueo: esta válvula difiere de la anterior porque corta totalmente el flujo que circula cuando la presión regulada supera el valor admisible.
- Válvula mariposa: la válvula tipo mariposa es una válvula de $\frac{1}{4}$ de vuelta y controla la circulación por medio de un disco circular, con el eje de su orificio en ángulos rectos con el sentido de la circulación.
- Válvula de bola: el cuerpo de la válvula tiene una cavidad interna esférica que alberga un obturador en forma de esfera o de bola. La válvula tiene un corte adecuado que fija la curva característica de la válvula, y gira transversalmente accionada por un motor exterior. El cierre hermético se logra mediante un aro de “resina antiadherente” incorporado en el cuerpo contra el cual asienta la bola cuando está cerrada. En posición de apertura total, la válvula equivale aproximadamente en tamaño al 75% del tamaño de la tubería. Esta válvula se emplea principalmente en control de caudal de fluidos negros, o bien en fluidos con gran porcentaje de sólidos suspendidos.
- Válvula de diafragma: esta válvula es de vuelta múltiple y efectúa el cierre mediante un diafragma flexible sujeto a un compresor. Cuando el vástago de la válvula hace descender el compresor, el diafragma produce sellamiento y corta la circulación.
- Válvula de apriete: la válvula de apriete es de vuelta múltiple y efectúa el cierre por medio de uno o más elementos flexibles, como diafragmas o tubos de cauchos que se pueden apretar u oprimir entre sí para cortar la circulación.

- Válvula de globo: puede ser de simple asiento, de doble asiento y de obturador equilibrado. Las válvulas de simple asiento precisan de un actuador de mayor tamaño para que el obturador cierre en contra de la presión diferencial del proceso. Por lo tanto se emplea cuando la presión del fluido es baja y se precisa que las fugas en posición de cierre sean mínimas.
 - Válvula de compuerta: esta válvula efectúa un cierre con un disco vertical plano a de forma especial y que se mueve verticalmente al flujo de fluido. Por su disposición es adecuada generalmente para control “todo o nada”, ya que en posiciones intermedias tiende a bloquearse.
 - Válvula de retención de elevación: una válvula de retención de elevación es similar a la válvula de globo, excepto que el disco se eleva con la presión normal de la tubería y se cierra por gravedad y la circulación inversa.
 - Válvula de flujo axial: consiste en un diafragma accionado neumáticamente que mueve un pistón, el cual a su vez comprime un fluido hidráulico contra un obturador formado por un material elastómero. Este tipo de válvula se emplea para gases y es especialmente silencioso.
- **Medidores:** los medidores de flujo facilitan el control de los insumos del proceso y la obtención de correctos índices de producción o consumo. Deben ser instalados en las líneas principales o a la entrada de equipos

de mayor consumo, su tipo y capacidad dependerán de las variables del proceso mismo donde serán instalados.

- **Codos y tees:** los cambios de dirección de los sistemas de tuberías requieren curvas y codos, estos últimos se pueden formar mediante vaciado, forja o conformación en caliente o frío mediante trozos cortados de tuberías o al soldar piezas de tuberías cortadas a inglete.
- **Reductores:** se pueden vaciar, forjar o formar en caliente o frío con trozos pequeños de tuberías. Las conexiones de los extremos pueden ser concéntricas o excéntricas, o sea, tangentes al mismo plano en un punto sobre su circunferencia. Los codos reductores permiten el cambio de dirección y la reducción del tamaño concéntrico en el mismo accesorio.
- **Reguladores:** los reguladores de presión son aparatos de control de flujo diseñados para mantener una presión constante aguas abajo de los mismos. Este debe ser capaz de mantener la presión, sin afectarse por cambios en las condiciones operativas del proceso para el cual trabajan. Un regulador contiene tres componentes principales: el primero es el sensor que determina el valor de la variable a controlar, el segundo es el controlador, que compara la medida a un valor de ajuste y cambia su salida si hay una desviación entre los valores y los deseados y el tercero es la válvula de control, la cual recibe la salida del controlador y cambia el proceso para eliminar la desviación. La selección, operación y mantenimiento correcto de los reguladores garantiza el buen desempeño operativo del equipo al cual provee el gas. Un regulador es básicamente una válvula de recorrido ajustable conectada mecánicamente a un diafragma. El diafragma se equilibra con la presión de salida o presión de

entrega y por una fuerza aplicada al lado contrario, a la cara que tiene contacto con la presión de salida. [8]

2.3.4.2 Tipos de estaciones de una red de transporte y distribución de gas

- **Estación inicial (E.I.).** Estación de transferencia de custodia donde se reciben los volúmenes de gas desde las plantas de acondicionamiento y procesamiento. Son el inicio de los sistemas de transporte. (figura 2.1)



Figura 2.1 Estación inicial.

- **Estación de válvulas automáticas (E.V.A.).** Son estaciones distribuidas a lo largo de la red de gasoductos, para la sectorización o interconexión de los gasoductos asociados. (figura 2.2). Estas estaciones cumplen con las siguientes finalidades:
 - ✓ Bloquear el flujo de gas en caso de una emergencia.

- ✓ Despresurizar/vaciar un tramo cualquiera, para realizar alguna tarea; como por ejemplo: corte, empalme y reubicaciones.
- ✓ Monitorear y controlar continuamente la transmisión del gas mediante un sistema de telemetría.
- ✓ Flexibilizar las operaciones, desviando la corriente de gas de un gasoducto a otro.



Figura 2.2 Estación de Válvulas

- **Planta compresora.** Instalación para la compresión del gas, con la finalidad de garantizar las adecuadas variables de operación a los puntos finales del sistema. (figura 2.3)



Figura 2.3 Planta de compresión de gas

- **Estación terminal (E.T.).** Estación de válvulas automáticas al final del sistema, donde se suministra un volumen de gas a uno o varios clientes, se caracteriza por permitir la separación, regulación y medición de los parámetros operacionales y de calidad de gas. (Figura 2.4)



Figura 2.4 Estación Terminal

- **Estación de regulación primaria (E.R.P.).** Estación donde se regula la presión igual o por debajo de 300 psig, representa el límite del Sistema de Transporte para la entrega a distribuidores. (figura 2.5)



Figura 2.5 Estación de regulación primaria.

- **Estación de medición y regulación (E.M.R.).** Estación de entrega de gas a clientes industriales, se caracteriza por permitir la medición de suministro de gas al cliente y la regulación de presión a los parámetros contractuales. (figura 2.6)

-



Figura 2.6 Estación de medición y regulación.

2.4 Sistemas de control

Un sistema de control puede describirse como un conjunto de componentes o bloques que se encargan de controlar una condición, o sea, una salida variable, a través, de elementos de control y procesos. Un sistema de control está asociado a la presencia de una serie de elementos que se encargan de modificar la entrada de un sistema, para obtener un resultado predefinido. ^[9]

2.4.1 Clasificación de los sistemas de control según su comportamiento

2.4.1.1 Sistemas de control de lazo abierto.

Es aquel sistema en el que la acción de control está muy relacionada con la entrada, pero su efecto es independiente de la salida. Estos sistemas se caracterizan por tener la capacidad para poder establecer una relación entre la entrada y la salida con el fin de lograr la exactitud deseada y por no tener problemas de inestabilidad. (figura 2.7)

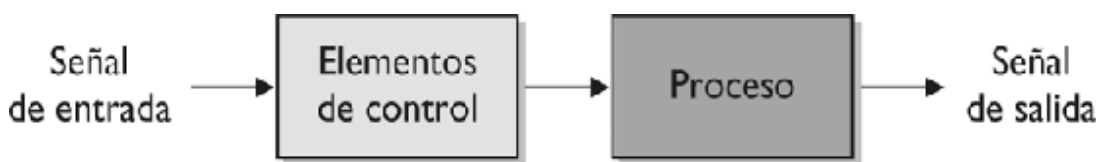


Figura 2.7 Esquema de un sistema de control de lazo abierto.

2.4.1.2 Sistemas de control de lazo cerrado.

Se caracterizan por la existencia de medidores de las variables de salida y permiten corregir las deficiencias de los sistemas de lazo abierto. En estos

sistemas la acción de control es muy dependiente de la salida. La acción de control se calcula en función del error medido entre la variable controlada y la consigna deseada. Las perturbaciones, aunque sean desconocidas son consideradas indirectamente mediante sus efectos sobre la variable de salida. La mayoría de los sistemas de control que se desarrollan en la actualidad son de lazo cerrado.^[9] (figura 2.8)

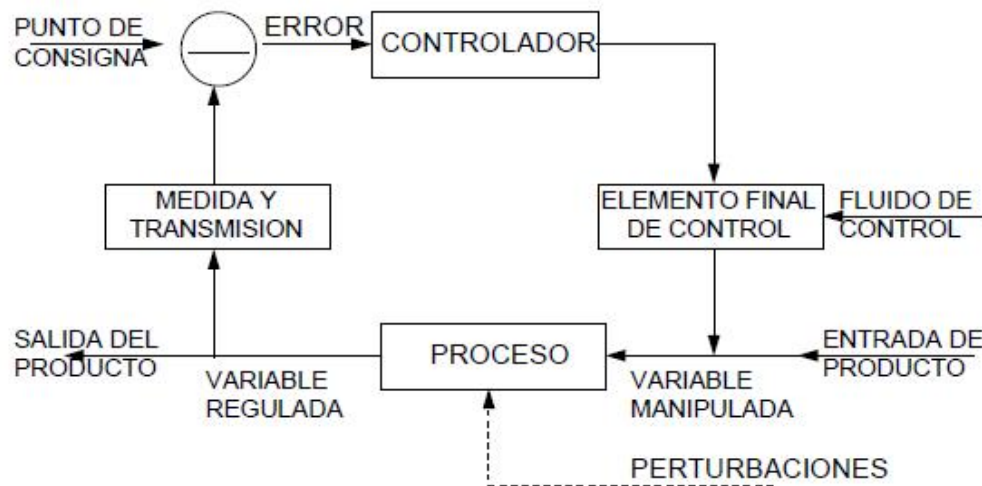


Figura 2.8 Esquema de un sistema de control de lazo cerrado.

Una ventaja del sistema de control en lazo cerrado es la estabilidad, esta propiedad puede conducir a corregir errores que producen oscilaciones de amplitud constante o cambiante. Cabe destacar que para los sistemas en los que se conocen con anticipación las entradas y en los cuales no hay perturbaciones, es aconsejable emplear un control de lazo abierto. Los sistemas de control de lazo cerrado tienen ventaja cuando se presentan perturbaciones impredecibles y/o variaciones impredecibles en los componentes del sistema.

La valoración de la energía de salida determina en forma parcial el costo, el peso y el tamaño de un sistema de control. La cantidad de componentes usados en un sistema de control de lazo cerrado es mayor que la que se emplea para un sistema de control equivalente de lazo abierto. Por tanto, el sistema de control en lazo cerrado suele tener costos y requerimiento de potencia más elevados. Para disminuir la energía requerida por un sistema se emplea un control de lazo abierto cuando puede aplicarse; por lo general una combinación adecuada de controles de lazo abierto y de lazo cerrado es menos costosa y ofrecerá un desempeño satisfactorio del sistema en general. ^[9]

2.5 Variables de control

Cada sistema y subsistema contiene un proceso interno que se desarrolla sobre la base de acción, interacción y reacción de distintos elementos que deben conocerse necesariamente. Dado que dicho proceso es dinámico, suele denominarse como variable a cada elemento que compone o existe dentro de los sistemas y subsistemas. No todas las variables tienen el mismo comportamiento sino que por el contrario, según el proceso y las características del mismo, asumen comportamientos diferentes dentro del mismo proceso de acuerdo al momento y las circunstancias que las rodean. Para el análisis del comportamiento de las variables de sistemas, es necesario tomar en consideración los siguientes aspectos:

- *Variable*: es una característica (magnitud, vector o número) que puede ser medida, adoptando diferentes valores en cada uno de los casos de un estudio.

- *Parámetro:* es cuando una variable no tiene cambios ante alguna circunstancia específica, no quiere decir que la variable es estática ni mucho menos, ya que sólo permanece inactiva o estática frente a una situación determinada.
- *Operadores:* son las variables que activan a las demás y logran influir decisivamente en el proceso para que este se ponga en marcha. Se puede decir que estas variables actúan como líderes de las restantes y por consiguiente son privilegiadas respecto a las demás variables.
- *Retroalimentación:* la retroalimentación se produce cuando las salidas del sistema o la influencia de las salidas de los sistemas en el contexto, vuelven a ingresar al sistema como recurso o información. Es una característica importante de los sistemas de control de lazo cerrado. Representa una relación secuencial de causas y efectos entre las variables del sistema; dependiendo de la acción correctiva que tome el sistema, éste puede apoyar o no una decisión, cuando en el sistema se produce un retorno se dice que hay una retroalimentación negativa; si el sistema apoya la decisión inicial se dice que hay una retroalimentación positiva. ^[9]

2.6 Elementos de un sistema de automatización a nivel operacional

En la Figura 2.9 se muestra la configuración típica de un Sistema de Automatización Industrial a Nivel Operacional. Se puede distinguir tres niveles o subsistemas: el Nivel 1 o Subsistema de Instrumentación y Control

Local, el Nivel 2 o Subsistema de Comunicaciones y el Nivel 3 o Subsistema de Procesamiento y Control Global.

2.6.1 Subsistema de instrumentación y control local

Este es el nivel que se encuentra en contacto directo con el proceso y por lo tanto se encuentra distribuido en las localidades remotas a las que se quiere controlar y supervisar. Aquí se encuentran las redes de campo que incluyen toda la instrumentación asociada con el proceso, los elementos finales de control, así como los medios de conversión de la información en un formato digital apropiado para su transmisión al Nivel 3.

El Nivel 1 está constituido por equipos específicos (controladores y redes de campo) que se ubican lo más cerca posible del proceso: instrumentos de medición (temperatura, presión, flujo, velocidad.), sistemas PLC (“*Programmable Logic Controllers*”), sensores, actuadores, válvulas de control, bombas, compresores, entre otros. Bajo instrucciones desde el centro de control, en el Nivel 1 se realiza las operaciones de control y los ajustes en las tablas de configuración de parámetros tanto continuos como discretos de un lazo de control. Para su transmisión a los niveles superiores, algunas de estas funciones se integran en las denominadas “unidades terminales remotas (*remote terminal unit, RTU*)”.

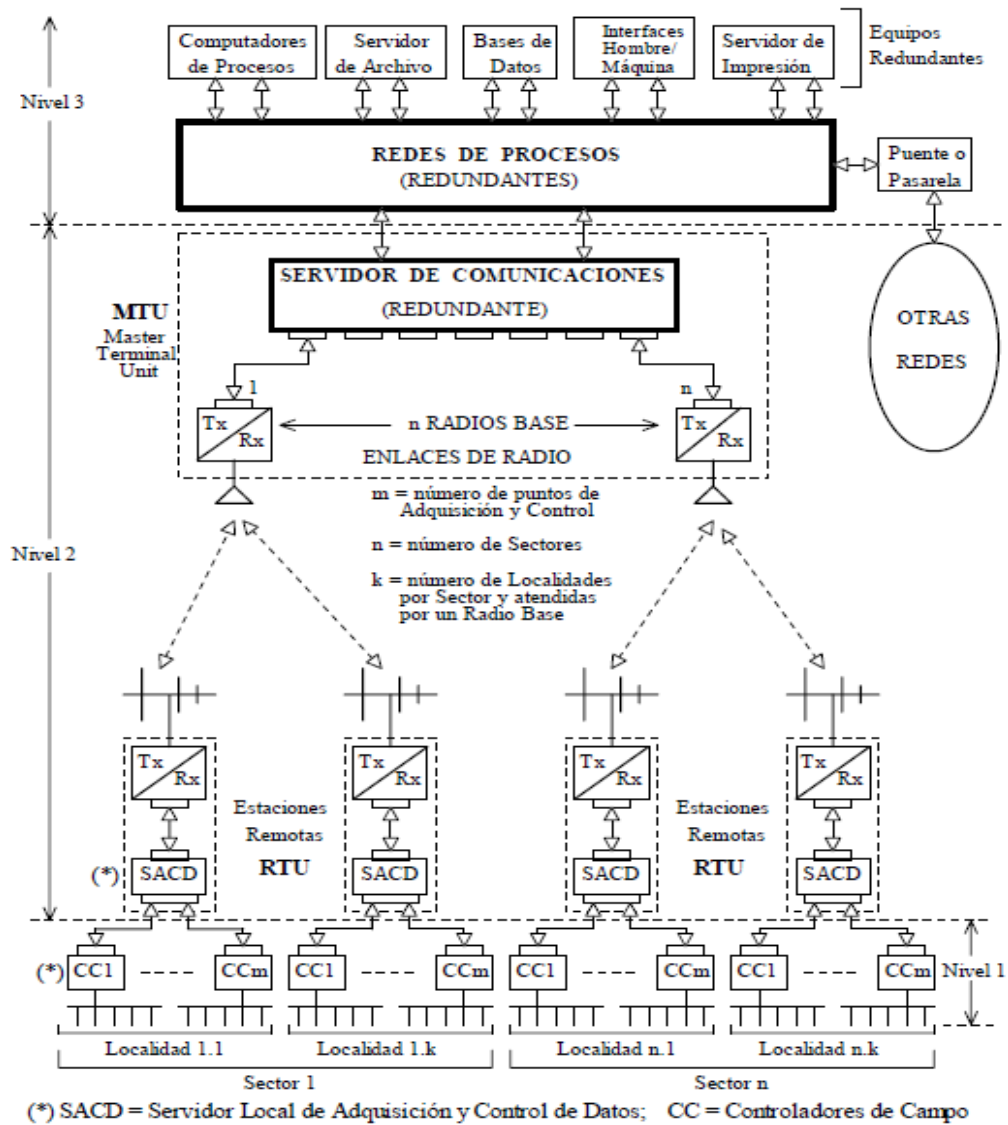


Fig. 2.9 Nivel Operacional de un Sistema Integrado de Automatización y Control.

2.6.2 Subsistema de comunicaciones

En cada localidad remota de interés se instala un servidor de adquisición y control que junto con el transceptor de comunicaciones constituye la estación

remota, la cual debe mantenerse en comunicación continua con el centro de control. Esta comunicación la realiza el subsistema de comunicaciones o Nivel 2 por un sistema de comunicaciones dado y utilizando protocolos especiales. Los protocolos utilizados en el subsistema de comunicaciones, denominados protocolos industriales o de campo, permiten la interacción entre los equipos de comunicación. Estos protocolos están constituidos por un conjunto de reglas y procedimientos para el intercambio de mensajes, detección y corrección de errores, y establecer las secuencias y lazos de control y supervisión.

