

**UNIVERSIDAD CATÓLICA ANDRÉS BELLO
VICERECTORADO ACADÉMICO
ESTUDIOS DE POSTGRADO
AREA DE INGENIERIA
POSTGRADO EN SISTEMAS DE LA CALIDAD**

**TRABAJO ESPECIAL DE GRADO
PROPUESTA DE ESTRATEGIAS OPERACIONALES QUE CONTRIBUYAN
AL CONTROL DE LA CALIDAD DE GAS METANO TRANSPORTADO
POR PDVSA GAS (Sistema Anaco - Jose).**

Presentado por:

Ramírez Rebolledo, Meybel Rosely

Para optar al título de:

Especialista en Sistemas de la Calidad

Asesorado por:

Delgado Martínez, Vladimir

Caracas, Marzo de 2012

**UNIVERSIDAD CATÓLICA ANDRÉS BELLO
VICERECTORADO ACADÉMICO
ESTUDIOS DE POSTGRADO
AREA DE INGENIERIA
POSTGRADO EN SISTEMAS DE LA CALIDAD**

**TRABAJO ESPECIAL DE GRADO
PROPUESTA DE ESTRATEGIAS OPERACIONALES QUE CONTRIBUYAN
AL CONTROL DE LA CALIDAD DE GAS METANO TRANSPORTADO
POR PDVSA GAS (Sistema Anaco - Jose).**

Presentado por:

Ramírez Rebolledo, Meybel Rosely

Para optar al título de:

Especialista en Sistemas de la Calidad

Asesorado por:

Delgado Martínez, Vladimir

Caracas, Marzo de 2012

DEDICATORIA

Le dedico este Título:

A las dos personas más importantes de mi vida.

A mi PADRE, Jose Antonio Ramírez (Q.E.P.D), por todos los valores y principios enseñados, por la motivación y energía que me aportaba para alcanzar cualquier sueño por más mínimo que fuese; por el apoyo y la dedicación que siempre tuvo conmigo. Se que siempre estuvo muy orgulloso de mí por las metas alcanzadas. “Te extraño papi, este título es tuyo”.

A mi HIJO, Sebastian Enrique Díaz Ramírez, por ser la razón y el motivo de culminación de este trabajo. Por ser mi alegría y mi sufrimiento. Por ser sólo tú
EL AMOR MÁS GRANDE DE MI VIDA.
“Te amo Hijo”.

AGRADECIMIENTOS

Primordialmente, le agradezco a Dios por darme la vida, por poder despertar día a día para alcanzar una nueva meta. Por permitirme culminar este trabajo para cerrar este ciclo. Por darme salud, y poner en mí camino a personas que facilitaron la realización y culminación de esta investigación.

Gratifico a mi Familia en especial a mi madre, por prestarme todo el apoyo para alcanzar las metas propuestas, por facilitarme y apoyarme en mi camino. A mis hermanos y en especial a mi pequeño Sebastian por simplemente existir en mi vida.

Agradezco a la Universidad Católica Andrés Bello, por brindarme la oportunidad de realizar esta Especialización. Creo que una de las cosas más importante de esta experiencia, fue conocer a grandiosos profesionales que gracias a Dios formamos un excelente equipo de estudio y de amistad. Le agradezco a Vanessa, José, Rafael, Brenda, Jessica, Erika, Anyella, Loida y Henry, por el apoyo prestado para culminar el Postgrado y todas las experiencias a nivel personal vividas y las que aún faltan por vivir, con el favor de Dios.

Agradezco a Petróleos de Venezuela, por permitir realizar esta investigación, por todo el material y la información suministrada.

Retribuyo a Yolanda de Bilbao, por haberme recordado siempre que pudo, el deber de culminar el trabajo de grado y obtener el Título de Especialista. A Isis Bilbao, por motivarme a realizar esta especialización. **GRACIAS TOTALES!!!...**

**UNIVERSIDAD CATÓLICA ANDRÉS BELLO
VICERECTORADO ACADÉMICO
ESTUDIOS DE POSTGRADO
AREA DE INGENIERIA
POSTGRADO EN SISTEMAS DE LA CALIDAD**

APROBACIÓN DEL ASESOR

Por la presente hago constar que he leído el Trabajo Especial de Grado, presentado por la ciudadana Ingeniero Meybel R., Ramírez R, cédula de identidad N°: V-14.578.159, para optar al Grado de Especialista en Sistemas de la Calidad, cuyo título es: Propuesta de estrategias operacionales que contribuyan al control de la calidad de gas metano transportado por Pdvsa Gas (Sistema Anaco - Jose); y que acepto asesorar a la estudiante, durante la etapa de desarrollo del trabajo hasta su evaluación y presentación.

En la Ciudad de Caracas, a los 18 días del mes de Abril de 2012.

Delgado Martínez, Vladimir
CI: 6.975.196

ÍNDICE GENERAL

APROBACIÓN DEL ASESOR	v
LISTA DE TABLAS	x
LISTA DE FIGURAS	xii
LISTA DE CUADROS	xiv
RESUMEN	xv
INTRODUCCIÓN	1
CAPITULO I.....	5
EL PROBLEMA	5
Planteamiento del Problema	5
Antecedentes del Problema	8
Objetivos de la investigación.....	10
Objetivo general.....	10
Objetivos específicos	10
Justificación e Importancia de la Investigación	11
Alcance de la Investigación	12
CAPÍTULO II.....	14
MARCO TEÓRICO	14
Antecedentes de la Investigación	14
Fundamentos Organizacionales	15
Reseña Institucional.....	15
Misión	17
Visión	17

Fundamentos Teóricos	3
El Gas Natural.....	3
Características y Propiedades del Gas Natural	3
Procesos del Gas Natural	7
Usos del Gas Natural.....	11
Ventajas del Gas Natural	14
Calidad.....	15
Calidad de Gas	19
Condiciones Contractuales para el Suministro de Gas a los Clientes Comerciales e Industriales.....	20
Análisis y Control de la Calidad del Gas Natural.....	21
Análisis de la Calidad del Gas Natural	21
Cromatógrafos	22
Calorímetros	26
Control de la Calidad del Gas	28
Red Nacional de Gasoductos	36
Sistema Anaco Jose – Puerto la Cruz	37
Ubicación	37
Clientes Industriales.....	41
Filosofía de Operación y Control de las Estaciones.....	41
Tecnologías utilizadas por PDVSA GAS.....	43
Tecnologías utilizadas por los clientes de PDVSA GAS	44
Comparaciones entre las Tecnologías Disponibles	44
Fundamentos Legales	45
CAPITULO III.....	48
MARCO METODOLÓGICO.....	48
Nivel y Tipo de la Investigación.....	48

Operacionalización de las Variables	49
Técnicas e Instrumentos de Recolección de Datos	52
Procedimiento para la recolección de datos	54
CAPITULO IV.	57
ASPECTOS ADMINISTRATIVOS	57
Recursos Humanos	57
Recursos Materiales	58
Recursos Financieros	58
CAPITULO V.	59
ANÁLISIS E INTERPRETACIÓN DE RESULTADOS	59
Diagnosticar los escenarios operacionales actuales que contribuyen en el control de la calidad del gas metano transportado por PDVSA GAS.....	59
Usuarios Industriales	61
Manejo del Gas en Oriente	64
Calidad del Gas	65
Identificar los procesos de control de la calidad del gas metano transportado a través de gasoductos.....	69
Plantear escenarios operacionales que contribuyan al control de la calidad del gas metano transportado por PDVSA GAS.....	70
Especificaciones de los cromatógrafos Siemens y Daniel	92
Comunicación del cromatógrafo con la sala de control operacional	93
Visualización de componentes de gas en el sistema SCADA.....	95
Factibilidad económica, Tecnológica y Operacional de la propuesta.....	101
Factibilidad técnica de la propuesta	101
Factibilidad económica	102