2.6.3 Subsistema de procesamiento y control global

Una vez que los datos han sido recolectados desde las localidades remotas y transmitidos al centro de control (nivel 3), es necesario realizar sobre ellos un cierto procesamiento en tiempo real a fin de obtener información útil acerca de los procesos, presentarla al operador (o usuario) y emprender acciones de supervisión y control cuando sea necesario. Este trabajo lo realiza el subsistema de procesamiento de datos; este subsistema es el brazo operativo del centro de control y es el encargado de ordenar y procesar la información que es recibida del proceso mediante los enlaces de comunicación. El centro de control debe poseer una alta capacidad de computación y normalmente está constituido por computadoras y redes de alta velocidad, interfaces hombre-máquina, bases de datos, servidores de aplicación (de impresión, de archivo, de datos históricos, de monitoreo, entre otros.). Todos estos recursos deberán ser redundantes para asegurar la confiabilidad e integridad en todas las operaciones. El subsistema de procesamiento y control global podrá comunicarse también con los niveles tácticos y estratégicos, para la toma de las decisiones tácticas y estratégicas correspondientes.

2.7 Sistema SCADA

SCADA es el acrónimo de *Supervisory Control And Data Acquisition* (control y adquisición de datos de supervisión). Los sistemas SCADA utilizan computadoras y tecnologías de comunicación para automatizar el monitoreo y control de procesos industriales. Estos sistemas son partes integrales de la mayoría de los ambientes industriales complejos o geográficamente muy dispersos, ya que pueden recoger la información de una gran cantidad de fuentes muy rápidamente, y la presentan a un operador en una forma amigable. Los sistemas SCADA mejoran la eficacia del proceso de monitoreo y control proporcionando la información oportuna para poder tomar decisiones operacionales apropiadas.

Un sistema industrial de mediciones y control, consiste en una computadora principal o master (comunmente llamada Estación Principal, *Master, Terminal Unit* o MTU); donde, una o más unidades de control obtienen datos de campo provenientes de estaciones remotas; y una colección de software estándar y/o a medida, usado para monitorear y controlar remotamente los dispositivos de campo. Los sistemas SCADA contemporáneos exhiben predominantemente características de control a lazo abierto y utilizan comunicaciones que en su mayoría son interurbanas, aunque algunos elementos de control a lazo cerrado y/o de comunicaciones de corta distancia pueden también estar presentes.

Para alcanzar un nivel aceptable de tolerancia de fallas con estos sistemas, es común tener ordenadores SCADA redundantes operando en paralelo en el centro primario del control, y un sistema de reserva del mismo situado en un área geográficamente distante. Esta arquitectura proporciona la transferencia automática de la responsabilidad del control de cualquier

ordenador que pueda llegar a ser inasequible por cualquier razón, a una computadora de reserva en línea, sin interrupción significativa de las operaciones.

La incorporación de un SCADA en un proceso industrial permite al usuario conocer el estado de las instalaciones bajo su responsabilidad y coordinar eficazmente las labores de producción y mantenimiento en el campo, supervisando y controlando operaciones críticas y proporcionando los recursos para recibir la información en forma dinámica y en tiempo real.

Dentro de las funciones básicas realizadas por un sistema SCADA están las siguientes:

- ✓ Recabar, almacenar y mostrar información, en forma continua y confiable, correspondiente a la señalización de campo: estados de dispositivos, mediciones, alarmas, entre otros.
- ✓ Ejecutar acciones de control iniciadas por el operador, tales como: abrir o cerrar válvulas, arrancar o parar bombas, entre otros.
- ✓ Alertar al operador de cambios detectados en la planta, tanto aquellos que no se consideren normales (alarmas) como cambios que se produzcan en la operación diaria de la planta (eventos). Estos cambios son almacenados en el sistema para su posterior análisis.
- ✓ Aplicaciones en general, basadas en la información obtenida por el sistema, tales como: reportes, gráficos de tendencia, historia de variables, cálculos, predicciones, detección de fugas, entre otros.

2.7.1 Filosofía Operacional del SCADA

En vez de confiar en la intervención del operador o en la automatización de la estación maestra, los RTU pueden ahora ser requeridos para operar ellos

mismos, realizando su propio control sobre todo por temas de seguridad. El software de la estación maestra requiere hacer más análisis de datos antes de ser presentados a los operadores, incluyendo análisis históricos y análisis asociados con los requerimientos de la industria particular. Los requerimientos de seguridad están siendo aplicados en los sistemas como un todo, incluso el software de la estación maestra debe implementar los estándares más fuertes de seguridad en ciertos mercados, ya que para algunas instalaciones, los costos que pueden derivar de los fallos de un sistema de control es extremadamente alto, incluso puede haber riesgo de daños al personal o a terceros.

El hardware del sistema SCADA es generalmente lo suficientemente robusto para resistir condiciones de temperatura, humedad, vibración y voltajes extremos pero en estas instalaciones es común aumentar la fiabilidad mediante hardware redundante y varios canales de comunicación. Una parte que falla puede ser fácilmente identificada y su funcionalidad puede ser automáticamente desarrollada por un hardware de respaldo (*backup*). Si una parte que falla puede ser reemplazada sin interrumpir el proceso. La confianza en cada sistema puede ser calculado estadísticamente y este estado es el significado de tiempo medio entre fallos, el cual es una variable que acumula tiempos entre fallas. El resultado calculado significa que el tiempo medio entre fallos de sistemas de alta fiabilidad puede ser de siglos.

Para evaluar si un sistema SCADA es necesario para manejar una instalación dada, el proceso a controlar debe cumplir las siguientes características:

- a. El número de variables del proceso que se necesita monitorear es alto.

- b. El proceso está geográficamente distribuido. Esta condición no es limitativa, ya que puede instalarse un SCADA para la supervisión y control de un proceso concentrado en una localidad.
- c. La información del proceso se necesita en el momento en que los cambios se producen en el mismo, o en otras palabras, la información se requiere en tiempo real.
- d. La necesidad de optimizar y facilitar las operaciones de la planta, así como la toma de decisiones, tanto gerenciales como operativas.
- e. Los beneficios obtenidos en el proceso justifican la inversión en un sistema SCADA. Estos beneficios pueden reflejarse como aumento de la efectividad de la producción y de los niveles de seguridad.
- f. La complejidad y velocidad del proceso permiten que la mayoría de las acciones de control sean iniciadas por un operador. En caso contrario, se requerirá de un sistema de control automático, el cual lo puede constituir un sistema de control distribuido, controladores a lazo cerrado o una combinación de ellos.

2.7.2 Infraestructura y medios de comunicación de un SCADA

Los sistemas SCADA tienen tradicionalmente una combinación de radios y señales directas seriales o conexiones de módem para conocer los requerimientos de comunicaciones, incluso *Ethernet* e IP sobre SONET (fibra óptica) es también frecuentemente usada en sitios muy grandes como ferrocarriles y estaciones de energía eléctrica. Es más, los métodos de conexión entre sistemas puede incluso que sea a través de comunicación *wireless* (por ejemplo para enviar la señal a una computadora portátil, PDA o a un teléfono móvil), sin tener que emplear cables.

2.7.3 Arquitectura del hardware

La arquitectura del hardware del sistema de control es totalmente distribuida. Consistirá en nodos llamados unidades de control locales (LCU) con capacidad de proceso en tiempo real conectados directamente a dispositivos físicos. Estas conexiones serán capaces de usar un conjunto variado de buses de control (como por ejemplo: CAN bus, GPIB, Bitbus). Los nodos de alto nivel llevarán a cabo funciones de coordinación y ofrecerán servicios críticos al resto de los nodos (envío de eventos, monitorización, planificación, entre otros). Ambas, LCU y las unidades de coordinación, serán conectadas por medio de uno o más nodos, para formar la llamada red de control. Esta arquitectura permitirá una configuración dinámica del tráfico del tal forma que cada nodo tendrá un ancho de banda adecuado a sus necesidades. En las circunstancias en las que el ancho de banda es muy grande, serán usados otros interfaces como *SCI* o *Fiber Channel*, sin embargo, cuando el ancho de banda no sea problema, se podrían usar interfaces más baratos como *Ethernet* o *Fast-Ethernet*.

El "centro" de SCADA consiste típicamente en una colección de computadoras conectadas vía LAN (o LAN redundante). Cada máquina realiza una tarea especializada. La responsabilidad de la colección de datos básicamente puede residir en una de ellas (con un sistema espejo), las visualizaciones pueden ser manejadas por una segunda computadora, y así sucesivamente.

Una función asignada típicamente a una computadora separada es la interfaz a la red de comunicaciones. Ésta manejará toda la interconexión especializada a los canales de comunicaciones, y en muchos casos realizará

la conversión del protocolo de modo que el sistema principal pueda contar con datos entrantes en un formato estándar.

El flujo de la información en los sistemas SCADA es como se describe a continuación: el fenómeno físico lo constituye la variable que deseamos medir. Dependiendo del proceso, la naturaleza del fenómeno es muy diversa: presión, temperatura, flujo, potencia, intensidad de corriente, voltaje, pH, densidad, etc. Este fenómeno debe traducirse a una variable que sea inteligible para el sistema SCADA, es decir, en una variable eléctrica. Para ello, se utilizan los sensores o transductores. Los sensores o transductores convierten las variaciones del fenómeno físico en variaciones proporcionales de una variable eléctrica. Las variables eléctricas más utilizadas son: voltaje, corriente, carga, resistencia o capacitancia. Una vez acondicionada la señal, la misma se convierte en un valor digital equivalente en el bloque de conversión de datos, generalmente esta función es llevada a cabo por un circuito de conversión analógico/digital. El computador almacena esta información, la cual es utilizada para su análisis y para la toma de decisiones, simultáneamente se muestra la información al usuario del sistema, en tiempo real. Basado en la información, el operador puede tomar la decisión de realizar una acción de control sobre el proceso. El operador indica al computador la acción a realizar, y de nuevo debe convertirse la información digital a una señal eléctrica que será transmitida, procesada y finalmente ejecutada.

2.7.4 Arquitectura del software

La arquitectura del sistema de control consistirá en un conjunto altamente integrado de sistemas distribuidos por medio de redes en una organización jerárquica. Esta jerarquía será organizada siguiendo el modelo cliente-

servidor. El sistema de control operará en tiempo real (*real time*), con una jerarquía de niveles de control y comunicaciones entre procesos. Habrá un gran número de puntos de control y por lo tanto, de procesos para controlarlos. Al igual que en otros dominios (aviación, telecomunicaciones, multimedia), garantía de tiempo real es necesaria en el sistema de control de las redes de comunicación, en los sistemas operativos y en los componentes subyacentes, con el objetivo de satisfacer la calidad de servicio requerida.

2.7.4.1 Protocolos de comunicación

Un protocolo es un conjunto de reglas de comunicaciones entre dispositivos (como por ejemplo: computadoras, teléfonos, enrutadores, switches, etc). Los protocolos gobiernan el formato, sincronización, secuencia y control de errores. Los progresos recientes han considerado la aparición de un número apreciable de protocolos "abiertos". IEC870/5, DNP3, MMS son algunos de éstos.

En la actualidad, los mejores protocolos son los multicapa completamente "encapsulados", y los sistemas SCADA que utilizan éstos pueden confiar en ellos para garantizar la salida de un mensaje y el arribo a destino. Un número de compañías ofrece los códigos fuente de estos protocolos, y otras ofrecen conjuntos de datos de prueba para testear la implementación del mismo. Por medio de estos progresos está llegando a ser factible, por lo menos a este nivel, considerar la interoperabilidad del equipamiento de diversos fabricantes.

SCADA tiende a utilizar la mayoría de las redes de comunicación disponibles. Los sistemas SCADA basados en transmisión radial son probablemente los más comunes. Éstos evolucionaron con el tiempo, y lo

más básico es el uso de FSK (*frequency shift keying* - codificación por conmutación de frecuencia) sobre canales de radio analógicos. Esto significa que aquellos 0 y 1 son representados por dos diversas frecuencias (1.800 y 2.100 hertzios son comunes). Estas frecuencias se pueden sintetizar y enviar sobre una radio de audio normal. Velocidades de hasta 1.200 baudios son posibles.

También son frecuentes los servicios basados en satélites. Hay muchos de éstos, pero la mayoría son muy costosos, pero hay situaciones donde no hay alternativas. No obstante, existe un servicio basado en satélites que es económico: los sistemas VSAT (*Very Small Aperture Terminal*). Con VSAT, se alquila un segmento del espacio (64k o más), y los datos se envían de un sitio remoto a un *hub* vía satélite. Existen dos tipos de *hubs* (concentradores), el primero es un sistema proporcionado típicamente por un proveedor de servicios de VSAT, la ventaja es un costo fijo para los datos aunque su implementación puede tener un costo elevado. El otro tipo de sistema utiliza un hub pequeño (los clásicos de LAN estructuradas) que se puede instalar con el *Master*. Este es más económico, pero la administración del hub es responsabilidad exclusiva del propietario de SCADA. La interfaz a cualquier tipo de sistema de VSAT implica el uso de protocolos utilizados por el sistema de VSAT, quizás TCP/IP. Otro de los protocolos de comunicaciones es el Modbus, desarrollado para el uso de las conexiones por cable. Aunque los proyectos procuran con frecuencia utilizar Modbus sobre radio, éste está trayendo problemas, fundamentalmente con los temporizadores. En cualquier caso, Modbus es incompleto como un protocolo para SCADA, y existen alternativas mejores tales como DNP3. Modbus tiene su campo de aplicación en comunicaciones con PLC's sobre una conexión por cable.

2.8 Definición de términos

- **Analista de gas:** persona encargada de operar los Sistemas de Transmisión y Distribución de Gas desde el Despacho Central.
- **Acciones:** pueden ser directas o indirectas. Las directas consisten en emitir un comando para así actuar un dispositivo de campo, a través del Sistema Supervisor. Las acciones indirectas, se efectúan mediante la comunicación por radio o teléfono con personal de campo, dándole instrucciones para realizar alguna operación en particular.
- **Calidad del gas:** es el conjunto de propiedades físicas y químicas y de condiciones de temperatura y presión del gas que se requieren para lograr una operación de transporte confiable y segura, satisfacer los requerimientos de los clientes y garantizar la integridad de los gasoductos, en observancia de los Art. 15°, 40° y 42° del Reglamento de la ley orgánica de hidrocarburos gaseosos (LOHG) y las Normas Técnicas Aplicables (NTA), dentro de las cuales está la Norma COVENIN 3568-2:2000 relativa a las especificaciones de calidad de gas.
- **Capacidad de transporte:** es la cualidad para transportar un volumen determinado de gas bajo cierta especificación (composición, presión, volumen, temperatura) desde uno o varios puntos de recepción hasta otros de entrega, en un período de tiempo. Se mide en MMPCD.
- **Capacidad máxima:** máximo volumen de gas que puede ser transportado por un sistema de gasoductos hasta alcanzar las condiciones de borde, referido a un punto específico del sistema, se corrige a 1.000 BTU/PCE.
- **Capacidad operacional:** es la diferencia entre la capacidad máxima y la holgura operacional. Representa la capacidad que el transportista

puede disponer para cumplir con sus obligaciones de prestación del servicio.

- **Capacidad disponible:** capacidad de gas que puede ofrecer el transportista en un punto específico del sistema de transporte, en función de la diferencia entre la capacidad operacional y sus obligaciones (OMEM) de prestación del servicio.
- **Controlar:** significa medir el valor de la variable controlada del sistema y aplicar la variable manipulada al sistema para corregir o limitar una desviación del valor medido a partir de un valor deseado.
- **Corrosión:** se entiende por corrosión la interacción electroquímica de un metal con el medio que lo rodea, produciendo el consiguiente deterioro en sus propiedades tanto físicas como químicas. La característica fundamental de este fenómeno, es que solo ocurre en presencia de un electrolito, ocasionando regiones plenamente identificadas, llamadas anódicas y catódicas: una reacción de oxidación es una reacción anódica, en la cual los electrones son liberados dirigiéndose a otras regiones catódicas. En la región anódica se producirá la disolución del metal (corrosión) y, consecuentemente en la región catódica la inmunidad del metal.
- **Flujo crítico (*Critical Flow*):** es el máximo caudal que el regulador puede proporcionar después que ésta totalmente abierto, independientemente del valor que tome la presión de salida.
- **Gas arranque:** volumen de gas previsto en el contrato que debe garantizar el vendedor a disposición del comprador en virtud al arranque de sus plantas.
- **Gas exceso:** volumen de gas previsto en el contrato que debe garantizar el vendedor en el momento que el comprador lo requiera.
- **Gas empaque:** volumen de gas contenido en una tubería, bajo ciertas condiciones de presión, temperatura y composición.

- **Hidratos:** son compuestos sólidos que se forman como cristales derivados de la reacción entre el agua y el gas natural. El proceso de formación de hidratos depende de tres factores: la composición del gas, la temperatura y presión. En tal sentido, se hace posible determinar mediante el uso de gráficos y relaciones empíricas las condiciones de presión y temperatura bajo las cuales ocurre la precipitación de hidratos.
- **Interconexión:** conexión existente entre dos gasoductos, para permitir suministro alternativo cuando cualquiera de ellos presente restricciones en cuanto al transporte.
- **Mantenimiento correctivo:** acciones que se efectúan después que se presentó la falla del equipo, la cual le impide continuar cumpliendo con su función específica.
- **Mantenimiento predictivo:** acciones que se aplican a equipos sin interrumpir servicio; se usan instrumentos de diagnóstico especializados, para detectar cambios en las condiciones operacionales y corregirlas antes de que ocurra la falla.
- **Mantenimiento preventivo:** acciones que se aplican anticipadamente para evitar fallas. Los equipos deben ser retirados de operación a intervalos fijos y la acción preventiva puede ser mantenimiento mayor o cambio de componentes.
- **Nodos:** son puntos del sistema por donde el gas entra, sale y existe intersección de dos o más elementos conectantes.
- **Nodo de alimentación:** es aquel nodo que está inmediatamente después de la línea de alimentación. Es el punto por donde se introduce gas a la red.
- **Nodo de consumo:** son puntos por los cuales se extrae gas de la red.
- **Nodo de equilibrio:** es aquel nodo de mínima presión en la red. Queda lógicamente bastante alejado del nodo de alimentación.