Factibilidad Operacional 104

CONCLUSIÓN Y RECOMENDACIONES 107

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS 111

LISTA DE TABLAS

TABLA N° 1. Composición final del gas natural.	4
TABLA N° 2. Estaciones Iniciales del Sistema Anaco-Jose.	39
TABLA N° 3. Estaciones Finales del Sistema Anaco-Jose.	39
TABLA N° 4. Estaciones Intermedias del Sistema Anaco-Jose.	40
TABLA N° 5. Operacionalización de las variables.	50
TABLA N° 6. Operacionalización de las variables.	51
TABLA N° 7. Operacionalización de las variables.	51
TABLA N° 8. Operacionalización de las variables.	52
TABLA N° 9. Parámetros Operacionales en los Puntos de Recepción de Gas Metano.	61
TABLA N° 10. Condiciones de Borde del Sistema Anaco-Jose.	61
TABLA N° 11. Datos Técnicos del Sistema de Transporte Anaco – Jose.	63
TABLA N° 12. Calidad del Gas del Sistema Anaco – Jose / Puerto la Cruz para condición de operación normal y contingencia.	66
TABLA N° 13. Valores cromatográficos de la Calidad del gas de las Fuentes de aporte a las Plantas de Procesamiento de los sectores de AMA Este, AMA Oeste y AMO en Oriente.	76
TABLA N° 14. Valores cromatográficos de la Calidad del gas de las Fuentes de aporte a las Plantas de Procesamiento de los sectores de AMA Este, AMA Oeste y AMO en Oriente.	77
TABLA N° 15. Valores de la Calidad del Gas, en condiciones normales de operación, de la descarga del Tren “A y B” de ESJ, del Tren “C” en ESJ y del Sistema Anaco – Jose.	79
TABLA N° 16. Situación de la Calidad de Gas para el año 2009.	80
TABLA N° 17. Situación de la Calidad de Gas en el Tren A y B en ESJ, para el año 2010.	81

TABLA N° 18. Situación de la Calidad de Gas en el Tren C en ESJ, para el año 2010.....	82
TABLA N° 19. Valores de la Calidad del Gas que llega a los usuarios del Sistema Anaco – Jose.	86
TABLA N° 20. Especificaciones de los Cromatógrafos Siemens y Daniel ...	92
TABLA N° 21. Componentes del gas.....	94
TABLA N° 22. Factibilidad técnica de la propuesta.....	101
TABLA N° 23. Costos de análisis de cromatografía extendida	102
TABLA N° 24. Costos asociados a la instalación del Cromatógrafo Siemens.	102
TABLA N° 25. Costos asociados a la instalación del Cromatógrafo Daniel	103
TABLA N°26. Análisis Costo – Beneficio para la selección del Cromatógrafo más adecuado para la organización.	103
TABLA N° 27. Impacto en la Calidad por las Fuentes de Anaco (Tren AyB y Tren C en Extracción san Joaquín).....	105

LISTA DE FIGURAS

FIGURA N°1. Sistemas de Transporte de Gas – PDVSA GAS	1
FIGURA N° 2. Estructura Organizacional	2
FIGURA N°3. Cadena del Negocio del Gas Natural.....	8
FIGURA N° 4. Cromatógrafo de laboratorio.	23
FIGURA N° 5. Cromatógrafo en línea.....	23
FIGURA N° 6. Componentes de un Cromatógrafo	24
FIGURA N°7. Inyector	25
FIGURA N° 8. Columna empacada.	25
FIGURA N°9. Servidor de Supervisión, Control y Adquisición de Datos (SCADA)	32
FIGURA N° 10. Servidor SCADA de adquisición de Datos (ESPEJO).....	34
FIGURA N° 11. Esquema de la Base de Dato Operacional BDO.....	35
FIGURA N° 12. Sistema Anaco-Jose/ Pto. La Cruz.....	38
FIGURA N° 13. Sistema Anaco – Jose Puerto la Cruz.....	60
FIGURA N° 14. Manejo de Gas en Oriente	67
FIGURA N° 15. Manejo de Gas de las Fuentes 1200 psig.....	72
FIGURA N° 16. Aporte de las Fuentes 1200 psig de Sector AMA en la Región Oriente.....	73
FIGURA N° 17. Fuentes 1200 psig en el Sector AMO en la Región Oriente del país	74
FIGURA N° 18. Facilidades de Entrada de las Fuentes 1200 psig a San Joaquín Extracción	75
FIGURA N° 19. Puntos de Control de Calidad de Gas	78
FIGURA N° 20. Sistema Anaco - Jose	89
Figura N° 21. Cromatógrafo en línea Siemens.	90
FIGURA N° 22. Cromatógrafo de Daniel Modelo 700.....	91

FIGURA N° 23. Comunicación Cromatógrafo Siemens en la estación Crucero de Barbacoas II con Despacho la Campiña..... 93

FIGURA N° 24. Visualización de los componentes en el SCADA. 95

LISTA DE CUADROS

CUADRO N° 1. Calidad del gas metano estimada a largo plazo.....	20
CUADRO N° 2. Calidad del gas metano contratado con los clientes industriales.....	21

UNIVERSIDAD CATÓLICA ANDRÉS BELLO
VICERECTORADO ACADÉMICO
ESTUDIOS DE POSTGRADO
AREA DE INGENIERÍA
POSTGRADO EN SISTEMAS DE LA CALIDAD

**PROPUESTA DE ESTRATEGIAS OPERACIONALES QUE CONTRIBUYAN
AL CONTROL DE LA CALIDAD DE GAS METANO TRANSPORTADO
POR PDVSA GAS (Sistema Anaco - Jose).**

Autor: Meybel Ramírez
Asesor: Vladimir Delgado
Fecha: Marzo 2012

RESUMEN

PDVSA GAS suministra gas natural diariamente a usuarios a nivel nacional. Los usuarios industriales emplean el gas como materia prima para el desarrollo de sus procesos, por lo que aumenta el requerimiento de mantener los parámetros de calidad de gas de acuerdo a la **Norma COVENIN 3568-2:2000 y la Resolución N° 162 del MENPET**. El Sistema Anaco – Jose posee pocas herramientas para supervisar y controlar la composición del gas que se Transporta y Distribuye, y al producirse variaciones en la calidad del gas se ven afectados los costos de los procesos industriales hasta pérdidas de producción. Por lo tanto, se proponen escenarios operacionales que contribuyen al control de la calidad del gas que se transporta y distribuye en el Sistema Anaco - Jose. Para lograr la propuesta, se realiza un diagnóstico de los escenarios operacionales actuales empleados para controlar la calidad del gas, así como se identifica el proceso de control de la calidad del gas transportado por gasoductos de PDVSA gas. Una vez realizado este estudio, se observan las debilidades actuales en el control de la calidad por parte de PDVSA gas, y se plantea instalar cromatógrafos en línea, tipo Siemens, en puntos estratégicos de control, como son: La descarga de gas del Tren “C” en las Plantas de Procesamiento en Extracción San Joaquín y en la estación Crucero de Barbacoas II (BA2). Adicionalmente, se plantea realizar una Macro en Excel que permita visualizar en tiempo real a través de alarmas, las desviaciones en los parámetros de calidad de gas tomando como referencia la normativa vigente; y por último, se sugiere realizar encuestas a los usuarios que integran el Sistema Anaco – Jose para mejorar el control de la calidad en el sistema, y el protocolo de comunicación existente ante las paradas no programadas en unidades de los trenes de procesamiento en San Joaquín Extracción.

Descriptores: Escenarios Operacionales, control de calidad de gas y, Cromatografía de gases en línea.

INTRODUCCIÓN

El gas natural es una mezcla de hidrocarburos que incluye como principal componente el Metano (CH_4), y proporciones menores de Etano (C_2H_6), Propano (C_3H_8), Butano (C_4H_{10}) y otros compuestos más pesados, presentando entre sus componentes contaminantes Sulfuro de Hidrógeno (H_2S), Dióxido de Carbono (CO_2), Nitrógeno (N_2), Helio (He), Vapor de Agua (H_2O) y gases inertes. El gas, por ser una fuente de energía eficaz, rentable, limpia, que posee precios competitivos y es eficiente como combustible, es una alternativa energética en el siglo XXI que contribuye en la lucha contra la contaminación atmosférica (PDVSA GAS, 2006).

El gas natural representa un pilar fundamental para el desarrollo económico de la nación, impulsando una gran cantidad de industrias de diversos sectores, como la siderúrgica, metalmecánica, petroquímica, plástica, automotriz, alimenticia, papelera, entre otras, las cuales utilizan este vital recurso en su cadena de producción, bien sea como suministro para sus equipos o en sus materias primas. Por otra parte, y no menos importante, tiene uso de interés social en el consumo doméstico en hogares y pequeños comercios (OilGas, 2001).

PDVSA GAS suministra gas metano diariamente a usuarios industriales, comerciales y domésticos a nivel nacional. Este suministro debe ser confiable y seguro a fin de permitirles disponer de este insumo de acuerdo a los convenios y requisitos establecidos entre ambas partes. Por lo tanto, es un propósito fundamental para PDVSA GAS el asegurar el suministro de gas en los parámetros de calidad establecidos contractualmente de acuerdo a los Reglamentos de la LOHG, a la Resolución 162 del Ministerio del Poder Popular de Energía y Petróleo, y a las Normas COVENIN 3568-1:2000 y

2:2000; a fin de garantizar una operación eficaz y rentable que le permita consolidarse como un proveedor energético seguro y confiable (PDVSA, 2009).

El sistema de transporte y distribución de gas metano de PDVSA GAS a nivel nacional, posee procesos operativos dinámicos que suministran información sobre la calidad del gas metano transportado, los cuales permiten detectar las posibles variaciones en la calidad del gas con un rango de desviación aceptable y en un lapso de tiempo que depende directamente de las buenas comunicaciones entre las gerencias de Manejo de Gas y de Control Operacional, por lo tanto, se requiere contar con escenarios operacionales que faciliten determinar a tiempo y con pocas desviaciones la calidad del gas metano transportado, para llevar a cabo, de forma oportuna, las acciones preventivas y correctivas que minimicen o eviten consecuencias significativas; dentro de las cuales se pueden mencionar: reclamos de usuarios por el suministro de gas fuera de especificación, variaciones en los procesos productivos donde el gas metano se utilice como materia prima, daños a los equipos utilizados en las plantas siderúrgicas, disminución en la capacidad de transporte de gas metano por deterioro de las instalaciones de transporte, incrementando así las actividades de mantenimiento periódico; entre otras consecuencias.

El presente estudio tiene como objetivo general proponer escenarios operacionales que contribuyan al control de la calidad del gas metano transportado por PDVSA GAS. Se enfocará en el área de Puerto la Cruz, Edo. Anzoátegui, específicamente el Sistema Anaco-Jose, debido a su mayor nivel de exigencia en cuanto a la calidad en el suministro de gas como materia prima y en el cumplimiento de las especificaciones según los Reglamentos de la Ley Orgánica de Hidrocarburos Gaseosos, a la

Resolución 162 del Ministerio del Poder Popular de Energía y Petróleo, y a las Normas COVENIN 3568-1:2000 y 2:2000 para el transporte y distribución de gas por tuberías. Luego, considerando los resultados del estudio realizado, se procedió a proponer escenarios operacionales para el control de la calidad del gas metano necesarios para asegurar y controlar la calidad del gas en el suministro como producto energético, o como materia prima, adecuado por parte de PDVSA GAS.

Las bases teóricas de la investigación están relacionadas con las variables consideradas en el estudio planteado, tales como: información sobre la composición y las propiedades del gas natural, los escenarios operacionales de control de la calidad. El nivel de la investigación es descriptiva, enmarcada en un tipo de investigación de campo. La población sujeta a la investigación estará conformada por el Sistema Anaco - Jose. Como técnica e instrumentos de recolección de datos se utilizará las técnicas de análisis estadístico de datos, porcentaje simple y métodos lógicos como: análisis, síntesis, inducción, deducción y generalización entre otros. Finalmente, el presente documento, está estructurado básicamente en cinco (5) capítulos, los cuales se desglosan a continuación: El Capítulo I, contiene información relacionada con el Planteamiento del Problema, los Objetivos de la Investigación y Justificación de la Investigación. El Capítulo II, corresponde al Marco Teórico, contiene Antecedentes de la Investigación, Fundamentos Organizacionales, Fundamentos de la Investigación y Fundamentos Legales. El Capítulo III, está constituido por el Marco Metodológico, donde se presenta el nivel y el tipo de la investigación, operacionalización de las variables y técnicas e instrumentos de recolección de datos. El Capítulo IV, está conformado por los Aspectos Administrativos, Recursos Humanos, Materiales y Financieros. El Capítulo V, está constituido por el Análisis e

Interpretación de Resultados, Conclusión y Recomendaciones y, finalmente se presentan las Referencias Bibliográficas y los Anexos.

CAPITULO I. EL PROBLEMA

Planteamiento del Problema

El gas natural es una mezcla de hidrocarburos que incluye como principal componente el Metano (CH_4), y proporciones menores el Etano (C_2H_6), Propano (C_3H_8), Butano (C_4H_{10}) y otros compuestos más pesados. Esta mezcla también contiene contaminantes no hidrocarburos tales como Sulfuro de Hidrógeno (H_2S), Dióxido de Carbono (CO_2), Nitrógeno (N_2), Helio (He), Vapor de Agua (H_2O) y gases inertes. El gas natural extraído de los yacimientos de petróleo es un producto incoloro e inodoro, no tóxico y más ligero que el aire (PDVSA GAS, 2009).

El gas natural es una energía eficaz, rentable y limpia y, por sus precios competitivos y su eficiencia como combustible, permite alcanzar considerables ahorros a sus usuarios. Por ser el combustible más limpio de origen fósil, contribuye decisivamente en la lucha contra la contaminación atmosférica y, es una alternativa energética que destaca en el siglo XXI por su creciente participación en los mercados mundiales de energía (PDVSA, 2008).

El potencial de energía del gas natural es variable y depende de su composición: cuanto mayor sea la cantidad de gases no combustibles que contenga, menor será el poder calorífico. Además, la masa volumétrica de los diferentes gases combustibles influye sobre el valor BTU (Unidades Térmicas Británicas) del gas natural. El valor del gas natural (Poder Calorífico) es determinado por su potencial energético que es medido en

BTU/PCE. Cuanto mayor sea la masa, mayor será la cantidad de átomos de carbono para el gas considerado y, por consiguiente, mayor será su valor en BTU/PCE (Instituto Argentino de Gas y Petróleo, 2005).

PDVSA gas suministra gas metano diariamente a usuarios industriales, comerciales y doméstico a nivel nacional. El suministro debe ser confiable y seguro a fin de permitirles disponer de este insumo de acuerdo a los convenios y requisitos establecidos entre ambas partes. Entre éstos está cumplir con las especificaciones de la composición del gas metano de acuerdo a los Reglamentos de la LOHG, la Resolución 162 del Ministerio del Poder Popular de Energía y Petróleo y a las Normas COVENIN 3568-1:2000 y 2:2000, así como cumplir con ciertos parámetros de Presión y Flujo (PDVSA, 2009).

Los usuarios comerciales e industriales utilizan el gas metano suministrado por PDVSA GAS como combustible, para el desarrollo de sus funciones diarias, o como materia prima, para el desempeño de sus diferentes procesos. Esta última aplicación maximiza su requerimiento de una energía con una especificación estándar de su composición química, “Calidad del Gas”, que se mantenga en el tiempo. Al producirse variaciones en su composición se pueden originar afectaciones directas a los usuarios, tales como: reclamos y demandas por alteración de la calidad del gas a ventas, fallas en sistemas de medición, regulación, alivio e instrumentación por presencia de sólidos y líquidos, tales como:

- Incidentes (cierres de válvulas por taponamiento de tomas)
- Incremento de frecuencias de mantenimiento a equipos
- Costos por reposición / reparación de equipos dañados
- Herramientas de limpieza y disposición de líquidos

- Contaminación del personal
- Atención operacional (traslados a sitio) por falla de telemetría
- Equipos de protección adicionales para el personal
- Disminución de la vida útil de las instalaciones
- Posibles afectaciones ambientales

Así como también, pérdidas de capacidad de transporte, afectación de la imagen de PDVSA GAS como proveedor. Por lo tanto, es un propósito fundamental para PDVSA GAS el asegurar el suministro de gas en los parámetros de calidad establecidos contractualmente de acuerdo a los Reglamentos de la LOHG, a la Resolución 162 del Ministerio del Poder Popular de Energía y Petróleo, y a las Normas COVENIN 3568-1:2000 y 2:2000; a fin de garantizar una operación eficaz y rentable que le permita consolidarse como un proveedor energético seguro y confiable (PDVSA, 2009).