- **OMEM/VDC (Obligación Máxima de Entrega Mensual/Volumen Diario Contractual):** volumen que el vendedor está obligado a colocar a disposición del comprador, bajo ciertas especificaciones en el punto de entrega, se mide en MCM (OMEM) o MMPCD (VDC).
- **OMEM ajustada:** mejor estimación de mercadeo con base en pronósticos de consumo y capacidades reales de los clientes.
- **Operación automática:** acción realizada por medio de dispositivos sin comando, ni interferencia del analista de gas. Ejemplo: Cierre de válvula automática en una estación.
- **Operación remota:** acciones ejecutadas directamente por el analista de gas, a través del sistema supervisor. Ejemplo: Cierre de una válvula automática por medio de un comando.
- **Operación local:** funciones por medio del personal de operaciones en campo. Ejemplo: cierre y/o apertura de válvulas.
- **Parada de emergencia:** parada instantánea de equipos o plantas, debido a una emergencia.
- **Perturbación:** es un agente indeseable que tiende a afectar desfavorablemente el valor que se desea que tenga la variable controlada.
- **Pipeline instruments gas (PIG):** equipos de limpieza o inspección interna de tuberías. Herramientas utilizadas para limpieza mecánica (remoción de líquidos y sólidos) e inspección interna de las tuberías (detección de abolladuras y medición de espesores). Estas herramientas son desplazadas mediante el flujo de gas y controladas desde los despachos de gas.
- **Protección catódica:** es una técnica de control de corrosión que se basa en el principio de que si que si cada fracción del metal expuesto de una tubería puede coleccionar corriente, dicha estructura no se corroerá porque sería un cátodo, de manera tal que se suministra

corriente de una fuente externa, sobre toda la superficie de la estructura. Mientras que la cantidad de corriente que fluye, sea ajustada apropiadamente venciendo la corriente de corrosión y, descargándose desde todas las áreas anódicas, existirá un flujo neto de corriente sobre la superficie, llegando a ser toda la superficie un cátodo.

- **Punto de ajuste:** es la manera de indicarle al sistema de control el valor que se desea que tenga la variable controlada.
- **Punto de bloqueo (*Lockup*):** es el que indica cuando el equipo está totalmente cerrado (cero flujo).
- **Tiempo de supervivencia:** es el tiempo que requiere el cliente en llegar desde una condición inicial de presión a una presión mínima de trabajo establecida al interrumpirse totalmente el suministro de gas al sistema, a fin de realizar parada segura de su plantas
- **Telemetría:** la telemetría es el uso de equipos eléctricos o electrónicos para detectar, acumular y procesar datos físicos en un lugar, para después transmitirlos a una estación remota donde pueden procesarse y almacenarse. Un ejemplo de la utilidad de la telemetría es la medición, transmisión y procesamiento de magnitudes físicas en sistemas de automatización de procesos industriales. Estos datos pueden ser, por ejemplo, la temperatura y la velocidad de un líquido en una tubería. Estas magnitudes son las variables de campo.
- **Telecontrol:** un proceso industrial completo incluye también el control (local o remoto) de las operaciones que se están llevando a cabo. Muy ligado a la telemetría se tiene entonces el telecontrol, mediante el cual, una vez recibidas y procesadas las señales o variables de campo, se procede a modificar las condiciones de operación de los procesos de acuerdo con un plan preestablecido, o de acuerdo con las

circunstancias. El ente que toma las decisiones puede ser un operador experimentado o un dispositivo automático.

- **Variable controlada:** es una variable del proceso (VP) que se mantiene en una condición específica deseada, es decir, que mantenga un valor constante o varíe en una forma determinada.
- **Variable manipulada:** es una variable del proceso (VM) cuyo valor se cambia continuamente para hacer que la variable controlada vuelva al valor deseado de control al sufrir una desviación del valor deseado.

CAPITULO III

DESARROLLO

En este capítulo se presenta el desarrollo de los objetivos del proyecto necesarios para evaluar los criterios de control asociados al sistema actual de transporte y distribución de gas metano destinado a venta en Venezuela.

El levantamiento de información para la realización de este trabajo se llevó a cabo mediante visitas al Ente Nacional del Gas (ENAGAS), el cual, es el organismo gubernamental encargado de supervisar y coordinar las acciones de los actores involucrados en las actividades del sector gasífero en el país. También se efectuaron entrevistas informales a personal de PDVSA Gas en Anaco, PDVSA Gas Comunal en Barcelona y a los operadores de la Sala de Control en Caracas, relacionados con la gerencia de producción y despacho de gas a nivel nacional. Además se consultó material bibliográfico, tales como: tesis de grado, informes técnicos, monografías y libros, referentes a los sistemas de control y manejo de gas natural.

3.1 Descripción del sistema actual de transporte y distribución de gas metano destinado a la venta en Venezuela

El gas seco o gas metano proveniente del distrito gas Anaco es enviado en primer lugar a la Estación Principal Anaco (EPA), desde donde se distribuye hacia los principales centros de consumo, incluyendo las plantas y refinerías de la empresa estatal petrolera (PDVSA), y a los clientes de PDVSA Gas en las regiones del centro, occidente y oriente del país.

La red nacional de gasoductos operada por PDVSA-Gas está integrada por varios sistemas formados por tuberías de recolección y tuberías para transporte y distribución cuyos diámetros varían entre 4 y 36 pulgadas, con una longitud que supera los 5.700 km y una capacidad de transmisión de aproximadamente 2.200 MMPCD.

La red nacional de transporte y distribución de gas (figura 3.1), comprende dos regiones: La región Centro – Oriente, que satisface el 78% de la demanda nacional y está integrada por los sistemas: Anaco – Jose – Puerto La Cruz, Anaco – Puerto Ordaz, Anaco – Barquisimeto, La Toscana – San Vicente; y la región Occidente, que supe el 22% de la demanda y está conformado por los sistemas: Ulé – Amuay (ICO Fase I), Morón – Rio Seco (ICO Fase II) y el gasoducto transoceánico: Ballenas – Maracaibo, que atraviesa territorio colombiano y territorio venezolano.



Figura 3.1 Esquema del actual sistema de transporte y distribución de gas natural en Venezuela.

A continuación se describen los sistemas que conforman la red de distribución de gas metano en Venezuela:

3.1.1. Sistema Anaco – Jose – Puerto La Cruz

Este sistema suministra gas a la zona nororiental del país para uso industrial, comercial y residencial, tiene una longitud de 249 km y una capacidad de transporte de 812 MMPCND. Actualmente maneja un volumen diario de aproximadamente 400 MMPCED, manteniéndose en la estación San Joaquín una presión controlada entre 800 y 880 psi. En la figura 3.2 se muestra un esquema de este sistema y en la tabla 3.1 se detallan las estaciones que lo conforman, la longitud de las tuberías, el diámetro y las presiones de diseño, mínima, normal y máxima.

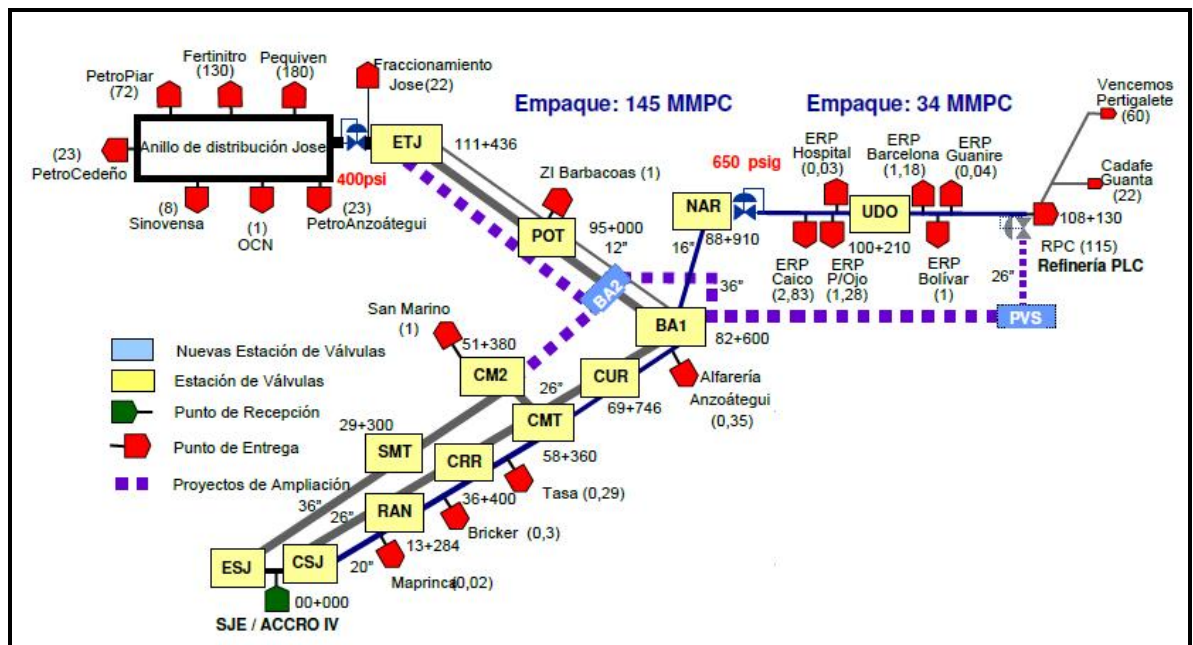


Figura 3.2 Sistema Anaco – Jose – Puerto La Cruz

Tabla 3.1 Características del Sistema Anaco – Jose - Puerto La Cruz

Tubería	E.V.A. INIC	E.V.A. FINAL	LONG (km)	D (pulg)	Presión (Psi)			
					Dis	Min	Nor	Max
Gdto Anaco-Cruc. de Maturín	Esj R. Anaco Carrizal	R. Anaco	13,3	20	1170	600	850	880
		Carrizal	23,2	20	1170	600	850	880
		C.Maturin	21,9	20	1170	600	850	880
Gdto Cruc. de Maturín-Refinería	C.Maturin Curataq C.Barbacoas Naricual Udo	Curataq	10,5	16	1400	600	850	880
		C.Barbacoa	11,2	16	1400	600	850	880
		Naricual	9,1	16	1400	600	850	880
		Udo	11,2	16	750	420	550	650
		Ref. Plc	7,4	16	750	420	550	650
Lazo Anaco-José (Asap)	Esj R.Anaco Carrizal C.Maturin Curataq C.Barbacoas Los Potocos	R.Anaco	13,50	26	1080	800	850	880
		Carrizales	22,90	26	1080	800	850	880
		C.Maturin	21,96	26	1080	800	850	880
		Curataq	11,44	26	1080	800	850	880
		C.Barbacoas	12,80	26	1080	800	850	880
		Los Potocos	12,40	26	1080	800	850	880
		Jose	16,07	26	1080	800	850	880
Gdto Barbacoa-José	Barbacoas Los Potocos	Los Potocos	12,51	12	1185,9	800	850	880
		Jose	15,88	12	1185,9	800	850	880
LAZO Estación San Joaquín-Cruc. de Maturín II	ESJ SMT	SMT	29,45	36	1100	800	850	880
		CMT II	21,73	36	1100	800	850	880
LAZO Cruc. de Maturín II-Cruc. de Maturín	CMT II	CMT	4,34	26	1100,0	800	850	880

3.1.2. Sistema Anaco – Puerto Ordaz

Este sistema está asociado al sistema de distribución de la zona de Guayana, principalmente a clientes de los sectores siderúrgicos y del aluminio como lo son: Sidor, Orinoco Iron, Bauxilum, Venalum, entre otros. Tiene una longitud de 616 km y una capacidad de transporte de 13,3 millones de metros cúbicos de gas por día. En la figura 3.3 se muestra un esquema de este sistema y en la tabla 3.2 se detallan algunas de sus características.

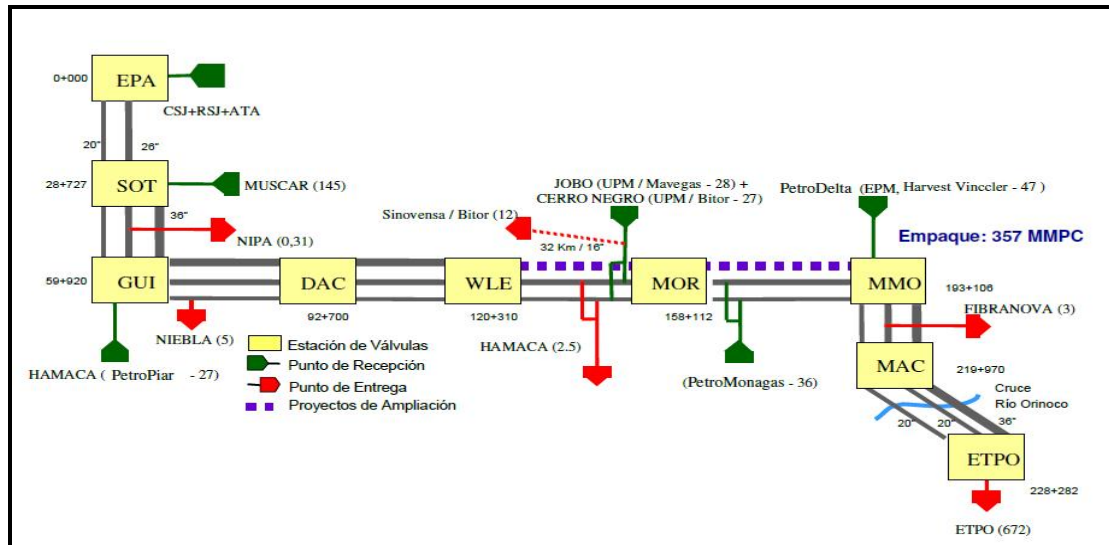


Figura 3.3 Sistema Anaco – Puerto Ordaz

Tabla 3.2 Características del Sistema Anaco-Puerto Ordaz

Tubería	E.V.A. Inic	E.V.A. Final	Long (Km)	D (Pulg)	Presión (Psi)			
					Dis	Min	Nor	Max
Gdto Anaco-Dación	Epa	Soto	28,73	20	1168,1	720	830	880
	Soto	Guico	31,2	20	1168,1	720	830	880
	Guico	Dacion	32,78	20	1168,1	720	830	880
Lazo Anaco-Dación	Anaco	Soto	28,76	26	1080	720	830	880
	Soto	Guico	31,27	26	1080	720	830	880
	Guico	Dacion	32,78	26	1080	720	830	880
Gdto Dación-Macapaima	Dacion	West Lejos	27,61	20	1168,1	720	830	880
	West Lejos	Morichal	37,80	20	1168,1	720	830	880
	Morichal	Mamo	34,99	20	1168,1	720	830	880
	Mamo	Macapaima	26,83	20	1168,1	720	830	880
Lazo Dación-Macapaima	Dacion	West Lejos	27,63	26	1080	720	830	880
	West Lejos	Morichal	37,82	26	1080	720	830	880
	Morichal	Mamo	34,99	26	1080	720	830	880
	Mamo	Macapaima	26,83	26	1080	720	830	880
Gdto Macapaima-Pto Ordaz	Macapaima	Pto. Ordaz	8,31	20	1168,1	450	620	750

Tabla 3.2 Características del Sistema Anaco-Puerto Ordaz. (Continuación)

Tubería	E.V.A. Inic	E.V.A. Final	Long (Km)	D (Pulg)	Presión (Psi)			
					Dis	Min	Nor	Ma x
Lazo Macapaima-Pto Ordaz	Macapaima	Pto. Ordaz	8,36	20	1400	450	620	750
Lazo Ampliación Asapo	Soto Guico Dacion	Guico	31,27	36	1051,2	720	850	900
		Dacion	32,67	36	1051,2	720	850	900
		West Lejos	27,54	36	1000	720	850	900
Lazo Ampliación Asapo	Mamo Macapaima	Macapaima	26,76	36	1051,2	720	830	880
		Pto Ordaz	8,36	36	1051,2	450	620	750
Gdto Mavegas	Epm-1 Int.Mavegas	Int.Mavegas	16,20	16	1755		1200	
		Morichal	16,20	16	1755		1200	

3.1.3 Sistema La Toscana – San Vicente

Este sistema está ubicado en el estado Monagas conformado por un solo tramo cuya longitud es de 13 km. Es un sistema aislado del resto de la red nacional de distribución de gas, tiene una capacidad máxima de 276 MMPCD y actualmente maneja un volumen de 262MMPCD, de los cuales solamente 8 MMPCD están destinados a venta, el excedente se utiliza una parte para recuperación de crudo y el resto se quema. (Figura 3.4)

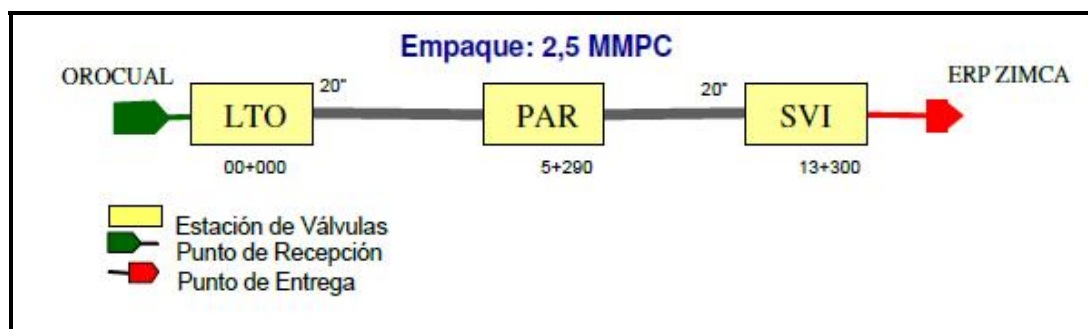


Figura 3.4 Sistema La Toscana – San Vicente

3.1.4. Sistema Anaco – Caracas/Barquisimeto

Este sistema está integrado por diversas líneas de 12 a 36 pulgadas de diámetro, transporta el gas a las regiones Central y Centro-Occidental del país, satisface las necesidades de plantas termoeléctrica y el sector industrial, así como la red doméstica de Caracas y sus alrededores (figura 3.5). El sistema cuenta con tres (03) plantas compresoras: Morón (54.000 Hp.), Los Morros (72.000 Hp.) y Altigracia (54.000 Hp.). Inicia en la estación principal EPA, tiene una longitud de 2213 km y se divide en varios subtramos, los cuales son clasificados por región y detallados en las tablas: 3.3, 3.4 y 3.5.