Actualmente, el sistema de transporte y distribución de gas metano de PDVSA GAS a nivel nacional, posee procesos operativos dinámicos que suministran información sobre la calidad del gas metano transportado, los cuales permiten detectar las posibles variaciones en la calidad del gas con un rango de desviación aceptable y en un lapso de tiempo que depende directamente de las buenas comunicaciones entre las gerencias de Manejo del Gas y Control Operacional, por lo tanto, se requiere contar con escenarios operacionales que permitan determinar a tiempo y con pocas desviaciones la calidad del gas metano transportado, para llevar a cabo de forma oportuna las acciones preventivas y correctivas que minimicen o eviten consecuencias significativas, dentro de las cuales se pueden mencionar: reclamos de usuarios por el suministro de gas fuera de especificación, variaciones en los procesos productivos donde el gas metano se utiliza

como materia prima, daños a los equipos utilizados en las plantas siderúrgicas, disminución en la capacidad de transporte de gas metano por deterioro de las instalaciones de transporte, incrementando así las actividades de mantenimiento periódico; entre otras consecuencias.

El sistema de transporte y distribución de gas metano de PDVSA GAS a nivel nacional posee en la región de Oriente dos Sistemas: El Sistema Anaco-Puerto Ordaz y el Sistema Anaco- Jose/ Puerto la Cruz, el cual se divide en dos Subsistemas Anaco – Jose y Anaco – Puerto la Cruz. Debido a las estrictas especificaciones de calidad del gas metano, a las operaciones dinámicas de transporte y distribución del mismo y por ser el Subsistema más cercano a la principal fuente de producción de gas metano de Anaco, se seleccionó el Subsistema Anaco-Jose, el cual abarca el Sector de Mejoramiento de Crudo, el Sector Petroquímico y el Sector Eléctrico.

Antecedentes del Problema

El Sistema de Transmisión de gas Anaco – Jose / Puerto la Cruz, fue construido entre los años 1983/1992 y 2004, que tiene como fuente de alimentación, el gas procesado en la planta de tratamiento y remoción de Líquido de Gas Natural (LGN) de San Joaquín, el cuál proviene de los distritos operacionales de producción Anaco y Norte de Monagas y el proveniente del Tren C de Extracción San Joaquín (ESJ) (PDVSA GAS, 2009).

En los últimos años se han presentado desviaciones en la calidad de gas de las fuentes de Anaco trayendo consecuencias significativas en el sistema de transporte y distribución del gas natural. En el transcurso de los 2 últimos

años (2010 - 2011), se observaron diversas desviaciones, dentro de las cuales se puede mencionar: mayor volumen de gas sin procesar y variaciones en las especificaciones del gas procedente de Refrigeración San Joaquín (RSJ)/ Área Tradicional de Anaco (ATA); bajo volumen de gas residual procedente de Extracción San Joaquín (ESJ); incumplimiento de los esquemas acordados antes paradas programadas de plantas: extensión de la parada y daño de otros equipos durante arranque; y paradas no programadas de plantas de procesamiento: por ejemplo, parada total de RSJ por reemplazo de válvula de entrada patín A por fuga, parada total del Tren C por taponamiento en el intercambiador criogénico, parada total de ESJ por descargas eléctricas, entre otras. El promedio de duración de estas paradas no programadas fueron de aproximadamente 4 días. Estas desviaciones trajeron como consecuencia reclamos y demandas por alteración de la calidad del gas a ventas (Usuario Pequiven, Fertinitro en el Sistema Anaco - Jose), fallas en los sistemas de medición, regulación, alivio e instrumentación por presencia de sólidos y líquidos: por ejemplo, se presentaron incidentes de cierres de válvulas por taponamiento de tomas, incremento de frecuencias de mantenimiento a equipos, costos por reposición y reparación de equipos dañados, herramientas de limpieza y disposición de líquidos, atención operacional (traslados a sitio) por falla de telemetría y equipos de protección adicional para el personal; así como también pérdidas en la capacidad de transporte y afectación a la imagen de PDVSA GAS; lo cual se traduce en aumento de los costos (PDVSA GAS, 2011).

Actualmente estas desviaciones siguen presentándose, debido a las mismas causas mencionadas anteriormente. En Enero de 2011, se observó un incremento del poder calorífico en el usuario Fertilizantes Nitrogenados (Fertinitro), el cual fue producto de un desvío de gas realizado por Tren C de ESJ, donde el gas natural no fue procesado, pasando directamente a las

líneas de transporte. Al evidenciarse un aumento en el poder calorífico, indica que hay presencia de líquidos en mayor composición en el gas natural, por lo tanto éste se encuentra fuera de especificación. Fertinitro emplea el gas natural como materia prima para la fabricación de fertilizantes, donde las variaciones de las especificaciones de calidad de gas pueden incidir significativamente en el producto y en las especificaciones del mismo; en consecuencia, éste inconveniente originó el reclamo del usuario, expresando el daño en algunos de sus equipos.

Sobre la base de las consideraciones anteriores surge la siguiente interrogante: ¿Cuáles escenarios operacionales pueden contribuir en el control de la calidad del gas metano transportado por PDVSA GAS (Sistema Anaco – Jose)?.

Objetivos de la investigación

Objetivo general

1. Proponer escenarios operacionales que contribuyan al control de la calidad del gas metano transportado por PDVSA GAS (Sistema Anaco-Jose).

Objetivos específicos

1. Diagnosticar los escenarios operacionales actuales que contribuyen en el control de la calidad del gas metano transportado por PDVSA GAS.

2. Identificar los procesos de control de la calidad del gas metano transportado a través de gasoductos.
3. Plantear escenarios operacionales que contribuyan al control de la calidad del gas metano transportado por PDVSA GAS.
4. Determinar la factibilidad económica, tecnológica y operacional de la propuesta.

Justificación e Importancia de la Investigación

La complejidad del Sistema de transporte y distribución del gas metano y la necesidad de ofrecer un suministro confiable y seguro a los usuarios, exigen el estudio de escenarios operacionales, que contribuyan en el control de la calidad del gas metano transportado por PDVSA GAS. De lo anteriormente expuesto surge la presente investigación, la cual le otorga a PDVSA GAS una oportunidad de mejora de sus procesos operativos de transporte y distribución del gas metano a nivel nacional, lo que se traduciría en procesos operacionales eficaces que emplean estrategias adecuadas que permitirán un servicio más seguro y rentable al reducir los riesgos y gastos operacionales adicionales a causa de mantenimientos recurrentes como consecuencia de transportar un gas fuera de las especificaciones de acuerdo a la Norma COVENIN 3568-1:2000 y 2:2000.

Esta investigación resaltará aún más la importancia de las actividades que desarrolla PDVSA GAS, pero a su vez enfatizará la importancia de llevar a cabo y considerar escenarios operacionales oportunos y confiables relacionados a la calidad del gas transportado, las cuales podrán prevenir inconvenientes relevantes, y reducirán:

- Reclamos de usuarios y demandas potenciales por el suministro de gas fuera de especificación.
- Obstrucción en equipos e instrumentación de campo.
- Deterioro de las instalaciones de transporte.
- Variación en los procesos que lo utilizan como materia prima, debido a variaciones en la calidad del gas.
- Incremento de mantenimientos periódicos.
- Disminución de la capacidad de transporte de gas metano.
- Incremento del riesgo operacional.

Este estudio plantea una alternativa que contribuye con la preservación del ambiente, al minimizar el quemado del gas metano, y aumentar la seguridad de las personas al realizar una operación más segura y efectiva, considerando los escenarios operacionales adecuados.