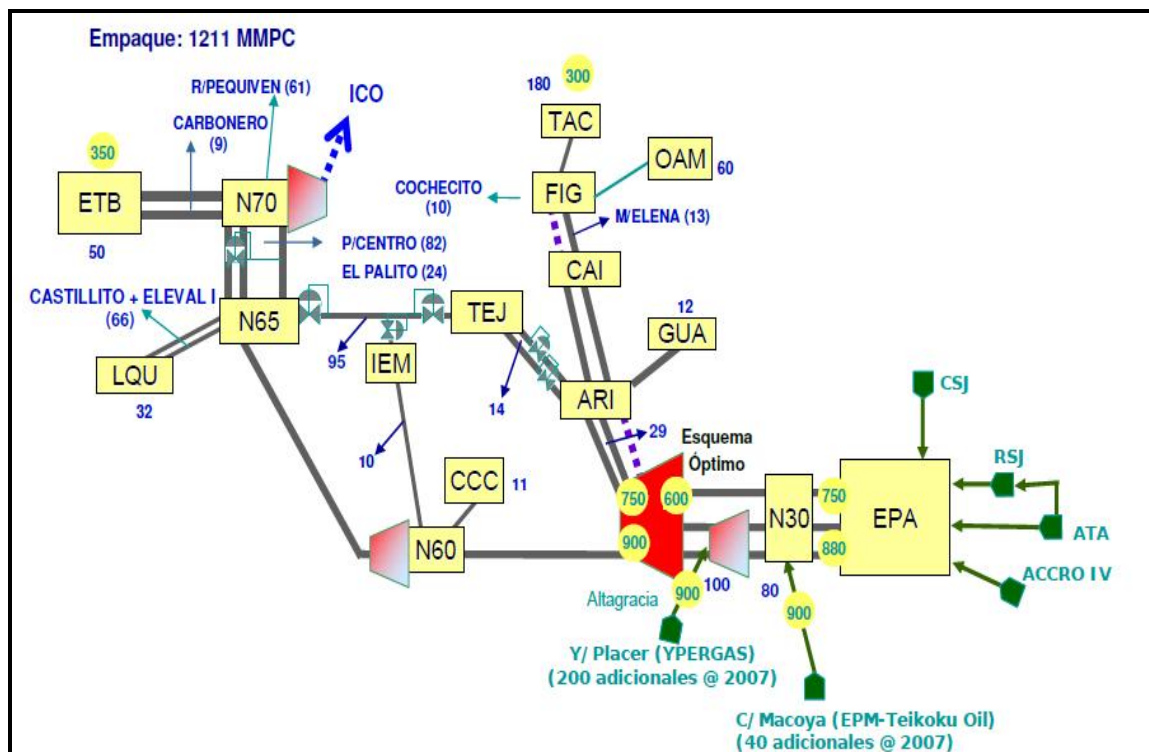


Figura 3.5 Sistema Anaco – Caracas/Barquisimeto

Tabla 3.3 Características del Sistema Anaco-Barquisimeto (Región Oriente)

Tubería	E.V.A. INIC	E.V.A. FINAL	LONG (km)	D (pulg)	Presión (Psi)			
					Dis	Min	Nor	Max
GDTO EPA-N30	EPA	N11	23,39	26	898,60	650	750	750
	N11	N12	20,96	26	898,60	650	750	750
	N12	N13	18,33	26	898,60	650	750	750
	N13	N14	21,97	26	898,60	650	750	750
	N14	N15	13,81	26	898,60	650	750	750
	N15	N30	12,84	26	898,60	650	750	750
LAZO EPA-N30	EPA	N11	23,654	26	898,60	650	750	750
	N11	N12	21,542	26	898,60	650	750	750
	N12	N13	18,415	26	898,60	650	750	750
	N13	N14	21,936	26	898,60	650	750	750
	N14	N15	13,532	26	898,60	650	750	750
	N15	N30	11,633	26	898,60	650	750	750
NURGAS EPA-N30	EPA	N11	23,413	30	1093,2	750	850	880
	N11	N12	29,948	30	1093,2	750	850	880
	N12	N13	18,341	30	1093,2	750	850	880
	N13	N14	21,782	30	1093,2	750	850	880
	N14	N15	13,571	30	1093,2	750	850	880
	N15	N30	11,722	30	1093,2	750	850	880
LANA EPA-N30	EPA	N11	23,363	36	1051,2	750	850	880
	N11	N12	20,996	36	1051,2	750	850	880
	N12	N13	18,292	36	1051,2	750	850	880
	N13	N14	21,839	36	1051,2	750	850	880
	N14	N15	13,546	36	1051,2	750	850	880
	N15	N30	11,687	36	1051,2	750	850	880
GDTO Copamacoya- N30	N20	N22	20,198	16	1755	500	850	900
	N22	N30	17,302	16	1755	500	850	900
GDTO Copamacoya- N30	N20	N22	20,198	12	1400	500	850	900
	N22	N30	17,302	12	1400	500	850	900

Tabla 3.4 Características del Sistema Anaco-Barquisimeto (Región Centro)

Tubería	E.V.A. INIC	E.V.A. FINAL	LONG (km)	D (pulg)	Presión (Psi)			
					Dis	Min	Nor	Max
GDTO. N30-N50	N30	N31	25,99	26	898,60	650	750	750
	N31	N32	20,61	26	898,60	650	750	750
	N32	N33	18,19	26	898,60	650	750	750
	N33	N34	12,64	26	898,60	650	750	750
	N34	N35	14,64	26	898,60	650	750	750
	N35	N50	17,60	26	898,60	650	750	750

Tabla 3.4 Características del Sistema Anaco-Barquisimeto (Región Centro).
(Continuación)

Tubería	E.V.A. INIC	E.V.A. FINAL	LONG (km)	D (pulg)	Presión (Psi)			
					Dis	Min	Nor	Max
LAZO N30-N50	N30	N31	25,98	26	898,60	650	750	750
	N31	N32	20,64	26	898,60	650	750	750
	N32	N33	18,16	26	898,60	650	750	750
	N33	N34	12,58	26	898,60	650	750	750
	N34	N35	14,60	26	898,60	650	750	750
	N35	N50	17,52	26	898,60	650	750	750
NURGAS N30-N50	N30	N31	26,01	30	1093	750	850	880
	N31	N32	20,63	30	1093	750	850	880
	N32	N33	17,99	30	1093	750	850	880
	N33	N34	12,73	30	1093	750	850	880
	N34	N35	14,55	30	1093	750	850	880
	N35	N50	17,48	30	1093	750	850	880
LANA N30-N50	N30	N31	26,18	36	1051	750	850	880
	N31	N32	20,80	36	1051	750	850	880
	N32	N33	18,09	36	1051	750	850	880
	N33	N34	12,81	36	1051	750	850	880
	N34	N35	14,55	36	1051	750	850	880
	N35	N50	17,49	36	1051	750	850	880
NURGAS N50-N60	N50	N51	28,22	36	1051	500	650	900
	N51	N52	31,71	36	1051	500	650	900
	N52	N53	33,24	36	1051	500	650	900
	N53	N54	30,56	36	1051	500	650	900
GDTO N50- Arichuna	N50	Guatopo	12,80	26	898,6	650	700	750
	Guatopo	Quipirital	35,78	26	898,6	650	700	750
	Quiripital	L.Veraniega	17,62	26	898,6	650	700	750
	L.Veraniega	Arichuna	16,30	26	898,6	650	700	750
LAZO N50- Arichuna	N50	Guatopo	12,85	26	898,6	650	700	750
	Guatopo	Quipirital	36,27	26	898,6	650	700	750
	Quiripital	L.Veraniega	17,61	26	898,6	650	700	750
	L.Veraniega	Arichuna	16,27	26	898,6	650	700	750
GDTO Arichuna- Figueroa	Arichuna	Aeropuerto	5,49	26	899	500	650	750
	Aeropuerto	Caiza	3,43	26	899	500	650	750
	Caiza	Monte	8,15	26	899	500	650	750
	Monte	Claro	12,65	26	899	500	650	750
	Claro	L.Mariposa	2,74	26	899	500	650	750
	L.Mariposa	Figueroa						
GDTO Arichuna- Guarenas	Arichuna	La Raiza	9,28	10	1400	550	650	750
	La Raiza	Santa	9,29	10	1400	550	650	750
	Santa	Teresa	12,26	10	1400	550	650	750
	Teresa	L.Adjuntas	23,68	10	1400	550	650	750
	L.Adjuntas	Guarenas						

Tabla 3.4 Características del Sistema Anaco-Barquisimeto (Región Centro).
(Continuación)

Tubería	E.V.A. INIC	E.V.A. FINAL	LONG (km)	D (pulg)	Presión (Psi)			
					Dis	Min	Nor	Max
LAZO Arichuna-Caiza	Arichuna	Caiza	8,14	26	1080	550	650	750
LAZO Arichuna-Cerro Tejerías	Arichuna La Cumaca	La Cumaca C.Tejerías	18,17	20	1170	500	650	810
			24,91	20	1170	500	650	810
GDTO Arichuna-Guayas	Arichuna La Cumaca	La Cumaca Guayas	18,17	10	1090	500	600	810
			25,32	10	1090	500	600	810
GDTO Figueroa-Litoral	Figueroa	Mamera	7,96	20	1170	450	550	750
	Mamera	El Junquito	3,99	20	1170	450	550	750
	El Junquito	Km 18	5,47	20	1170	450	550	750
	Km 18	Km 23	4,68	20	1170	450	550	750
	Km 23	Km 30	6,50	20	1170	450	550	750
	Km 30	Tacoa	0,31	20	1170	450	550	750

Tabla 3.5 Características del Sistema Anaco-Barquisimeto (Región Centro-Occidente)

Tubería	E.V.A. INIC	E.V.A. FINAL	LONG (km)	D (pulg)	Presión (Psi)			
					Dis	Min	Nor	Max
GDTO Tejería-Guácara	Palo Negro Manpa	Manpa	5,24	20	811	420	550	650
		La Cabrera	6,98	20	811	420	550	650
LAZO Tejería-Guácara	Tejería	El Consejo	8,00	20	811	420	550	650
	El Consejo	Soco	5,37	20	811	420	550	650
	Soco	Zuata	6,64	20	811	420	550	650
	Zuata	La Encrucija	7,33	20	811	420	550	650
	La Encrucija	Turmero	6,88	20	811	420	550	650
	Turmero	Palo Negro	6,68	20	811	420	550	650
	Palo Negro	Manpa	5,29	20	811	420	550	650
	Manpa	La Cabrera	7,05	20	811	420	550	650
	La Cabrera	Mariara	5,11	20	811	420	550	650
	Mariara	Santa Clara	6,11	20	811	420	550	650
	Santa Clara	San Joaquín	8,14	20	811	420	550	650
	San Joaquín	Guácara	8,14	20	811	420	550	650

Tabla 3.5 Características del Sistema Anaco-Barquisimeto (Región Centro-Occidente). (Continuación)

Tubería	E.V.A. INIC	E.V.A. FINAL	LONG (km)	D (pulg)	Presión (Psi)			
					Dis	Min	Nor	Max
LAZO Cerro Tej.-Tejerías	C. Tejerías	Tejerías	7,13	20	1170	500	650	810
GDTO Guaya-Tejería	Guayas	Tejerías	6,48	10	1090	500	600	810
NURGAS N54-N60	N54	N60	23,79	36	1051	500	650	900
NURGAS N60-N65	N60	N61	12,59	36	1051	500	650	900
	N61	N62	26,99	36	1051	500	650	900
	N62	N63	16,38	36	1051	500	650	900
	N63	N64	14,27	36	1051	500	650	900
NURGAS N65-N70	N64	N65	9,45	36	1051	500	650	900
	N65	N66	14,99	30	1093	500	650	900
	N66	N67	8,15	30	1093	500	650	900
	N67	N68	25,00	30	1093	500	650	900
GDTO La Enc.- Los Morros	N68	N70	16,87	30	1093	500	650	900
	La Encrucija	L.Mucura	14,34	16	1181	420	550	650
	L.Mucura	La Villa	8,78	16	1181	420	550	650
GDTO Los Morros-San Sebastián	L.Mucura	L.Morros	14,19	16	1400	500	650	900
	La Villa							
GDTO Los Morros-San Sebastián	L. Morros	S. Juan	14,50	8	1400	500	650	900
	S. Juan	S. Sebastián	11,50	8	1400	500	650	900
GDTO Guácara-La Quiz.	Guácara	Los Guayos	3,69	20	780	400	500	640
	Los Guayos	L.Quizanda	7,62	20	780	400	500	640
LAZO Guácara-La Quiz.	Guácara	Los Guayos	3,55	12	988,2	400	500	640
	Los Guayos	L.Quizanda	7,05	12	988,2	400	500	640
GDTO Guácara-EI palito	Guácara	Universidad	16,02	12	1235,3	450	650	900
	Universidad	El Salto	9,25	12	1235,3	450	650	900
	El Salto	R.Castaño	9,24	12	1235,3	450	650	900
	R.Castaño	El Palito	15,71	12	1235,3	450	650	900
LAZO Guácara-EI palito	Guácara	Universidad	16,02	12	1235,3	450	650	900
	Universidad	El Salto	9,25	12	1235,3	450	650	900
	El Salto	R.Castaño	9,19	12	1235,3	450	650	900
	R.Castaño	El Palito	15,82	12	1235,3	450	650	900

Tabla 3.5 Características del Sistema Anaco-Barquisimeto (Región Centro-Occidente). (Continuación).

Tubería	E.V.A. INIC	E.V.A. FINAL	LONG (km)	D (pulg)	Presión (Psi)			
					Dis	Min	Nor	Max
GDTO El Palito- N70	El Palito	N70	6,70	16	1181,2	450	650	900
LAZO El Palito- N70	El Palito	N70	6,70	16	1181,2	450	650	900
GDTO N70- Morón	N70	Morón	2,80	16	1181,2	450	650	900
LAZO N70- Morón	N70	Morón	2,80	16	1181,2	450	650	900
GDTO Morón- Bqto	Morón	La Raya	22,80	10	1188,3	430	600	750
	La Raya	R.	24,14	10	1188,3	430	600	750
	R. Yaracuy	Yaracuy	22,82	10	1188,3	430	600	750
	P. Flores	P. Flores	20,37	10	1188,3	430	600	750
	Chivacoa	Chivacoa	28,47	10	1188,3	430	600	750
	Yaritagua	Yaritagua	8,66	10	1188,3	430	600	750
LAZO Urama-La Raya	La Ensenada	La Ensenada	8,25	10	1188,3	430	600	750
	Urama	La Raya	8,00	20		430	600	750
LAZO Morón- Bqto	Morón	La Raya	22,81	16	984,37	430	600	750
	La Raya	R.Yaracuy	24,15	16	984,37	430	600	750
	R.Yaracuy	P.Flores	22,83	16	984,37	430	600	750
	P.Flores	Chivacoa	20,42	16	984,37	430	600	750
	Chivacoa	Yaritagua	28,51	16	984,37	430	600	750
	Yaritagua	La	8,59	16	984,37	430	600	750
	La	Ensenada	8,44	16	984,37	430	600	750
	Ensenada	Bqto						

3.1.5 Sistema Ulé – Amuay

El sistema Ulé-Amuay (ICO Fase I) está ubicado entre los estados Zulia y Falcón; posee dos tramos: uno que va desde de la Planta de Fraccionamiento Ulé, en la Costa Oriental del Lago de Maracaibo, hasta la localidad de Amuay en Punto Fijo (Falcón) y en segundo tramo va desde Rio Seco hasta La Vela. En su recorrido total posee 23 estaciones de válvulas automáticas y una capacidad de transporte de 200 MMPCD, con una presión de operación de 1.000 psig. En la figura 3.5 se muestra un esquema de este sistema y en la tabla 3.6 se detallan los tramos que lo componen.

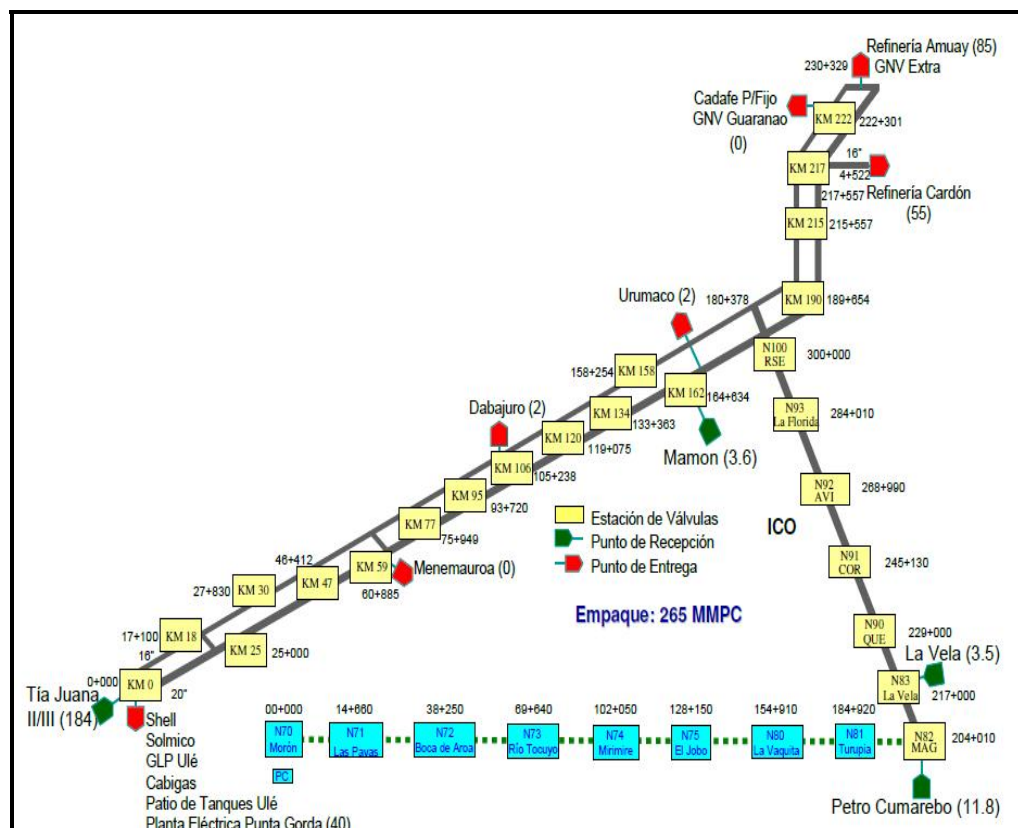


Figura 3.5 Sistema Ulé – Amuay

Tabla 3.6 Características del Sistema ULE-AMUAY (ICO FASE I)

Tubería	E.V.A. INIC	E.V.A. FINAL	LONG (km)	D (pulg)	Presión (Psi)			
					Dis	Min	Nor	Max
LAZO ULE- AMUAY	KM 0	KM 18	17,10	16				
	KM 18	KM 30	10,73	16				
	KM 30	KM 47	18,58	16				
	KM 47	KM 77	29,54	16				
	KM 77	KM 95	17,77	16				
	KM 95	KM 106	11,52	16				
	KM 105	KM 120	13,84	16	-	-	-	-
	KM 120	KM 134	14,29	16				
	KM 134	KM 158	24,89	16				
	KM 158	KM 186	27,65	16				
	KM 186	KM 190	3,75	16				
	KM 190	KM 215	25,90	16				
	KM 215	KM 217	2,00	16				
	KM 217	KM 230	12,77	16				
GDTO ULE- AMUAY	KM 0	KM 25	25,00	20				
	KM 25	KM 47	24,59	20				
	KM 47	KM 59	11,30	20				
	KM 59	KM 77	18,24	20				
	KM 77	KM 95	17,77	20				
	KM 95	KM 106	11,52	20				
	KM 105	KM 120	13,84	20	-	-	-	-
	KM 120	KM 134	14,29	20				
	KM 134	KM 162	28,10	20				
	KM 162	KM 190	28,13	20				
	KM 190	KM 215	25,90	20				
KM 215	KM 230	14,77	20					
GDTO ICO	N70-Moron	N71-Las Pavas	14,66	30	1218	750	900	1000
	N71-Las Pavas	N72-B. de Aroa	23,59	30	1218	750	900	1000
	N72-B. de Aroa	N73-Rio	31,39	30	1218	750	900	1000
	N73-Rio	Tocuyo	32,41	30	1218	750	900	1000
	Tocuyo	N74-Mirimire	26,10	30	1218	750	900	1000
	N74-Mirimire	N75-El Jobo	26,76	30	1218	750	900	1000
	N75-El Jobo	N80-Mi Vaquita	30,05	30	1218	750	900	1000
	N80-Mi Vaquita	N81-Turupia	19,09	30	1218	750	900	1000
	N81-Turupia	El Manglar	12,99	30	1218	750	900	1000
	El Manglar	La Vela	12,00	30	1218	750	900	1000
	La Vela	Quero	16,13	36	1218	750	900	1000
	Quero	Coro	23,86	36	1218	750	900	1000
	Coro	Agua Viva	15,02	36	1218	750	900	1000
	Agua Viva	La Florida	15,99	36	1218	750	900	1000
	La Florida	Rio Seco						

3.1.5 Sistema Interconexión Centro – Occidente (ICO Fase II)

El tramo ICO se encarga de trasladar gas excedentario de Oriente a Occidente, va desde Morón hasta Quero uniéndose con el tramo existente de Falcón a Ulé, en el estado Zulia. El trayecto comprende 230 Km y 30" de diámetro. En la figura 3.6 se muestra un esquema general del trayecto del gasoducto y las estaciones que lo componen.

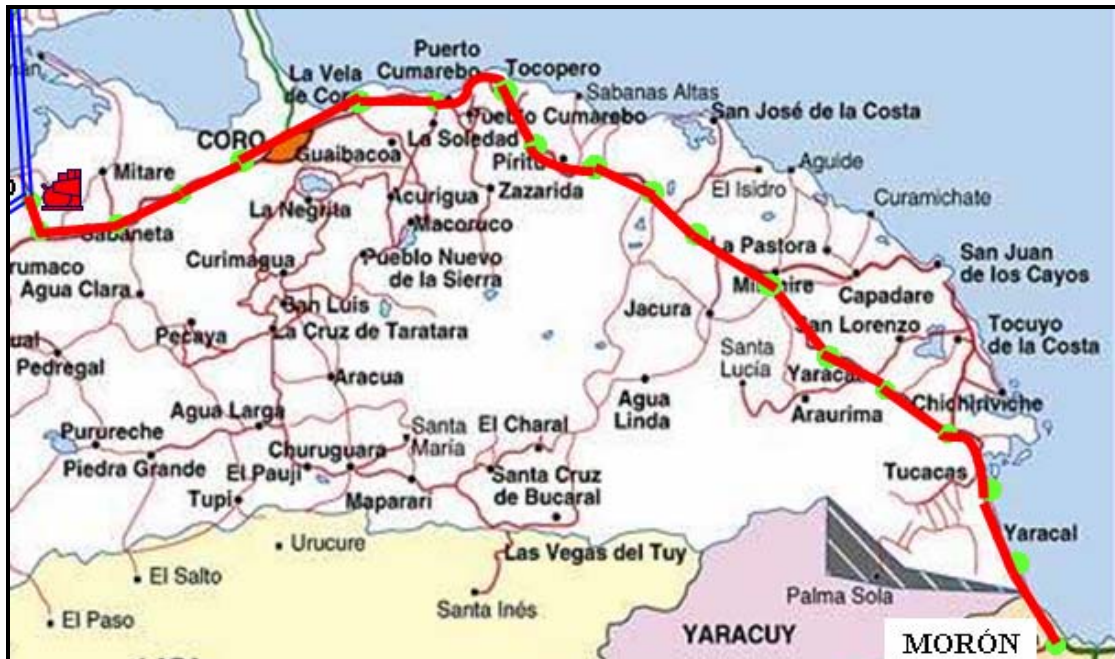


Figura 3.6 Sistema ICO Fase II.

3.1.7 Sistema Ballenas – Maracaibo

El gasoducto binacional denominado Antonio Ricaurte comenzó a construirse en Agosto del 2006 y se culminó en Octubre del 2007, con una vida útil estimada en veinte años. Éste permite importar desde Colombia a Venezuela 150 MMPCED de gas metano lo cual ocurrirá durante los

primeros cuatro años de su operación y en los subsiguientes dieciséis años, posibilitará la exportación hacia Colombia y otros mercados centroamericanos de un volumen estimado entre 300 y 400 MMPCED, cifra que será posible alcanzar una vez entren en producción los campos de gas de la cuenca gasífera Zulia-Falcón. Actualmente maneja un caudal de 80 MMPCED de gas los cuales van directo a las plantas eléctricas Rafael Urdaneta y Ramón Laguna y se prevé que en una segunda fase este volumen subirá a 150 MMPCED. Se divide en dos tramos: Tramo de Gasoducto Ballena - Majayura y un tramo de Gasoducto Majayura - Bajo Grande (135,9 Km. 26", en tierras venezolanas, que incluye un tramo sublacustre de 22 Km. entre las Plantas Eléctricas Rafael Urdaneta y Ramón Laguna, en Maracaibo). (Figura 3.6)

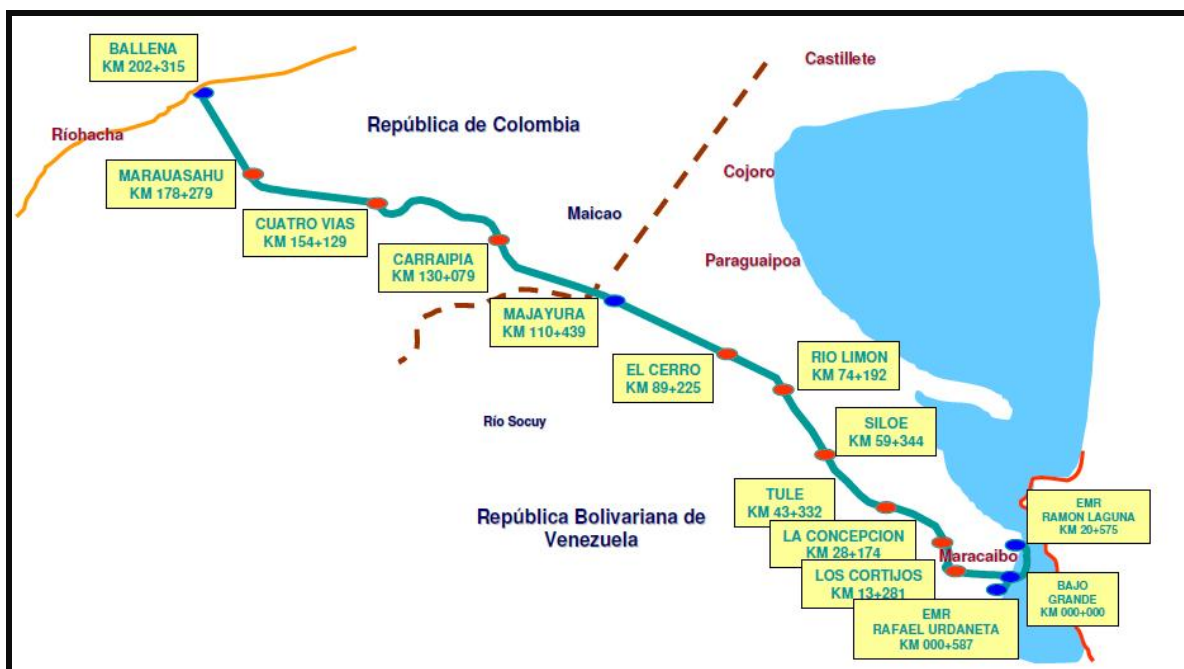


Figura 3.6 Sistema Ballenas – Maracaibo

Tabla 3.7 Características del Sistema Ballenas – Maracaibo

Tubería	E.V.A. INIC	E.V.A. FINAL	LONG (km)	D (pulg)	Presión (Psi)			
					Dis	Min	Nor	Max
Tramo Venezolano	Ramón Laguna	Rafael Urdaneta	20,58	20	1300			
	Rafael Urdaneta	Bajo Grande	0,59	12	1300			
	Bajo Grande	Los Cortijos	13,28	26	1300			
	Los Cortijos	La concepción	14,89	26	1300			
	La Concepción	Tule Siloe	15,16	26	1300			
	Tule	Rio Limón	16,02	26	1300			
	Siloe	El Cerro	14,85	26	1300			
	Rio Limón	Majayura	15,03	26	1300			
	El Cerro		21,24	26	1300			
	Tramo Colombiano	Majayura	Carraipia	19,64	26	1300		
Carraipia		Cuatro Vias	24,05	26	1300			
Cuatro Vias		Marauasahu	24,15	26	1300			
Marauasahu		Ballena	24,04	26	1300			

3.2 Características y propiedades del gas metano destinado a venta en Venezuela

A continuación en las tablas 3.8; 3.9; 3.10 y 3.11 se detallan, de acuerdo a los datos suministrados por PDVSA Gas, las propiedades y composición del gas destinado a venta en Venezuela:

Tabla 3.8. Propiedades del gas a venta en la zona Centro - Occidente

COMPONENTE	COVENIN	TJ2	TJ3	LA VENTOLINA	CUMAREBO	LA VELA
C4+ (% molar)	≤ 1,50	1,30	1,31	2,79	2,73	1,78
C5+ (% molar)	≤ 0,25	0,53	0,55	0,95	0,96	0,70

Tabla 3.8. Propiedades del gas a venta en la zona Centro - Occidente

COMPONENTE	COVENIN	TJ2	TJ3	LA VENTOLINA	CUMAREBO	LA VELA
Peso molecular		19,27	19,39	19,25	20,07	18,56
GPM Total (C3+)		1,08	1,08	1,80	1,98	1,17
Poder Cal. B. (BTU/PCE)		1130	1132	1165	1183	1102
Gravedad Específica	≤ 0,75	0,67	0,67	0,66	0,69	0,64
TRH (°F)	< T amb Min en 20/36	86	83	92	105	71

Donde:

C4+ : butano y más pesados.

C5+ : propano y más pesados.

GPM Total: galones por mil pie cubicos de gas natural medidos a condiciones estándar.

Poder Cal. B.: Poder calorífico bruto

TRH: Temperatura de rocío del hidrocarburo.

Tabla 3.9. Propiedades del gas a venta en la zona de Oriente

COMPONENTE	COVENIN	CSJ	C.MACOYA	YPERGAS	BITOR	MAVEGAS	OCN	AMERIVEN	URACOA	SOTO	EPA
C4+ (% molar)	≤ 1,50	0,110	1,35	0,00	0,29	1,03	0,95	0,27	0,18	0,15	0,37
C5+ (% molar)	≤ 0,25	0,010	0,62	0,00	0,06	0,56	0,60	0,17	0,09	0,01	0,12
Peso molecular		19,34	20,25	17,96	18,13	17,86	18,79	17,81	16,95	19,18	19,48
GPM Total (C3+)		0,17	0,88	0,00	0,23	0,54	0,54	0,17	0,13	0,26	0,33
Poder Cal. Bruto (BTU/PCE)		1000	994	942	960	1030	989	969	1012	1034	1010
Gravedad Específica	≤ 0,75	0,67	0,70	0,62	0,63	0,62	0,65	0,62	0,59	0,66	0,67
TRH (°F)	< T amb Min en 20/36	- 51	96	- 92	8	84	107	- 23	- 29	-45	24

Tabla 3.10. Composición del gas a venta Zona Oriente- Centro

COMPONENTE	COVENIN	NTA	URACOA	AMERIVEN	MAVEGAS	YPERGAS	BITOR	OCN	CSJ	C.MACOYA	EPA	SOTO
Metano (% molar)	≥ 80,00	≥ 80,00	95,990	93,676	93,582	93,038	92,145	91,090	84,491	84,479	84,340	84,300
Etano (% molar)	≤ 12,00	≤ 12,00	1,680	0,327	1,591	0,104	0,392	0,620	7,356	2,889	7,108	8,950

Tabla 3.10. Composición del gas a venta Zona Oriente- Centro. (Continuación).

COMPONENTE	COVENIN	NTA	URACOA	AMERIVEN	MAVEGAS	YPERGAS	BITOR	OCN	CSJ	C.MACOYA	EPA	SOTO
Propano (% molar)	≤ 3,00	≤ 3,00	0,230	0,251	0,580	0,004	0,477	0,610	0,503	1,432	0,716	0,750
I-Butano (% molar)			0,040	0,051	0,185	0,00	0,103	0,150	0,068	0,278	0,144	0,080
N-Butano (% molar)			0,050	0,048	0,284	0,00	0,125	0,200	0,036	0,455	0,105	0,060
I-Pentano (% molar)			0,010	0,045	0,122	0,00	0,019	0,100	0,004	0,155	0,036	0,005
N-Pentano (% molar)			0,010	0,046	0,109	0,00	0,010	0,080	0,003	0,138	0,027	0,004
Hexano (% molar)			0,070	0,056	0,162	0,00	0,011	0,110	0,002	0,142	0,030	0,002
Heptano (% molar)			0,00	0,015	0,086	0,00	0,011	0,160	0,00	0,099	0,020	0,00
Octano (% molar)			0,00	0,009	0,078	0,00	0,006	0,120	0,00	0,051	0,011	0,00
Nonanos (% molar)			0,00	0,00	0,005	0,00	0,006	0,030	0,00	0,034	0,001	0,00
H ₂ S (ppm)	≤ 12,00	≤ 4,16	10,0	5,00	1,0	11,30	10,0	3,00	10,000	2,00	10,10	5,00
CO ₂ (% molar)	≤ 8,50	≤ 2,00	1,730	5,287	2,790	6,764	5,974	6,670	7,305	9,244	7,210	5,679
Nitrógeno (% molar)	≤ 1,00	≤ 1,00	0,190	0,189	0,425	0,090	0,726	0,060	0,232	0,604	0,252	0,170
H ₂ O (lb/MMPCE)	≤ 7,00	≤ 5,625	2,0	7,00	6,3	5,60	6,5	3,00	7,00	3,00	5,90	2,00

Tabla 3.11 Composición del gas a venta Zona Occidente

COMPONENTE	COVENIN	NTA	LA VELA	LA VENTOLINA	TJ2	TJ3	CUMAREBO
Metano (% molar)	≥ 80,00	≥ 80,00	90,370	87,836	84,780	84,040	83,779
Etano (% molar)	≤ 12,00	≤ 12,00	4,097	5,558	9,460	10,010	7,991
Propano (% molar)	≤ 3,00	≤ 3,00	2,015	3,073	2,260	2,220	3,770
I-Butano (% molar)			0,352	0,832	0,320	0,310	0,719
N-Butano (% molar)			0,732	1,015	0,450	0,450	1,046
I-Pentano (% molar)			0,190	0,384	0,160	0,160	0,350
N-Pentano (% molar)			0,192	0,228	0,130	0,130	0,233
Hexano (% molar)			0,234	0,219	0,120	0,120	0,214
Heptano (% molar)			0,065	0,083	0,060	0,080	0,109
Octano (% molar)			0,011	0,022	0,030	0,040	0,044
Nonanos (% molar)			0,002	0,003	0,030	0,020	0,005
H ₂ S (ppm)	≤ 12,00	≤ 4,16	1,00	4,00	4,00	4,00	1,00
CO ₂ (% molar)	≤ 8,50	≤ 2,00	1,613	0,640	1,968	2,110	1,652
Nitrógeno (% molar)	≤ 1,00	≤ 1,00	0,124	0,101	0,232	0,310	0,079
H ₂ O (lb/MMPCE)	≤ 7,00	≤ 5,625	7,00	25,0	6,00	6,00	7,00

3.3 Identificación de las variables críticas e instrumentos de control asociados al funcionamiento del sistema de transporte y distribución de gas metano en Venezuela.

Para el desarrollo de este objetivo, se recopiló toda la información concerniente al sistema de control utilizado por PDVSA Gas para monitorear la red de transmisión de gas y los instrumentos que permiten medir las variables críticas a fin de manipularlas, bien sea de manera automática o manual, hasta obtener el resultado deseado. A continuación se describe dicho sistema y los instrumentos más importantes que intervienen en el transporte y distribución del gas metano.

3.3.1 Sistema de Supervisión de Gas (SISUGAS)

El sistema de supervisión y control de la red de gasoductos que se maneja actualmente en PDVSA Gas está basado en la tecnología SCADA, es un sistema supervisor centralizado, conformado por una estación maestra ubicada en Caracas (Distrito Capital), la cual está integrada a una sala de control, encargada de monitorear las operaciones y procesos, a través del análisis de toda la información recibida vía enlace de comunicaciones desde las estaciones remotas. Como medida de seguridad, existen dos estaciones espejo (una en Anaco y otra en Buena Vista), pero en la actualidad estas estaciones no están registrando los datos en tiempo real.

En la figura 3.7 se muestra un esquema general de la arquitectura del SISUGAS, dividido en tres bloques; el primer bloque constituye el punto de concentración y procesamiento de toda la información proveniente de campo, información intercambiada entre la central y las remotas, mediante medios de comunicación (segundo bloque) previstos para tal fin. El tercer bloque está

constituido por las estaciones remotas, las cuales recolectan la información de toda la instrumentación conectada al proceso para enviarla a la estación central cada vez que lo requiera. El computador central recibe la información de campo y la procesa adecuadamente, lo cual incluye cálculos, flujos instantáneos, volúmenes transmitidos y gas empacado. Toda esta información se refleja en reportes horarios, diarios y mensuales, impreso anteriormente o cada vez que lo requiera el operador. Todas las variables procesadas tienen valores límites predefinidos, de forma tal que, en caso de anomalía en el comportamiento de alguna de estas variables, la programación asociada genera mensajes de alerta al operador para que tome la acción pertinente. Algunas de estas acciones pueden tomarse a través del sistema de computación, tales como cambios de punto de ajuste de equipos que así lo requieran y emisión de comandos.