La revista Oilfield Review (2003/2004) indica “La provisión de energía seguirá estando dominada por los hidrocarburos a lo largo del futuro predecible. Dentro de la mezcla de fuentes de energía, es probable que el gas natural desempeñe un papel cada vez más importante, es por eso que se requerirá gran imaginación tecnológica y un esfuerzo constante para hallar formas de reducir los costos de producción y transporte” (p.7). Lo anteriormente expuesto, refuerza el presente estudio, debido a que es importante establecer criterios y estrategias que contribuyan al mejoramiento continuo del sistema en general.

Alcance de la Investigación

El estudio es desarrollado en el Sistema de Transporte y Distribución de Gas Metano de PDVSA GAS Oriente (Anaco-Jose), tomando en consideración

que este sistema presenta altos niveles de exigencia en el cumplimiento de las especificaciones de la calidad del gas y posee pocas herramientas para supervisar y controlar la composición del gas que se Transporta y Distribuye en el Sistema Anaco – Jose, con el propósito que permita tomar acciones tempranas para evitar desviaciones importantes que afecten la calidad de gas en dicho sistema. El tiempo para el desarrollo del tema fue desde Octubre de 2010 hasta Enero 2012.

El estudio tuvo como alcance el sistema de Transporte y Distribución de Gas Metano PDVSA GAS Oriente, ya que para los objetivos planteados en la investigación se consiguió toda la información requerida.

CAPÍTULO II. MARCO TEÓRICO

Antecedentes de la Investigación

Fernández (2004) en su investigación “**Estudio de la influencia del tratamiento térmico en lechos sólidos para la remoción de H₂S del gas natural**”, cuyo objetivo general fue investigar la aplicación de procesos que permitieran la remoción del contaminante H₂S del gas natural. En la investigación se concluye la importancia para equipos, procesos y sistemas de transporte de la disponibilidad del gas residual en condiciones de calidad COVENIN (normas 3568-1:2000 y 3568-2:2000).

Pirela y Lattanzio (2001) en su investigación “**Evaluación de la calidad del gas en el sur del Estado Monagas**” cuyo objetivo principal fue analizar el gas natural in situ, usando un cromatógrafo de gases portátil para determinar su composición y la medición de algunos contaminantes presentes tales como sulfuro de hidrógeno y agua, a través de tubos detectores colorimétricos. Concluyeron que los datos obtenidos permitieron tomar decisiones para optimizar el diseño y operación de instalaciones de superficie asociadas con la producción de gas. Así como, que el análisis de gas natural en campo por cromatografía de gases con equipos portátiles fue rápido, reproducible y estable y su utilización se encontró efectiva para la caracterización de fuentes de gas; la rapidez le imprimió un carácter atractivo, ya que el resultado para el cliente fue inmediato, lo cual facilita la toma de decisiones.

Basanta y Ruza (2008) en su estudio “**Evaluación de la calidad del gas que se maneja en la estación principal Ballenas - Colombia**” tuvieron como propósito evaluar la calidad del gas natural que se produce en el área y verificar si la misma está dentro de las especificaciones contractuales. En esta investigación se evaluaron parámetros de calidad como el contenido de agua y sulfuro de hidrógeno a través de tubos colorimétricos, y la composición del gas mediante cromatografía de gases. Concluyeron que las especificaciones del gas se encuentran dentro de los parámetros operacionales.

Gomis, Rondón y Caronil (1996) realizaron un estudio donde se estableció la estrategia a seguir en la Faja Bituminosa del Orinoco para el manejo del gas asociado a la producción de bitumen, y definir las instalaciones requeridas para el tratamiento y transporte del mismo, en base a los posibles escenarios de producción de gas del área de Cerro Negro, donde concluyeron que de no removerse el dióxido de carbono presente en el gas excedente de la Planta Compresora Orinoco, las líneas de transporte que se encuentran bajo condiciones severas de corrosión tendrían una vida útil limitada, así como que se requiere tratar dicho gas para reducir su contenido de dióxido de carbono y poder emplearlo como combustible.

Fundamentos Organizacionales

Reseña Institucional

A lo largo de su historia la industria del gas natural estaba diluida dentro de la actividad petrolera. Inclusive con la nacionalización, las cinco empresas que se formaron, Maraven, Lagoven, Llanoven, Meneven y CVP, que emergieron

de las 13 concesionarias multinacionales (Shell, Exxon, Gulf, Sinclair, Mobil, Sun, entre otros) y la ya existente CVP, tenían las actividades de gas natural estructuradas dentro de las actividades petroleras, debido a que el gas no había sido visto como un negocio ventajoso por sí mismo. En 1978 se creó Corpoven, S.A. (de la fusión entre Llanoven y CVP), la cual sí contaba con una división funcional que manejaba el transporte, distribución y mercadeo del gas natural (Gerencia General de Gas).

En 1984, Meneven se fusionó con Corpoven, con lo cual Petróleos de Venezuela quedó conformada por tres empresas filiales: Lagoven, Maraven y Corpoven. Maraven estaba a cargo de las actividades de transporte, distribución y mercadeo de gas en el occidente de Venezuela, mientras Corpoven realizaba estas mismas actividades en el Centro - Oriente del país. Las actividades de producción eran desarrolladas por las tres empresas filiales de PDVSA.

En 1997, PDVSA decide transformar toda la corporación, fusionando las empresas filiales (Maraven, Lagoven y Corpoven), en un holding denominado PDVSA Petróleo y Gas, al cual reportan las Divisiones de exploración y producción de petróleo, servicios y manufactura y mercadeo. Con la transformación, PDVSA también decidió crear a PDVSA Gas, la cual se encarga actualmente de la producción, procesamiento, transporte, distribución y mercadeo del gas natural.

PDVSA Gas, en sus diez primeros años de existencia, se ha dedicado a dar profundidad y continuidad al negocio del gas natural, específicamente a la extracción y comercialización de los líquidos del gas natural (LGN) y al transporte, distribución y mercadeo del gas metano, a través de tuberías a consumidores residenciales, comerciales e industriales. Adicionalmente, ha

dirigido su interés y esfuerzo a propiciar mecanismos que faciliten la participación de terceros en el negocio, con miras a su desarrollo creciente y rentable.

Misión

Satisfacer las necesidades de energía de la sociedad apoyándonos en la excelencia de nuestra gente y tecnológicas de vanguardia y creando el máximo valor para la República Bolivariana de Venezuela.