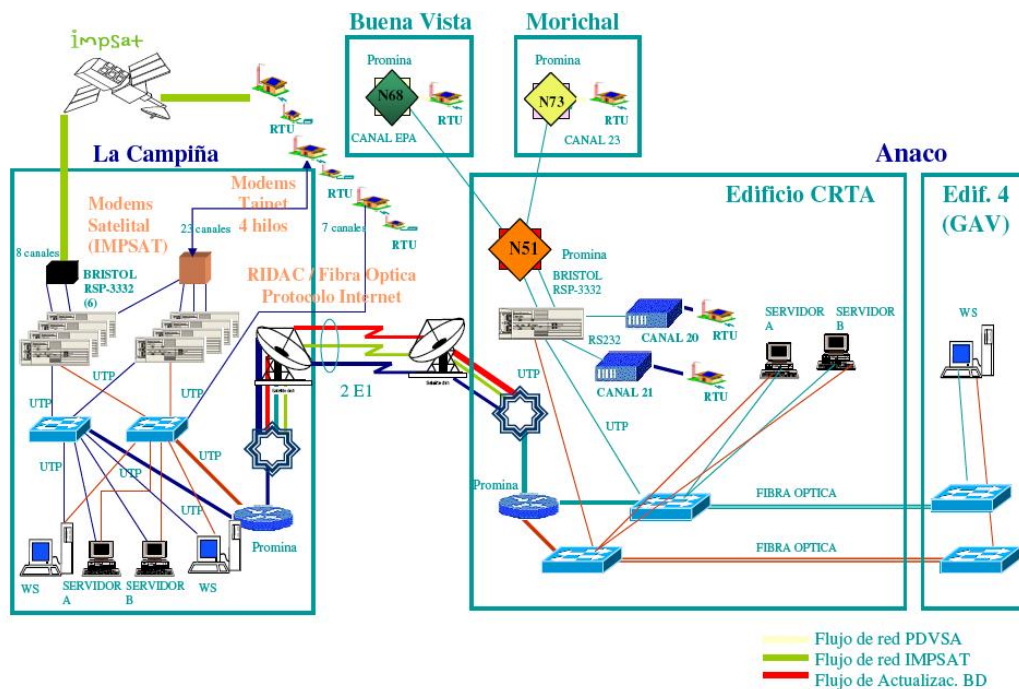


Figura 3.7 Arquitectura del SISUGAS

A continuación, en las figuras 3.8-a y 3.8-b, se pueden apreciar algunas de las pantallas arrojadas por el sistema. En la primera imagen se observa el mapa general con las estaciones que se encuentran en línea marcadas en color verde y las que no lo están en color gris. En la segunda imagen se muestran un diagrama de flujo con algunas variables, como: presión, flujo, contenido de CO₂, entre otros.

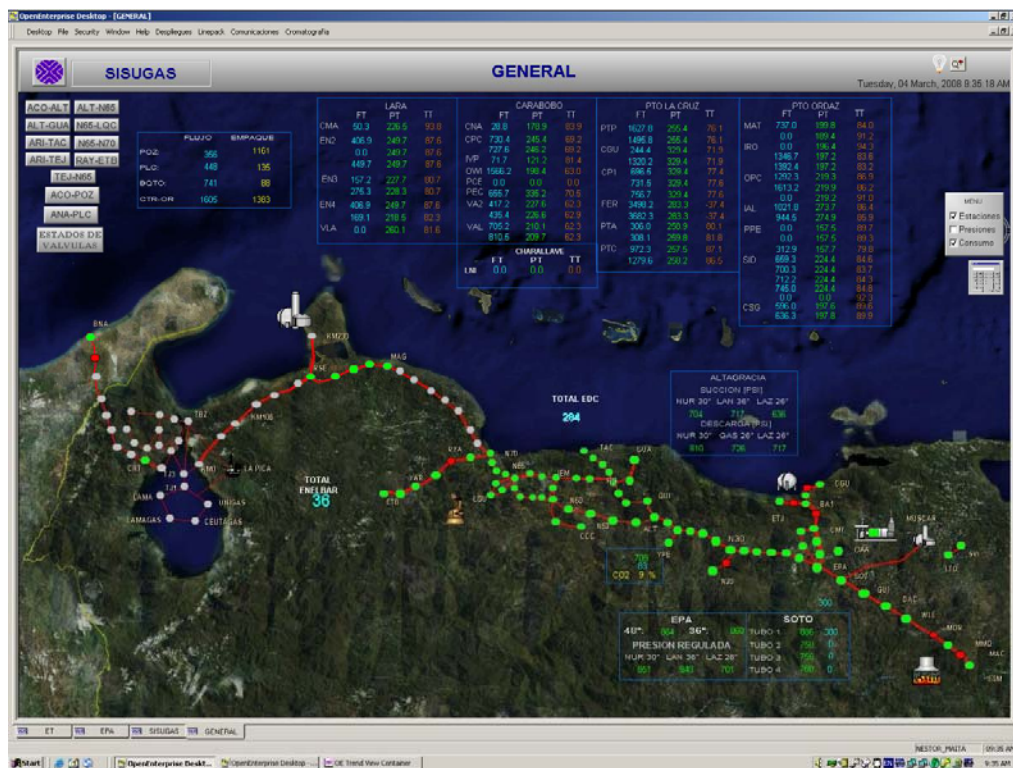


Figura 3.8-a Pantalla General del SISUGAS

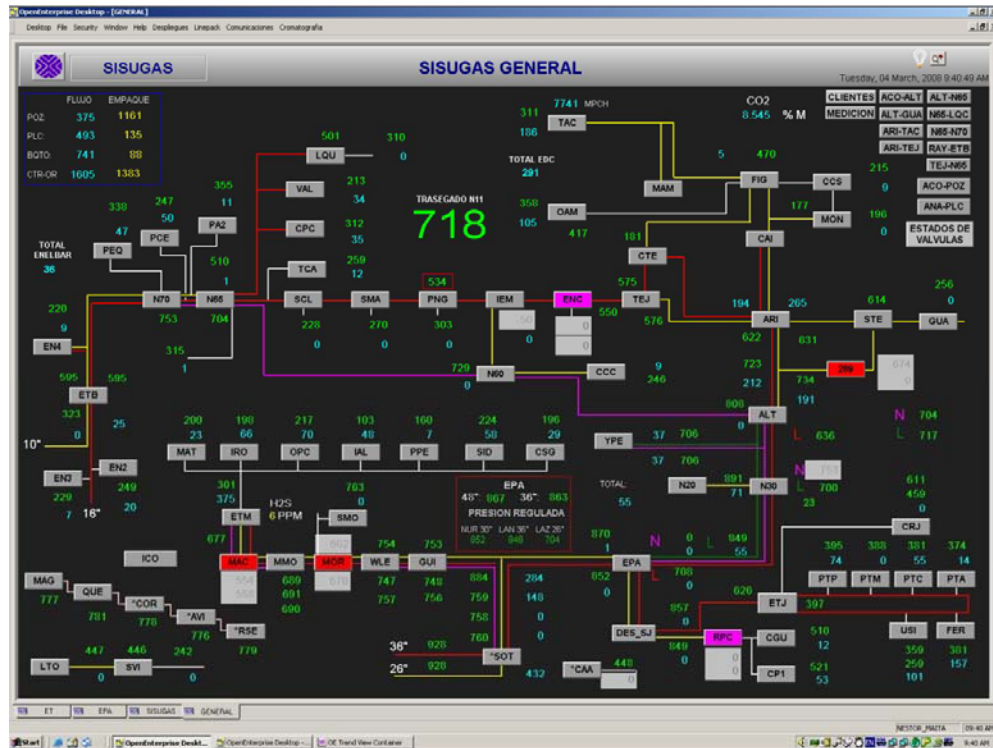


Figura 3.8-b Pantalla General del SISUGAS

El departamento Despacho de Gas, tanto en Caracas como en Anaco, es atendido continuamente por un Analista de Gas. Trabajan las 24 horas del día en tres turnos, durante el turno diurno, en días hábiles regulares, el despacho además de contar con los operadores también es atendido por un Supervisor. Es responsabilidad del Despacho Central mantener la transmisión de los sistemas en forma balanceada, lo cual significa que el volumen de gas recibido debe ser similar al entregado a los usuarios del servicio. Así mismo se debe aprovechar las horas de bajo consumo para empacar gas en las líneas, manteniendo el sistema dentro de los valores máximos permitidos.

El sistema de supervisión, utiliza unidades remotas digitales para recolectar información proveniente de la instrumentación de campo y

transmitirlas a la estación central, a través del sistema de comunicación. Además se dispone de un programa que permite simular el comportamiento de la red, pudiendo así predecir tendencias del sistema de transmisión de gas, hacer balances y definir según ciertas condiciones de operación, un ejemplo de ello son las tendencias de presión que se muestran en la figura 3.9.

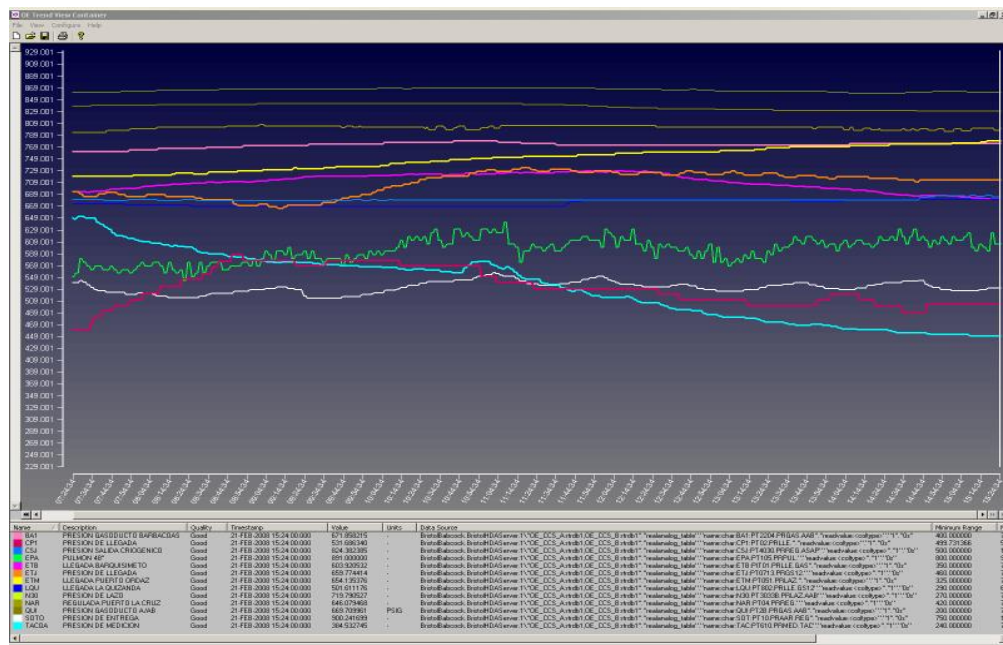


Figura 3.9 Pantalla de Reporte del SISUGAS

La salida de los equipos de campo pueden ser de dos tipos: Analógica (presión, temperatura, entre otras) o discretas (algunas señales de estado que indican posición de válvulas abierta-cerrada), paso de unidades de limpieza interna de gasoductos (pasó - no pasó), condición de suministro de energía eléctrica a la remota (normal-falla).

La base de datos del Despacho Central, incluye los puntos de calibración y establecimiento de alarmas. Estos valores aparecen en las tablas de la sección de datos. Los puntos de calibración para las presiones reguladas de los clientes principales sin características de control remoto o telemetría, también están incluidos en las tablas. Si un valor de medición está fuera de un rango permisible, se activará una alarma en la pantalla del despacho y la impresora de alarma imprimirá el nombre de la estación en cuestión, el valor, el tipo de alarma y la hora en que ocurrió la falla. Alguno de los casos generales que se pueden presentar son:

- **Alarma de alta presión en sección regulada:** Se revisa el punto de control remoto, si tiene variación respecto al ajuste establecido, se envía un comando a objeto de verificar el funcionamiento del control electrónico, en caso negativo se notificará al personal de operaciones.

- **Alarma de baja presión en sección no regulada:** Igual a la anterior, se debe verificar la presión aguas arriba y una posible falla en el suministro de gas, procediendo a aumentar el punto de ajuste y chequear la respuesta del regulador, esta operación la realiza el personal de operaciones del área afectada.

- **Alarma de alta presión en línea de transmisión:** Se revisa las condiciones de presión en la estación y la presión de entrega. Si la condición alcanza el máximo permitido, se indica al personal del área operacional sobre la necesidad de disminuir la presión de entrega.

- **Alarma de baja presión en línea de transmisión:** Se verifica la situación en la fuente de suministro, de ser normal las condiciones, se notificará al personal de operaciones del área a objeto de que realicen inspecciones en el sector que ha sido afectado, con el fin de detectar y corregir la anomalía.

3.3.2 Variables críticas de control

Las principales variables que se monitorean en el sistema de transporte y distribución de gas metano a nivel nacional tenemos: la presión, la temperatura, el flujo y la composición o calidad del gas. Este monitoreo se hace con la finalidad de evitar posibles fallas o irregularidades en el sistema, así como también cumplir con las normas y leyes que rigen el negocio de los hidrocarburos.

3.3.2.1 Presión.

Es La variable más importante en el sistema de distribución y transporte de gas; de hecho, antes de diseñar un gasoducto o una red de tuberías es necesario conocer los límites de presión máxima de trabajo para poder seleccionar el espesor o calibre de la tubería a utilizar, materiales de construcción, forma en que esta manufacturada la tubería, entre otras; todo ello con la finalidad de prevenir problemas en las instalaciones como los estallidos producto de que el espesor del tubo no soporta la presión suministrada, es decir la presión de operación supera la presión de diseño.

3.3.2.2 Temperatura.

Es otra de las variables que se controlan en el sistema, ya que el incremento o la disminución de la misma puede ocasionar ciertos problemas operacionales, tales como la formación de hidratos y la condensación de líquidos en la tubería.

3.3.2.3 Composición.

La calidad del gas es sumamente importante puesto que forma parte de los requerimientos de los clientes y porque la presencia de componentes no deseados también puede generar problemas operacionales como corrosión, obstrucciones, fallas de los equipos, entre otros.

3.3.2.4 Flujo.

Esta variable es monitoreada constantemente debido a que también forma parte de los requerimientos de los clientes y porque varía en función de la producción. Si los valores del flujo no se mantienen dentro del rango previsto se presentan fallas en los equipos compresores, las calderas y demás maquinarias que están diseñados para trabajar con un determinado volumen de gas.

3.3.2.5 Mantenimiento.

Este parámetro es administrado por el sistema de control dado que las diversas situaciones que impliquen una disminución de la presión o interrupción del flujo requieren ser monitoreadas. De manera que el sistema está en la capacidad de procesar información que puede conducir a la

implementación de algún plan de servicio preventivo o correctivo, como por ejemplo la limpieza de las tuberías mediante el paso de herramientas internas (PIG), la revisión de la protección catódica que se utiliza para minimizar los efectos de la corrosión y el reemplazo de cualquier dispositivo de medición o control que pudiera estar proporcionando datos incongruentes.

3.3.3 Instrumentos de control del sistema

A lo largo de toda red de transporte y distribución de gas, existen diversos dispositivos que cumplen las funciones de medir y controlar las variables críticas descritas anteriormente; En la tabla 3.12, se muestran los principales equipos e instrumentos empleados en el sistema actual.

Tabla 3.12 Instrumentos de medición y control de la red de transporte y distribución de gas.

Variable	Dispositivo	Tipo	Características
Presión	Reguladores	Fisher Big Joe 630	<ul style="list-style-type: none"> • Máxima presión de entrada 1500 psig. • Rango de Presión de Salida: Regulador para baja presión: 3 – 40 psig Regulador de alta presión: 27 – 500 psig • Tamaño de orificios disponibles: 1/8", 3/16", 1/4", 3/8" y 1/2"
		Fisher 310-32 ^a	<ul style="list-style-type: none"> • Máxima Presión Entrada: hasta 1480 psig • Rango de Presión de Salida: 10 – 600 psig • Tamaño de "Trim" disponibles: 30%, 50%, 70% y 100 %
		Fisher 99	<ul style="list-style-type: none"> • Máxima Presión Entrada: hasta 1000 psig • Rango de Presión de Salida: 2" H₂O– 100 psig • Tamaño de orificios disponibles: 7/8" y 1^{1/8}" y 5/8" y 1/2" para asientos tipo disco.