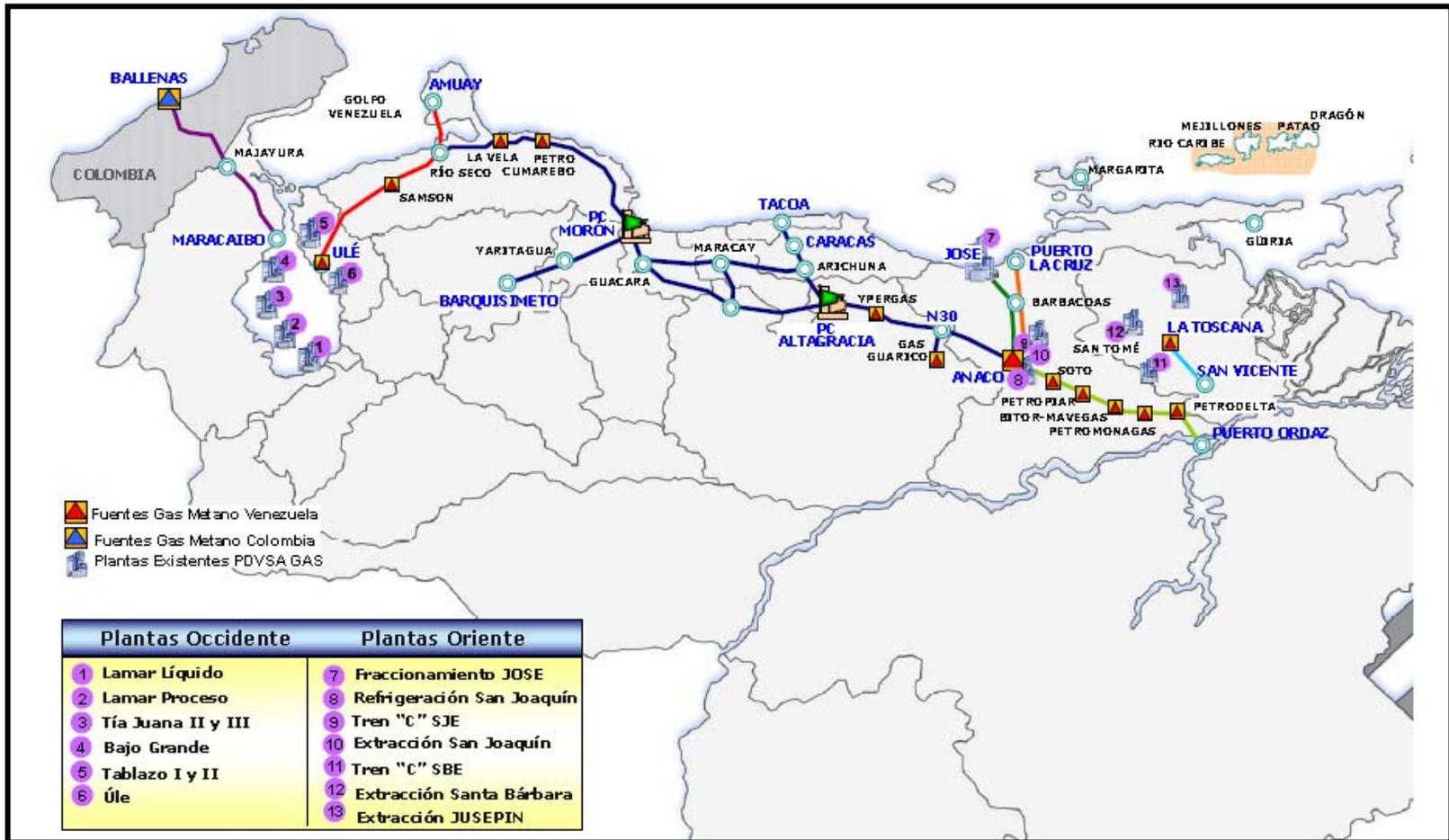
Visión

Ser la corporación energética mundial por excelencia, asegurar el máximo valor agregado corporativo y el óptimo desarrollo de todos los segmentos de la cadena del gas natural y sus productos, mediante una presencia creciente en los mercados nacionales e internacionales, que sustente los requerimientos del país y permita la diversificación del negocio energético (PDVSA GAS, 2008).

PDVSA GAS es la responsable por el Transporte y Distribución de Gas Metano a nivel Nacional, para lo cual utiliza la Infraestructura compuesta por los siguientes sistemas de Transporte de Gas (ver Figura N°1)

- Sistema Anaco – Puerto Ordaz
- Sistema Anaco – Jose – Puerto La Cruz
- Sistema Anaco – Caracas – Barquisimeto
- Sistema Interconexión Centro – Oriente (ICO)
- Sistema Ulé – Amuay
- Sistema de Costa Oeste y Costa Este
- Sistema Transoceánico
- Sistema La Toscana – San Vicente

FIGURA N°1. Sistemas de Transporte de Gas – PDVSA GAS



Fuente: Marin y Serrano, 2010.

Para Supervisar y Controlar estos sistemas de Transporte, PDVSA GAS cuenta con un Despacho Central de Gas y un Departamento de Análisis Operacional (ver Figura N°2), conformado por profesionales altamente capacitados.

En el Despacho Central de Gas se puede visualizar la condición de operación de campo de las estaciones automatizadas, es decir, las condiciones de las variables de presión, temperatura, flujo y a su vez el sistema permite controlar la condición de las válvulas de campo, así como también la posición de las válvulas reguladores hacia los clientes principales. Esto es posible porque se cuenta con un sistema automatizado el cual mediante estaciones automatizadas en campo y la infraestructura asociada en el Despacho Central, además de la facilidad de Telecomunicaciones, permite la Supervisión y Control a distancia desde el Despacho Central, de este sistema ubicado en campo. Adicionalmente, la Gerencia de Control Operacional está conformada por un Departamento de Análisis Operacional que permite estimar la calidad del gas en todos los Sistemas de Transporte y Distribución del Gas Metano, así como ofrecen asistencia técnica, evalúan la integridad adecuada para las tuberías de los Sistemas de T&D de Gas Metano (Inspecciones Internas, Direct Assessment y Pruebas de Presión), maximizan la confiabilidad del Sistema, aseguran el uso eficiente de los esquemas y parámetros operacionales de los Sistemas T&D, el cumplimiento de las Normas Técnicas Aplicables (NTA) y los Convenios Contractuales.

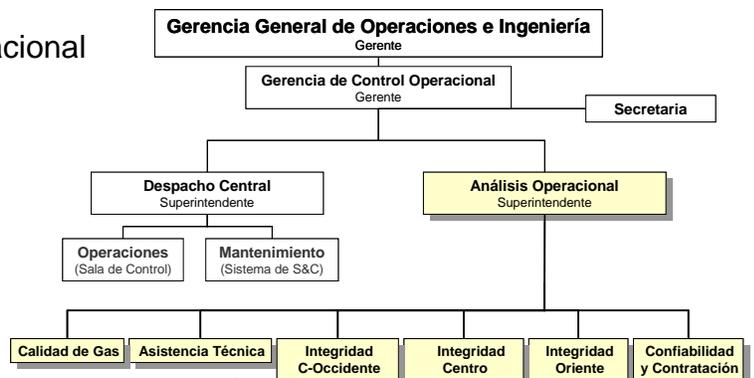
También se cuenta con áreas operacionales desde las cuales el personal correspondiente, realiza los mantenimientos y las operaciones de campo que se requieren a estos sistemas, para lo cual se soporta con las facilidades ubicadas en las Estaciones de Campo, estaciones que permiten el seccionamiento del flujo del gas, permiten el control de la presión y del flujo.

El personal de operaciones tiene bajo su responsabilidad las estaciones ubicadas en campo.

El Despacho Central puede Supervisar y Controlar a distancia un total de 199 Estaciones Automatizadas ubicadas en campo. De estas estaciones las correspondientes a los Sistemas de Transporte son un total de 153; repartidas de esta manera:

- Sistema Anaco – Puerto Ordaz: 10 Estaciones Automatizadas
- Sistema Anaco – Jose – Puerto La Cruz: 11 Estaciones Automatizadas
- Sistema Anaco – Caracas – Barquisimeto: 77 Estaciones Automatizadas
- Sistema Interconexión Centro – Oriente (ICO): 11 Estaciones Automatizadas
- Sistema Ulé – Amuay: 8 Estaciones Automatizadas
- Sistema de Costa Oeste y Costa Este: 11 Estaciones Automatizadas
- Sistema Transoceánico: 12 Estaciones Automatizadas
- Sistema La Toscana – San Vicente: 2 Estaciones Automatizadas (González, Ascanio, Rosas, Serrano, Matos y Pérez, 2008).

FIGURA N° 2. Estructura Organizacional



Fuente: González, Ascanio, Rosas, Serrano, Matos y Pérez, 2008.

Fundamentos Teóricos

El Gas Natural

Aun cuando hay algunas otras posibilidades, el petróleo y el gas tienen sus orígenes en la descomposición bacteriana de residuos de plantas y materia orgánica depositada en lagos y mares, con otros sedimentos a través del tiempo desde hace millones de años. Estos sedimentos abarcan granos de material erosionado de las rocas, los cuales se degradaron y se petrificaron constituyéndose en rocas sedimentarias. La transformación de la materia orgánica en petróleo y gas ocurre gradualmente bajo la tierra por incremento de la presión, temperatura y ausencia de aire.

El gas natural es una mezcla de hidrocarburos que incluye como principal componente el Metano (CH_4), y proporciones menores el Etano (C_2H_6), Propano (C_3H_8), Butano (C_4H_{10}) y otros compuestos más pesados. Esta mezcla también contiene contaminantes no hidrocarburos tales como Sulfuro de Hidrógeno (H_2S), Dióxido de Carbono (CO_2), Nitrógeno (N_2), Helio (He), vapor de agua (H_2O) y gases inertes. Su composición también puede clasificarse según tres grupos, aquellos compuestos que se aprovechan como combustible y materia prima, los que actúan como diluentes y a los que se les denomina contaminantes (PDVSA GAS, 2006).