Tabla 3.12 Instrumentos de medición y control de la red de transporte y distribución de gas. (Continuación)

Variable	Dispositivo	Tipo	Características
Presión	Reguladores	Fisher 99	<ul style="list-style-type: none"> • Máxima Presión Entrada: hasta 1000 psig • Rango de Presión de Salida: 2" H₂O–100 psig • Tamaño de orificios disponibles: 7/8" y 1^{1/8}" y 5/8" y 1/2" para asientos tipo disco.
		Fisher 1301	<ul style="list-style-type: none"> • Máxima Presión Entrada: hasta 6000 psig • Rango de Presión de Salida: 1301F: 10 – 250 psig en tres rangos 1301G: 200 – 500 psig
		Fisher 67	<ul style="list-style-type: none"> • Máxima Presión Entrada: 250 psig • Rango de Presión de Salida: 0 – 100 psig • Tipos de reguladores serie 67: 67R (Válvula Alivio Interno) 67FR (Válvula Alivio Interno y Filtro) 67AFR (Válvula Alivio Interno y Filtro)
		Fisher 1098 EGR	<ul style="list-style-type: none"> • Máxima Presión Entrada: Piloto: 600 psig Cuerpo: De acuerdo al ANSI • Rango de Presión de Salida: 3 - 300 psig • Tamaño del Actuador: Tamaño 30 (11,38") Tamaño 40 (13,12") Tamaño 70 (21,12")
	Manómetro	Bourdon	<ul style="list-style-type: none"> • Campo de medición: 10 – 8000 Psig • Temperatura máxima de servicio: 200 °F
Registrador	Fuelle	<ul style="list-style-type: none"> • Poseen dos cámaras generalmente llenas de líquido (glicerina) comunicadas entre sí internamente. • Registra valores relativos de alta y baja presión del fluido al pasar por el elemento primario. • Los valores quedan grabados en una carta 	

Tabla 3.12 Instrumentos de medición y control de la red de transporte y distribución de gas. (Continuación)

Variable	Dispositivo	Tipo	Características
Presión	Compresores	Reciprocantes	<ul style="list-style-type: none"> • Presión de descarga >3500 Psig • Aceptan cambios escalonados de flujo de 0 a 100% • Diferentes niveles de temperatura de descarga
		Turbina	<ul style="list-style-type: none"> • Pueden ser de aluminio aleado o de hierro • Los de aluminio aleado tienen una presión nominal de 175 Psig • Los de hierro varían según el ANSI: 150, 300 o 600 Psig • Su tamaño varía de 2" a 12" de diámetro
Flujo	Válvulas	De control Automático	<ul style="list-style-type: none"> • Generalmente tiene forma de esfera con tapón simple o doble. Su operación puede ser por operador tipo diafragma, con resorte cargado en un lado y presión en el otro o simplemente con un activador neumático de pistón. • Su función principal es la de controlar un caudal en una forma determinada.
	Desplazamiento positivo	-Gallus 620B (Sellado) -Gallus 620C (Intervenible)	<ul style="list-style-type: none"> • Son de uso domestico • Máximo caudal: 5 m³/h • Rango de presión: 5,7 a 21 psig
		American Meter AL-425	<ul style="list-style-type: none"> • Son de uso comercial • Máximo caudal: 25 m³/h • Rango de presión: 10 - 25 psig
		- Rockwell - American Meter	<ul style="list-style-type: none"> • Son de uso industrial • Presión máxima 100 psig
Inferenciales	Placas de Orificio	<ul style="list-style-type: none"> • Se utilizan para restringir el área de flujo en un punto del canal ocasionando un cambio de presión a ambos lados de la placa debido al cambio en la velocidad de flujo causadas por la restricción 	

Tabla 3.12 Instrumentos de medición y control de la red de transporte y distribución de gas. (Continuación)

Variable	Dispositivo	Tipo	Características
Temperatura	Termocuplas	T	<ul style="list-style-type: none"> El material de fabricación es una aleación de Cobre/Níquel. Su escala de medición va desde - 480 °F hasta 752 °F.
	Pirómetro	De radiación	<ul style="list-style-type: none"> Mide por medios eléctricos, elevadas temperaturas. Es de no contacto. Se utilizan donde no es posible realizar la medición directamente.
Composición	Cromatógrafos	En línea	<ul style="list-style-type: none"> Resultados en tiempo real Analiza hasta C₆+
		Por muestras	<ul style="list-style-type: none"> Permite realizar cromatografías extendidas Se realizan periódicamente
Mantenimiento	PIG	De Espuma	<ul style="list-style-type: none"> Son hechos de poliuretano Poseen tiras de materiales abrasivos entrelazadas a su alrededor Se utilizan para secar y/o limpiar las tuberías
		De Acero	<ul style="list-style-type: none"> Posee piezas removibles, hechas de materiales abrasivos como cepillos y laminas para remover depósitos de las paredes internas de la tubería
		Inteligentes	<ul style="list-style-type: none"> Utilizan la tecnología de flujo magnético axial de alta resolución Detectan con exactitud la profundidad, el ancho y el largo de los defectos de la tubería. Dan la localización exacta del daño en la tubería, pues informa la posición en grados y su distancia a través del sistema.
	Protección Catódica	Ánodo de Sacrificio	<ul style="list-style-type: none"> Los ánodos más empleados son: Zinc (suelos y agua fresca), Magnesio (suelos) y Aluminio (agua de mar) No requieren potencia externa Voltaje de aplicación fijo Útil en medios de baja resistividad

Tabla 3.12 Instrumentos de medición y control de la red de transporte y distribución de gas. (Continuación)

Variable	Dispositivo	Tipo	Características
Mantenimiento	Protección Catódica	Corriente Impresa	<ul style="list-style-type: none"> • Los ánodos de corriente impresa más utilizados son: Ferro-silicio-cromo, Grafito, Niobio con platino, Magnetita, Metal-óxido de metal • Requiere potencia externa • Voltaje de aplicación variable • Aplicables en cualquier medio

Otros dispositivos que forman parte del sistema de control son los transductores y los transmisores, los cuales se encargan de captar las variables del proceso y transmitir las a distancia a instrumentos indicadores o controladores; la función primordial de estos dispositivos es tomar cualquier señal para convertirla en una señal estándar adecuada para el instrumento receptor. En general, los transductores están integrados en los instrumentos que se utilizan en las mediciones de temperatura, presión, nivel, flujo, velocidad, corriente, potencia, entre otros.

Existen varios tipos de señales de transmisión: neumáticas, electrónicas, digitales, hidráulicas y telemétricas. Las más empleadas en la industria son las tres primeras, las señales hidráulicas se utilizan ocasionalmente cuando se necesita una gran potencia y las señales telemétricas se emplean cuando hay una distancia de varios kilómetros entre el transmisor y el receptor como es el caso del SISUGAS.

3.4 Posibles fallas que pueden presentarse en el sistema actual de transporte y distribución de gas metano en Venezuela de acuerdo a los criterios de control

La identificación de las fallas que pudieran presentarse en el sistema de transmisión y distribución de gas, se efectuó mediante el uso de la técnica de análisis de datos conocida como Diagrama de Causa y Efecto o Diagrama de Ishikawa, entre las fallas principales se encuentran:

3.4.1 Fuga o ruptura de tubería (figura 3.10)

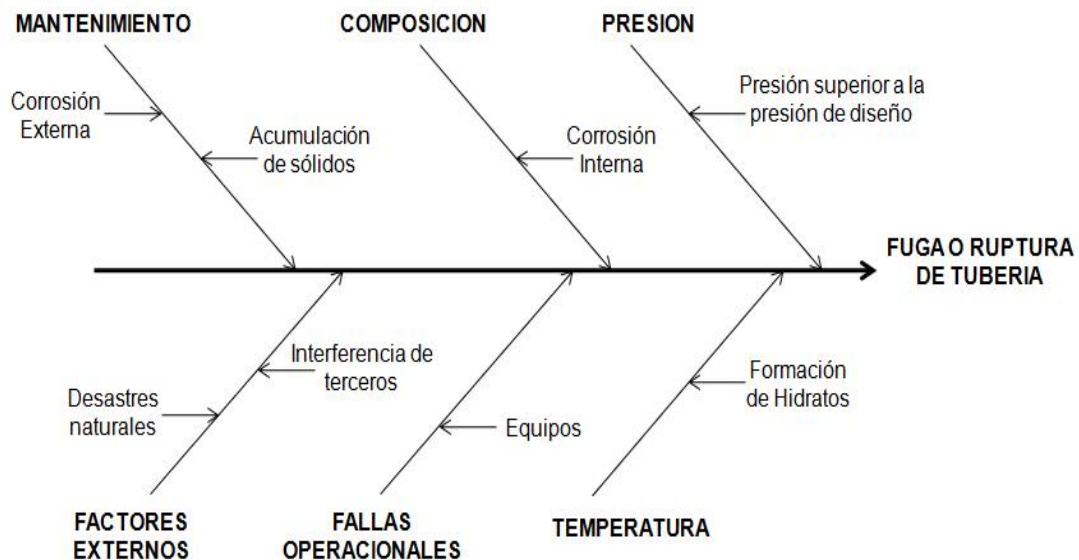


Figura 3.10 Diagrama Causa – Efecto de la Fuga o ruptura de tubería

A continuación se explican cada una de las variables reseñadas en el diagrama:

- **Presión.** Valores de presión fuera del rango de operación normal pueden producir daños a los equipos, a las instalaciones, al personal que labora en la industria y a las comunidades aledañas al sistema de transporte de gas. Si la presión de operación supera la

presión de diseño, los puntos más débiles de la red de tubería, como por ejemplo las uniones.

➤ **Temperatura.** Esta variable juega un papel determinante en la formación de hidratos que causan el congelamiento del gas natural produciendo taponamiento o reducción del espacio permisible para transportar el gas y en consecuencia el posible fracturamiento o ruptura de la tubería.

➤ **Composición.** La composición del gas de venta es monitoreada en diversos puntos a lo largo del sistema, puesto que la presencia de compuestos como el CO₂ y el H₂S aceleran el proceso de corrosión, además las impurezas solidas, puede provocar daños en los equipos.

➤ **Fallas operacionales.** El desajuste de los instrumentos de medición, una falla en las válvulas o equipos que conforman el sistema, errores en las lecturas por parte de los operadores y otras pueden derivar en una sobrepresión que desencadene la avería de los equipos que se encuentran aguas abajo.

➤ **Mantenimiento.** La falta de mantenimiento de las tuberías, equipos e instrumentos constituye la principal causa del deterioro de los mismos, generando fugas, rupturas u otro tipo de problemas operacionales.

➤ **Factores externos.** Las causas externas que pueden ocasionar situaciones de alto riesgo para el sistema de transporte y distribución de gas, son muy diversas, entre las más comunes se tienen aquellas

generadas por la naturaleza, tales como: derrumbes, socavaciones, deslizamientos, encausamiento de aguas, sismos, rayos, entre otras; también son relevantes las ocasionadas por terceros de forma intencional o accidental como por ejemplo: tomas clandestinas del sistema eléctrico que surte energía a las estaciones, acciones vandálicas o de terrorismo, sabotaje, impacto por vehículo automotor, invasiones en las zonas cercanas a las instalaciones del sistema, entre otras.

3.4.2 Disminución o interrupción del suministro de gas. (figura 3.11)

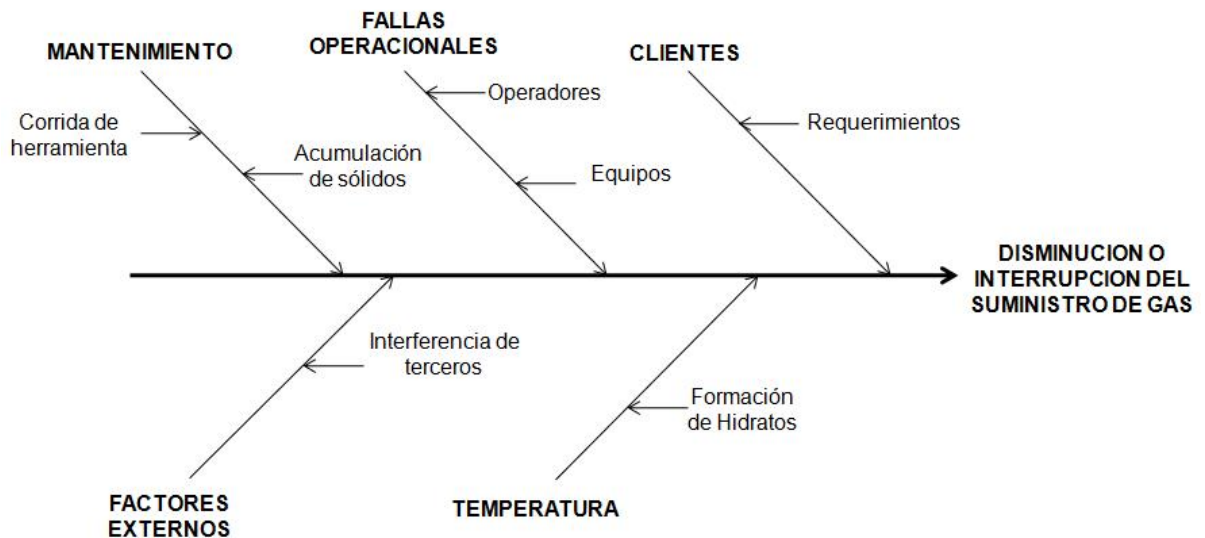


Figura 3.11 Diagrama Causa – Efecto de la Disminución o interrupción del suministro de gas.

A continuación se explican cada una de las variables reseñadas en el diagrama:

- **Clientes.** Cuando los clientes tienen problemas operacionales, fallas en los equipos o paradas de planta por cualquier circunstancia es necesario disminuir o interrumpir el suministro hasta que la situación sea solventada.

- **Temperatura.** Al igual que en la explicación del diagrama anterior, variaciones significativas en los niveles de temperatura pueden producir formación de hidratos y precipitación de líquidos que a la larga reducen el área de flujo y generan una disminución del suministro de gas.

- **Fallas operacionales.** La disminución de la presión en el sistema o el mal funcionamiento de los equipos y accesorios que conforman el sistema, eventualmente originan la interrupción del suministro de gas, bien sea por la necesidad de mantenimiento o por el reemplazo de algún tramo de tubería o equipo. Por otra parte los errores humanos también forman parte del día a día en las operaciones y también pueden ser motivo de que el sistema presente averías.

- **Factores externos.** Se aplica lo mismo que lo estudiado en la falla descrita en el diagrama anterior.

- **Mantenimiento.** Tal como se explicó anteriormente, la falta de mantenimiento es una de los factores determinantes del óptimo funcionamiento del sistema. Sin embargo, la puesta en práctica de los planes de mantenimiento mayor de los gasoductos, en algunos casos también pueden generar situaciones que ameriten la interrupción del suministro, como por ejemplo el atascamiento de una herramienta de limpieza (PIG) o la necesidad de sustitución de un tramo de tubería.

3.4.3 Falla del sistema supervisorio de control. (Figura 3.12)

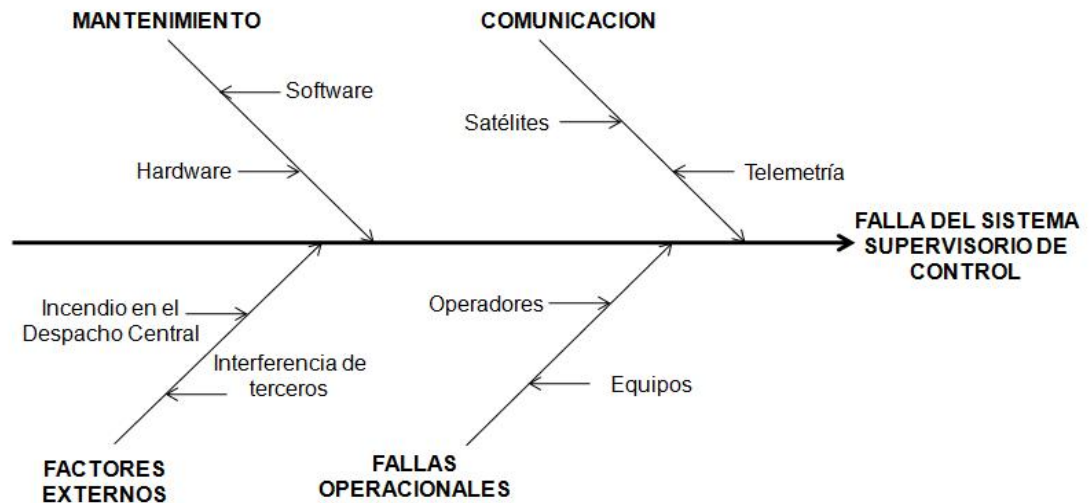


Figura 3.12 Diagrama Causa – Efecto de la Falla del sistema supervisorio de control.

A continuación se explican cada una de las variables reseñadas en el diagrama:

- **Comunicación.** Una falla del sistema de comunicación o de la telemetría de las estaciones remotas, pertenecientes a la red distribución de gas nacional, traería como consecuencia fallas en el sistema de control; este tipo de fallas pueden ocurrir por diversas razones, como por ejemplo la falta de energía eléctrica en una estación de válvula, condiciones geográficas o climáticas que obstaculizan la transmisión satelital, entre otras. Al no obtener las señales y las lecturas de las variables críticas, se producen vacíos en el historial de data y en caso de presentarse una emergencia el

sistema se dificulta el proceso de toma de decisiones para solventar la situación.

➤ **Fallas operacionales.** La complejidad tecnológica de un sistema de supervisión y control, hace que en cierta medida sea vulnerable en algunos puntos, uno de ellos son los protocolos de transmisión de datos que pueden ser bloqueados de manera intencional o accidental, produciendo así la pérdida de datos o la ejecución de comandos no autorizados. De igual manera, las fallas de los instrumentos de medición, los equipos y la arquitectura del sistema pueden ocasionar daños que van desde leves a desastres de gran magnitud, un ejemplo de ello es el bloqueo intempestivo de una válvula automática en una, anomalía que se presenta cuando la válvula recibe una señal de cierre, sin causa aparente. Otro aspecto que influye en este tipo de fallas es la experiencia de los operadores del sistema en el manejo de la interfaz Hombre – Máquina, dado que si no se interpreta eficientemente la información suministrada, se corre el riesgo de ejecutar procedimientos inadecuados.

➤ **Mantenimiento.** Considerando que la plataforma de un sistema de control está soportada por dispositivos electrónicos y por el programa que los administra, las revisiones y actualizaciones tanto del hardware como del software, son cruciales para mantener el sistema operativo y garantizar altos niveles de confiabilidad, a fin de prevenir la pérdida de datos y el posible colapso de alguno de los subsistemas adyacentes.

➤ **Factores externos.** Entre los factores externos que pueden ocasionar fallas en el sistema SISUGAS se tienen: el ingreso no

autorizado de terceros a las instalaciones con fines vandálicos, el robo o alteración de información por parte de piratas informáticos, fallas de energía eléctrica en las instalaciones, incendios en el Despacho Central donde se encuentra la sala de control, entre otros.

3.5 Propuestas de medidas que mejoren el sistema actual de transporte y distribución de gas metano en Venezuela

Después de estudiar las posibles fallas que pueden presentarse en el sistema y de acuerdo a la información obtenida del personal que labora en la empresa en relación a la situación actual de sistema de control, se proponen las siguientes medidas que pudieran conducir a mejoras del mismo:

- **Diseñar un plan de supervisión y control de las operaciones de manejo de gas en Venezuela.** Sabiendo que ENAGAS es un organismo relativamente reciente y que su función principal es promover y supervisar todas las actividades relacionadas al transporte, almacenamiento, distribución y comercialización del gas natural, pero que actualmente solo realizan controles de carácter administrativo, se sugiere el diseño de un plan de supervisión y control de las operaciones de gas, que permita a dicho organismo tener una participación más activa en todo el proceso, desde la producción del gas en los campos de extracción, hasta la entrega a los consumidores finales del producto, de tal manera que pueda evaluar de forma objetiva cada una de las características del sistema, para finalmente establecer acciones acorde a las normas correspondientes.