Características y Propiedades del Gas Natural

La composición del gas natural (ver Tabla N°1) varía según el yacimiento del cual proviene. Este al igual que el petróleo se encuentra en el subsuelo contenido en los espacios porosos de ciertas rocas, en estructuras geológicas denominadas yacimientos, que pueden ser de tres (3) tipos:

- Yacimiento de gas asociado: aquí el principal producto es el petróleo y el gas lo acompaña.

- Yacimiento de gas condensado: en este caso el gas se encuentra mezclado con hidrocarburos líquidos livianos.
- Yacimiento de gas seco: en esta estructura el gas es el único producto.

Casi toda la producción de gas natural en el país ha estado asociada a la producción del petróleo. Tal como se extrae de los yacimientos, el gas natural contiene impurezas e hidrocarburos condensables (ver Tabla N°1). Mediante tratamiento y procesamiento se le eliminan estas impurezas, separándose el Metano de los otros componentes: Etano, Propano y gasolina natural (PDVSA GAS, 2006).

TABLA N° 1. Composición final del gas natural.

COMPONENTE	FORMULA QUÍMICA	% MOLAR
Metano	CH ₄	98 - 55
Etano	C ₂ H ₆	0.10 - 20
Propano	C ₃ H ₈	0.05 - 12
n-Butano	C ₄ H ₁₀	0.05 - 3
Iso-Butano	C ₄ H ₁₀	0.02 - 2
n-Pentano	C ₅ H ₁₂	0.01 - 0.8
Iso-Pentano	C ₅ H ₁₂	0.01 - 0.8
Hexano	C ₆ H ₁₄	0.01 - 0.5
Heptanos y mas pesados	C ₇ ⁺	0.01 - 0.4
Nitrógeno	N ₂	0.10 - 0.5
Dióxido de Carbono	CO ₂	0.20 - 30
Oxígeno	O ₂	0.09 - 0.3
Sulfuro de Hidrógeno	H ₂ S	Trazas - 28
Helio	He	Trazas - 4

Fuente: PDVSA GAS, 2006.

Dependiendo de la composición del gas (ver Tabla N°1) se definen los siguientes términos:

- **Calidad del Gas (GPM):** También conocido como “Riqueza de un gas”. Es el número de galones de líquido que pueden obtenerse de 1000 pies cúbicos normales de gas procesado (a 14.7 psi y 60°F). Este factor es muy importante en el proceso de caracterización del gas natural y en el sistema de entrega tanto a las Plantas de Procesamiento y Extracción como a Ventas.

$$GPM = \sum \frac{1000 \times Y_i \times \rho_i}{379.6}$$

donde, Y_i = fracción molar del componente i .

ρ_i = densidad molar (gal/mol)

- **Gas Dulce:** Es un gas que contiene sulfuro de hidrógeno en cantidades menores a 4 ppm, menos del 3% de dióxido de carbono y 6 a 7 libras de agua por millón de pie cúbicos normales.
- **Gas Agrio o Ácido:** Es un gas que contiene impurezas ácidas como el H₂S, CO₂, CS₂, mercaptanos, etc., en cantidades apreciables.
- **Gas Rico (húmedo):** Es un gas natural con alto contenido de hidrocarburos C₃₊ y por lo tanto con alto poder calórico, posee un valor GPM, aproximadamente, de 3.0. Para efectos de este trabajo se denominará gas rico aquel que contenga un $GPM \geq 1.5$, valor suministrado por los analistas del Despacho de Gas en el Distrito Anaco.
- **Gas Pobre (seco):** Está básicamente formado por metano y etano. PDVSA GAS (2001).

El gas natural entregado al cliente es una mezcla de 80% a 95% de metano, 3% a 15% de etano, con cantidades más pequeñas de otros hidrocarburos y no-hidrocarburos (nitrógeno, dióxido de carbono). Es más liviano que el aire (gravedad específica alrededor de 0.60). Su poder calorífico es de 1000

BTU/PCE de gas. Los mercaptanos son los compuestos de azufre inyectados dentro del gas para odorizarlo. El gas natural no es tóxico pero puede amenazar la vida, ya que puede ser asfixiante. Es un combustible que puede explotar cuando se mezcla con aire en ciertas proporciones (ej. 4.5% gas en aire: limite mas bajo de explosividad). El gas natural cuando es quemado completamente se producen dióxido de carbono y vapor de agua (Rondón, 2008).

Las propiedades físicas del gas natural varían en función de las fracciones molares de sus componentes. Por lo tanto, es común utilizar propiedades que representan el comportamiento del gas bajo varias condiciones de proceso. Las propiedades físicas más utilizadas en la distribución del gas natural son las siguientes:

Poder Calorífico: El poder calorífico es el calor liberado cuando se quema un pie³ estándar de gas no incluyendo el vapor de agua, se expresa en BTU/PCE y su valor para el gas oscila entre 950 y 1150 BTU/PCE. Los dos instrumentos mas usados en la industria del gas para medir el poder calorífico son los calorímetros tipo Junker y Thomas. El calorímetro Junke, es básicamente un quemador rodeado de una camisa a través de la cual circula agua. Determinando en cuanto se eleva la temperatura del agua y conociendo la cantidad de agua que pasa a través del instrumento podemos calcular la cantidad de calor absorbido. Se mide la cantidad de gas consumido y con ello se calcula la cantidad de calor liberado. La prueba experimental para determinar el poder calorífico de un gas esta normalizado por la ASTM asumiendo un factor de compresibilidad de Z=1, temperatura de 600°F y presión de 14,7 psig.

$$\frac{\text{Poder Calorífico} = \text{Masa de agua (lbs)} \times \text{Elevación temperatura (°F)}}{\text{Volumen de gas quemado (pie)}}$$

Volumen Normalizado: Debido a la gran variedad de condiciones de presión y temperatura a las cuales se puede presentar el gas se hace necesario una uniformidad de criterios con el fin de comparar los volúmenes. Para esto se define las condiciones bases (estándar), las cuales son arbitrariamente fijadas y son el patrón que rige en las negociaciones por la venta del gas natural, además de ser la referencia de los fabricantes de equipos para determinar la capacidad de los mismos.

Se define un pie cúbico a condiciones normales como la cantidad de gas contenido en el volumen de un pie³ cuando la presión ejercida por dicho gas es de 14,7 psig a una temperatura de 60°F.

Peso Molecular: En una mezcla de gases, por ejemplo, solo se puede hablar del peso molecular aparente, que es el resultado de la suma del peso molecular de cada elemento puro multiplicado por su fracción molar. El peso molecular promedio del gas natural utilizado por PDVSA GAS, esta fijado en un valor de 19 (PDVSA GAS, 2006).

Procesos del Gas Natural

Toda la producción de gas natural en el país ha estado asociada a la producción de petróleo. Esta estrecha asociación es uno de los rasgos característicos de la industria venezolana de gas natural, a diferencia de otros países gasíferos. Tanto en el pasado como en el presente la producción de gas ha provenido del petróleo (PDVSA GAS, 2006).

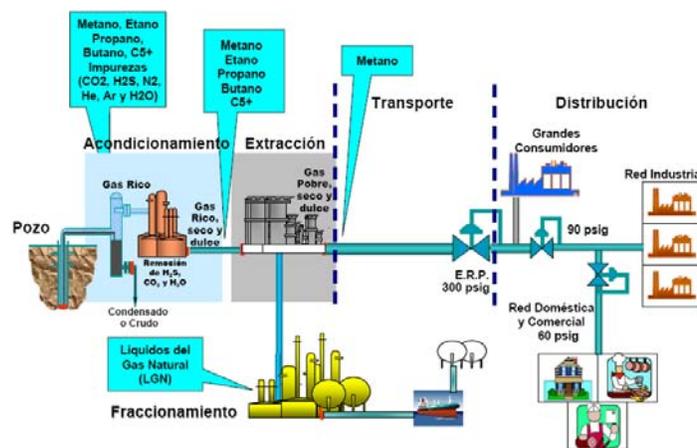
Para llevar el gas natural a las condiciones requeridas para su utilización y aprovechamiento es necesario separarlo previamente del petróleo, recolectarlo, comprimirlo para elevar su presión y tratarlo para eliminar los

componentes no deseados, ver Figura N°3 (Barberii, Quintini, De la Cruz, Litwinenko y Caro, 1989).