- **Revisar los programas de mantenimiento del sistema.** Dado que uno de los factores que más influyen en el óptimo funcionamiento del sistema, la puesta en práctica de planes mantenimiento de los equipos e instrumentos, se recomienda hacer una revisión de los programas destinados a lo predictivo, como lo son: las inspecciones paso a paso, inspecciones aéreas, corridas de herramienta por dentro de las tuberías, reemplazo de instrumentos y accesorios de medición y control, con la finalidad de adecuar estos programas a los requerimientos de cada sistema en particular.
- **Reforzar la infraestructura comunicacional.** Uno de las fallas más recurrentes del sistema actual, es la interrupción de las comunicaciones, la cual implica que los datos no puedan ser procesados en tiempo real. La instalación de nuevas unidades de transmisión y la migración de los medios de comunicación hacia más modernos (como los satelitales), en las estaciones más importante de cada subsistema minimizaría la ocurrencia de errores por vacíos de datos. De igual forma, es conveniente revisar los planes de mantenimiento y reemplazo de los equipos e instrumentos de medición y control asociados a la red, para garantizar que la información recibida sea confiable.
- **Actualizar los protocolos del SCADA.** Dado que la seguridad de los datos manejados por los sistemas tipo SCADA dependen en gran medida del tipo de protocolo utilizado y considerando que estos pueden ser objeto de ataques por parte de piratas informáticos (*hackers*), se sugiere que se apliquen medidas de actualización periódicas de los protocolos y la instalación de software

especializados para el cifrado de datos y protección de las redes, tales como muros de fuego (firewalls) y antivirus.

- **Incrementar las medidas de seguridad en las instalaciones de PDVSA Gas.** Así como la seguridad virtual es clave para el resguardo de los datos, la seguridad física de las estaciones donde se encuentran los equipos es imprescindible para que el sistema de control funcione adecuadamente, es por ello que aumentando la vigilancia en dichas instalaciones, se pueden minimizar las fallas ocasionadas por la intervención de terceros.

CAPÍTULO IV

ANÁLISIS DE RESULTADOS, CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

4.1 Análisis de resultados

4.1.1 Sistema actual de transporte y distribución de gas metano en Venezuela

Para conocer el sistema de transporte y distribución de gas metano en Venezuela se identificaron cada uno de los gasoductos que lo componen en las diferentes regiones del país (Oriente, Centro y Occidente), así como también el tramo perteneciente al gasoducto transoceánico que llega hasta el país vecino (Colombia). Con la descripción de estos gasoductos se pudo constatar que el sistema es bastante extenso y que comprende un gran número de subtramos de diferentes diámetros y longitudes, debido a la diversidad topográfica que atraviesan y a lo distante que se encuentran los clientes de la principal fuente de producción, que actualmente está en Anaco, razón por la cual se encuentran instaladas 3 plantas compresoras a lo largo del sistema. El tramo más complejo de toda la red es el de *Anaco – Caracas – Barquisimeto*, el cual en su recorrido se encarga de cumplir las demandas de toda la región central del país y de las ciudades más pobladas como el Distrito Capital y Valencia donde se encuentra la mayor parte del sector industrial del país. El tramo Ulè- Amuay también es muy importante ya que proporciona el gas para la recuperación secundaria de crudo en el lago de Maracaibo y para las refinerías ubicadas en el Occidente. Cabe destacar que también hay tramos, que si bien no están conectados a la línea principal de

distribución, igualmente forman parte de la red de transporte y son monitoreados por el sistema de control, tal es el caso del sistema La Toscana – San Vicente, cuya producción se utiliza una parte para consumo interno y el resto se quema, puesto que aún está en construcción la infraestructura que se encargará de acondicionar este gas para darle otros usos. También es necesario resaltar que el sistema ICO Fase II entro en funcionamiento a finales del año 2008, por lo que no se dispone de una data muy detallada del mismo y el acceso a la información es restringido.

4.1.2 Características y propiedades del gas metano destinado a venta en Venezuela

En las tablas 3.8 y 3.9, se observan las propiedades del gas que se recibe de las principales fuentes de la zona Centro – Occidente y Oriente, respectivamente. De acuerdo a los valores reflejados en ellas, se observa que el gas procedente de la región occidental posee mayores contenidos de componentes pesados, por lo cual presenta un mayor valor de poder calorífico bruto (hasta 1183 BTU/PCE). Esto se debe a que la mayor parte del gas que se extrae en esa región es gas asociado con petróleo y por ende suele ser más rico que el gas seco que se extrae en Oriente.

Por otra parte, en lo que se refiere a la composición del gas y las normas de calidad relacionadas con el tema, es necesario aclarar que en la actualidad los parámetros de referencia son los que se encuentran en las “Normas Técnicas Aplicables para el aseguramiento de la Calidad del Gas en el Sistema de Transporte y Distribución” (NTA); la cual fue elaborada por el Ente Nacional del Gas (ENAGAS) a petición del Ministerio del Poder Popular para la Energía y Petróleo, y fue publicada en Gaceta Oficial el 18 de septiembre de 2007; sin embargo, tomando en consideración que se requiere

cierto tiempo para que las empresas encargadas de la producción (PDVSA Gas y empresas mixtas), adecuen sus tecnologías para cumplir con esta norma, ENAGAS no aplica sanciones a aquellas que aún se rigen por la norma anterior (COVENIN 3568:2000), y se proyecta que para finales del 2012 todas las empresas den cumplimiento a la NTA.

Otra particularidad que se deduce de estas tablas, es que algunos de los valores están desviados de los exigidos en las normas (la anterior y la actual), pero dadas las características de la red, esto no representa un mayor inconveniente para los clientes, ya que a lo largo de las líneas, las corrientes se mezclan y aquellas que entran con algunos compuestos cuya concentración está por encima de la norma se compensan con otras corrientes que tienen esos valores en menor concentración.

4.1.3 Variables críticas e instrumentos de control asociados al funcionamiento del sistema

Para identificar las variables críticas del sistema en estudio, fue necesario conocer el sistema de control que se encarga de supervisar dichas variables. En las entrevistas realizadas al personal que labora en la sala maestra de control de PDVSA Gas se obtuvo información que permitió visualizar el modo en que este sistema recopila y procesa los datos provenientes de las estaciones remotas. Se conoció que la plataforma trabaja bajo la filosofía del SCADA, recibe valores de presión, temperatura, flujo, empaque de las líneas, composición del gas, estado de ciertas válvulas (abiertas o cerradas) y otros parámetros de seguridad de las estaciones de telemetría que están localizadas en diversos puntos de la red de transporte de gas; de la gran gama de datos que maneja el sistema, la presión es la variable más crítica,

obviamente por ser un criterio de diseño en las tuberías y en los equipos, y porque constituye la causa más probable de accidentes catastróficos.

La transmisión de datos se efectúa vía radio, cables de fibra óptica y satélites, por medio de protocolos de comunicación que permiten codificar y decodificar la información. Los datos recibidos son analizados por el software del SISUGAS y presentados a los operadores en forma de pantallas; dependiendo de los resultados, estos deciden las acciones a tomar, cabe destacar que para que este esquema sea eficiente, es necesario que la información sea recibida de manera oportuna, lo cual no siempre sucede.

En cuanto a los instrumentos de control asociados al sistema, la variedad también es muy amplia y por razones obvias, en este trabajo monográfico sólo se describen los más relevantes, entre los cuales destacan los medidores de presión y las válvulas de alivio, que son los más importantes a la hora de prevenir incidentes en las tuberías. También se pudo observar que, de acuerdo a lo reportado por el SISUGAS, muchos de los instrumentos están dañados o descalibrados, en algunos casos por falta de mantenimiento, en otros porque ya cumplieron su tiempo de vida útil o simplemente porque están ausentes.

4.1.4 Fallas que pueden presentarse en el sistema actual de acuerdo a los criterios de control

Aplicando un método de análisis conocido como diagrama Ishikawa, con base en la información obtenida por parte del personal que labora en la industria, se determinó que los factores de mayor influencia en las posibles fallas del sistema de transporte y distribución de gas, son los siguientes:

- ✓ Fuga o ruptura de tubería

- ✓ Disminución o interrupción del suministro de gas
- ✓ Falla del sistema supervisor de control

Algunas de las causas que pueden dar origen a estas fallas se repiten en los tres diagramas, tales como: mantenimiento, factores externos y fallas operacionales, por lo que queda claro que representan grandes oportunidades de mejora del sistema.

4.1.5 Medidas para mejorar el sistema actual

Luego de identificar las posibles fallas y los factores que inciden en la ocurrencia de las mismas, se plantearon algunas propuestas para optimizar el sistema actual:

- ✓ **Diseño de un plan de supervisión y control de las operaciones de manejo de gas en Venezuela.** Esta medida garantizaría el desarrollo de prácticas ambientalistas y la evaluación objetiva del proceso de producción y distribución del gas natural, ya que al estar involucrado un agente externo en la supervisión de las operaciones las empresas de producción se verían obligadas a cumplir con la normativa.
- ✓ **Revisión de los programas de mantenimiento del sistema.** Un sistema de distribución y transporte de gas tan complejo como el existente en Venezuela, amerita un programa de mantenimiento que reduzca al mínimo las fallas derivadas del deterioro de los equipos, puesto que la difícil situación económica que se vive en estos tiempos, hace necesaria la implementación de una cultura preventiva y no correctiva.

- ✓ **Refuerzo de la infraestructura comunicacional.** A medida que se incrementa la demanda del gas como fuente de combustible económica y menos contaminante, también se incrementa la responsabilidad de mantener el sistema de control operando de manera eficiente, lo cual solo es posible si se cuenta con la adecuada tecnología que permita recibir y procesar los datos de forma oportuna.

- ✓ **Actualización de los protocolos del SCADA.** Hoy en día los sistemas se vuelven vulnerables si no se mantienen en constante actualización, en el caso del SCADA estas debilidades se enfocan en sus protocolos de comunicación, si los mismos se mantienen actualizados, se logra disminuir el riesgo de pérdida de información valiosa.

- ✓ **Incremento de las medidas de seguridad en las instalaciones de PDVSA GAS.** Tomando en cuenta que muchos de los instrumentos y equipos que se encuentran en las instalaciones de medición y telemetría, son muy valiosos desde el punto de vista económico, incrementar las medidas de seguridad para prevenir que estos puedan ser extraídos sin autorización, es lógico y altamente recomendable.

4.2 Conclusiones

- El sistema de transporte y distribución de gas metano en Venezuela es bastante complejo debido a su gran magnitud (aproximadamente 5.700 Km de tubería).
- La mayor parte del gas que se utiliza en el país proviene de los estados Anzoátegui y Monagas.
- La concentración del metano en el gas destinado a venta varía entre un 80 y un 96 % m/m.
- El gas proveniente de la zona oriental es más seco que el de occidente.
- La norma vigente para evaluar la calidad del gas a venta es la NTA, sin embargo esta no se cumple en el 100% de las operaciones.
- Las variables críticas asociadas al sistema de control son: la presión, la temperatura, el flujo y el mantenimiento de los equipos e instrumentos.
- Las fallas que pueden afectar considerablemente al actual sistema de transporte y distribución de gas son: las fugas o rupturas de tuberías, la disminución o interrupción del suministro de gas y la falla del sistema supervisor de control.
- El óptimo funcionamiento del SCADA como sistema de control está sujeto a diferentes factores, como: el uso de las tecnologías

adecuadas, el cumplimiento de los planes de mantenimiento de la infraestructura, la capacitación del personal que lo opera, entre otros. Algunos de estos factores presentan fallas en el SISUGAS y ameritan una evaluación más profunda.

4.3 Recomendaciones

- ✓ Diseñar un plan de supervisión y control de las operaciones de manejo de gas en Venezuela, que involucre al ente regulador (ENAGAS) a fin de que se verifique el cumplimiento de las normas en cada una de las etapas que conforman el negocio del gas.

- ✓ Evaluar los programas de mantenimiento de los equipos e instrumentos asociados a la red de transporte y distribución de gas metano, con el objeto de verificar su cumplimiento y adaptarlos a los requerimientos actuales del sistema.

- ✓ Reforzar y actualizar la infraestructura de la red de gas, procurando el reemplazo de los equipos obsoletos o que se encuentran fuera de servicio, así como los medios de comunicación y los protocolos del SCADA.

- ✓ Incrementar las medidas de seguridad en las instalaciones de PDVSA Gas para prevenir el robo de los equipos e instrumentos de control y transmisión de datos.

- ✓ Acelerar el desarrollo de los proyectos de gasificación en el oriente del país para minimizar la quema del gas.

BIBLIOGRAFÍA

1. Martínez, M. Ingeniería de gas y aplicaciones. Endulzamiento del Gas Natural. Ingenieros Consultores SRL, Editorial Germore C.A, Maracaibo, Venezuela (1995).
2. García, M. La Revolución del Gas en Venezuela. Publicación Informativa de ENAGAS. Artículo publicado en Junio 2008, consultado el 18/01/2010 en la página web: <http://www.enagas.gob.ve>.
3. Mendez, G. Gonzalez, J. Análisis del funcionamiento del sistema de control de las variables de proceso en el poliducto Anaco – Fraccionamiento Jose. UDO-Anzoátegui. Venezuela. 2007.
4. Briceño, E. Evaluar los principios de diseño y control de las válvulas de seguridad asociadas al sistema de recepción de líquidos de gas natural en la planta de fraccionamiento del Complejo Jose Antonio Anzoátegui. UDO Anzoátegui. Venezuela. 2008.
5. Manual de operaciones sistema Figueroa – Tejerías. Gerencia de Transmisión y Distribución PDVSA Gas. Caracas, (1999)
6. Centro Internacional de Educación y Desarrollo (CIED), Fraccionamiento del Gas Natural. Maracaibo-Venezuela (1992).
7. Martínez, M. Calculo de tuberías y redes de gas. Ingenieros Consultores SRL, Editorial de la Universidad del Zulia (EDILUZ), Maracaibo, Venezuela (2000).
8. Crane. Flujo de Fluido en Válvulas y Accesorios y Tuberías. Editorial Mc Graw Hill. (1991)
9. Ogata, H. Ingeniería de Control Moderna, Editorial Prentice Hall. Cuarta Edición. España (2002)
10. Hernández, S. Metodología de la Investigación. Editorial Mc. Graw Hill. México. (1998).

11. Hurtado, J. El proyecto de Investigación. Sexta Edición. Ediciones Quirón. Venezuela (2008).
12. Centeno, I. Diseño de un gasoducto de interconexión entre los sistemas de distribución Oriente y Occidente. UDO-Anzoátegui. Venezuela. (2006).
13. Arcias, J. Diseño de un gasoducto para el suministro de gas desde el Campo Ballenas, Maicao-Colombia hasta el Centro Refinador Paraguaná-Venezuela. UDO-Anzoátegui. Venezuela. (2006).
14. Ley Orgánica de Hidrocarburos Gaseosos. Publicada en Gaceta Oficial N° 36.793, Decreto N° 310 (1999).
15. Sistemas de Tuberías de Conducción y Distribución de Gas. Código ASME, B.31.8 (1999).

**METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y
ASCENSO:**

TÍTULO	Evaluación de los criterios de control asociados al sistema de transporte y distribución de gas metano en Venezuela
SUBTÍTULO	

AUTOR (ES):

APELLIDOS Y NOMBRES	CÓDIGO CULAC / E MAIL
Hernandez G., Carolina del C.	CVLAC: 13.498.306 E MAIL: cchg@cantv.net
Lezama F., Laura E.	CVLAC: 15.550.177 E MAIL: lelf_20@hotmail.com

PALÁBRAS O FRASES CLAVES:

Gas Natural

Metano

Sistema de control

Gasoducto

SCADA

METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO:

ÁREA	SUBÁREA
Ingeniería y ciencias aplicadas	Ingeniería Química

RESUMEN (ABSTRACT):

El presente trabajo monográfico muestra de forma descriptiva la red actual de transporte y distribución de gas natural en Venezuela, así como la características y propiedades del gas destinado a venta y los instrumentos que intervienen en el proceso de control, con la finalidad de evaluar estos criterios y plantear algunas propuestas para hacer que dicho sistema sea más eficiente. Se utilizaron referencias bibliográficas relacionadas con el tema, se realizaron una serie de visitas a PDVSA Gas, y se efectuaron consultas a representantes de ENAGAS, quienes se encargan de supervisar que todo el proceso esté conforme a las normas vigentes. Como resultado se obtuvo, en primera instancia, que el sistema actual de transporte de gas natural es de gran magnitud, comprende cerca de 5.800 km de tubería, por las cuales se transporta gas seco, en su mayoría proveniente del oriente del país, el componente principal (metano) se halla en una concentración que varía entre el 80 y 96% m/m; el sistema de control que se utiliza para monitorear la red está basado en la tecnología SCADA y las principales variables controladas son la presión, la temperatura, el flujo y la composición del gas.

METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO:

CONTRIBUIDORES:

APELLIDOS Y NOMBRES	ROL / CÓDIGO CVLAC / E_MAIL				
Avendaño, Isvelia	ROL	CA	AS X	TU	JU
	CVLAC:	8.024.255			
	E_MAIL	isvelia2009@gmail.com			
	E_MAIL				
Raven, Hernán	ROL	CA	AS	TU	JU X
	CVLAC:				
	E_MAIL	hraven1@yahoo.com			
	E_MAIL				
Arias, Ronald	ROL	CA	AS	TU	JU X
	CVLAC:				
	E_MAIL				
	E_MAIL				

FECHA DE DISCUSIÓN Y APROBACIÓN:

2010	07	26
AÑO	MES	DÍA

LENGUAJE. SPA

METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO:

ARCHIVO (S):

NOMBRE DE ARCHIVO	TIPO MIME
Monografía. Sistema de transporte gas metano.doc	Application/msword

CARACTERES EN LOS NOMBRES DE LOS ARCHIVOS: A B C D E F G H
I J K L M N O P Q R S T U V W X Y Z. a b c d e f g h i j k l m n o p q r s t u v
w x y z. 0 1 2 3 4 5 6 7 8 9.

ALCANCE

ESPACIAL: _____ (OPCIONAL)

TEMPORAL: _____ (OPCIONAL)

TÍTULO O GRADO ASOCIADO CON EL TRABAJO:

Ingeniero Químico

NIVEL ASOCIADO CON EL TRABAJO:

Pregrado

ÁREA DE ESTUDIO:

Departamento de Ingeniería Química

INSTITUCIÓN:

Universidad de Oriente Núcleo Anzoátegui

METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO:

DERECHOS

De acuerdo al artículo 41 del Reglamento de Trabajos de grado: “Los Trabajos de Grado son propiedad de la Universidad de Oriente y sólo podrán ser utilizados a otros fines con el consentimiento del Consejo de Núcleo respectivo, quien le participará al Consejo Universitario”

Hernandez G., Carolina del C.

AUTOR

Lezama F., Laura E.

AUTOR

Ing. Avendaño, Isvelia

TUTOR

Ing. Raven, Hernán

JURADO

Ing. Arias, Ronald

JURADO

Ing. Yraima Salas

POR LA COMISION DE TESIS