Una vez que el gas natural se extrae a la superficie es necesario separarlo del petróleo, del condensado y/o del agua que se producen conjuntamente con él. Esta separación se efectúa en separadores de gas ubicados en las estaciones de flujo de los campos, las cuales reciben la producción de los diversos pozos que concurren a ellas para luego enviar el gas a las plantas de compresión, plantas de licuefacción de gas u otras.

La mayor parte del gas natural que se produce en Venezuela es enviado a plantas de gas para ser comprimido. La presión de salida de la planta compresora depende del uso o destino que se le dará al gas. Si éste se va a utilizar para inyectarlo en los yacimientos, con fines de extracción adicional de petróleo, es necesario elevar su presión hasta niveles del orden de las 300 atmósferas. El gas enviado a centros de consumo o a plantas de remoción de líquidos se comprime hasta presiones en el orden de 70 atmósferas.

FIGURA N°3. Cadena del Negocio del Gas Natural



Fuente: González, Ascanio, Rosas, Serrano, Matos y Pérez, 2008.

El tratamiento de gas se hace para acondicionarlo de manera que pueda ser utilizado en las operaciones de reinyección, o como combustible o como materia prima. De acuerdo a las características del gas producido, éste debe ser deshidratado y endulzado si fuese necesario.

Deshidratación: consiste en remover agua presente en el gas. El agua produce corrosión en tuberías y equipos.

Endulzamiento: un gas con alto contenido de sulfuro de hidrógeno se conoce como “gas agrio” o “gas ácido”. Adicionalmente, el dióxido de carbono es una impureza que en presencia de agua es muy corrosiva y daña las tuberías y equipos. El sulfuro de hidrógeno, por su parte, es sumamente tóxico, aun a concentraciones del orden de 0,01% por volumen. El proceso por el cual se eliminan estas impurezas del gas se le conoce como endulzamiento. Adicionalmente, ciertos hidrocarburos livianos, y el mismo dióxido de carbono, bajo ciertas condiciones de presión y temperatura, forman con el agua un sólido cristalino, parecido al hielo y conocido con el nombre de hidrato, que puede ocasionar obstrucciones en las plantas de procesamiento. Para la deshidratación, el gas se pone en contacto con un Poli-alcohol, y el más utilizado es el trietilenglicol, el cual por su alta capacidad higroscópica remueve gran cantidad de agua del gas.

El procesamiento es la fase a la cual se somete el gas natural para la separación de sus componentes principales. Los componentes que se obtienen del procesamiento del gas natural, puros o mezclados, son utilizados como combustible, insumo petroquímico o en la elaboración de gasolina para motores de combustión interna.

El gas procesado o el gas residual, constituido principalmente por el metano y el etano, es enviado a los centros de consumo para ser usado como combustible. En todos los procesos de extracción, los hidrocarburos líquidos logrados del gas son enviados a una torre desmetanizadora o desetanizadora para despojarlos del metano y etano, dependiendo del caso. Subsecuentemente, la mezcla líquida se separa en sus varios componentes: propano, isobutano, n-butano, etc., en torres de fraccionamiento y, por último, éstos son almacenados en tanques atmosféricos refrigerados o en tanques presurizados a temperatura ambiente.

Los cuatro métodos más utilizados a nivel mundial para extraer los líquidos del gas natural son: absorción, refrigeración, adsorción y turboexpansión.

El proceso de absorción consiste en poner el gas natural en contacto con un aceite especial con características similares al kerosene, el cual tiene la propiedad de absorber preferentemente los componentes más pesados del gas. Estos componentes son posteriormente separados del aceite en una torre de destilación.

El proceso de refrigeración mecánica consiste en enfriar el gas natural hasta temperaturas que permiten la condensación del propano y los hidrocarburos mas pesados en líquidos, luego se estabilizan en una columna rectificadora para despojarlos del metano y del etano.

Los procesos de adsorción se fundamentan en la capacidad que tienen algunos sólidos para adsorber compuestos pesados del gas natural. Estos procesos no son utilizados por la industria.

En las plantas con turboexpansión, el gas se enfría en forma similar al proceso de refrigeración mecánica y, posteriormente, se hace fluir a través de una turbina de expansión, hasta alcanzar temperaturas muy bajas con el propósito de condensar una mayor cantidad de componentes. En estas turbinas la presión cae bruscamente y el gas se enfría sensiblemente alcanzando bajas temperaturas de hasta $-126\text{ }^{\circ}\text{C}$ (proceso criogénico) (Barberii, Quintini, De la Cruz, Litwinenko y Caro, 1989).

El gas natural, una vez separado del crudo, tratado y procesado, necesita sistemas que permita ser llevado a los sitios de consumo disponible para su cabal utilización. La industria petrolera nacional y específicamente PDVSA GAS cuenta con una importante infraestructura constituida por la denominada red nacional de gasoductos para transportarlo hacia los centros de consumo.

De las plantas de procesamiento parte el gas a través de los gasoductos principales hacia los centros de consumo. En el trayecto pueden existir ramales de derivación que vayan a otros sitios, para llevar el gas a determinadas poblaciones. Al llegar a cada sitio de consumo, el gasoducto principal, alimenta la red secundaria de distribución que surte a la ciudad y a los diferentes tipos de usuarios. El servicio lo recibe el consumidor, a presiones y volúmenes cónsonos con los requerimientos, mediante medidores y reguladores que controlan la eficiencia del servicio (PDVSA GAS, 2006).

Usos del Gas Natural

La utilización del gas que fluye de los pozos como gas asociado o como gas solo, presenta una variedad de consideraciones que al traducirse en

inversiones y costos de operaciones conducen a la realidad económica de las alternativas comerciales. Entre esas consideraciones cabe mencionarse:

- Ubicación geográfica de los yacimientos con referencia a centros seguros de consumo.
- Magnitud de las reservas y calidad del gas: seco, húmedo, condensado, dulce o agrio.
- Características de los yacimientos y volúmenes sostenidos de producción a largo plazo. Productividad de los pozos. Presión inicial y presión de abandono.
- Perforación y desarrollo de los yacimientos, en tierra y/o costa-fuera.
- Instalaciones para recolección, compresión, separación, tratamiento, acondicionamiento, medición, recibo y despacho del gas. Plantas y terminales.
- Transmisión del gas: gasoducto madre, troncales y derivaciones con sus instalaciones auxiliares requeridas.
- Comportamiento del mercado. Demanda máxima, media y baja.
- Precio del gas. Inversiones, costos y gastos de operaciones. Rentabilidad (Barberii, 1998).

En el Sector Petrolero y Petroquímico: aproximadamente el 67% del gas producido a nivel nacional se utiliza en la propia industria petrolera y petroquímica para inyección, como combustible, en los procesos de refinación, en la producción de líquidos a partir del gas natural y como materia prima para la petroquímica. Inyección: La mayor parte del gas requerido por el sector petrolero se devuelve a los yacimientos con el doble propósito de incrementar la extracción de petróleo y conservar el gas para usos futuros. Adicionalmente, un porcentaje considerable del gas comprimido es recirculado durante las operaciones de levantamiento artificial del petróleo de los pozos.

En Procesos de Desulfuración: para mejorar la calidad de los productos derivados del petróleo en nuestras refinerías y cumplir con las restricciones impuestas por ciertos países en cuanto al contenido de azufre en el crudo, se han construido instalaciones para remover los compuestos de azufre en el crudo que contienen algunos crudos. En este sentido, el gas natural se utiliza para la generación de hidrógeno, elemento principal para la desulfuración de petróleo.

Como Combustible: dentro de la industria petrolera, el gas es utilizado como combustible para la generación de vapor, en plantas de compresión, generación de electricidad y en otras operaciones de producción y refinación. Extracción líquidos del gas natural (LGN): al procesar el gas natural en plantas destinadas a tal fin se obtienen los productos líquidos del gas, tales como gasolina natural y luego de una serie de procesos de fraccionamiento se obtiene gas licuado del petróleo (GLP). La gasolina natural se utiliza en las refinerías para la producción de combustibles para automotores y para el mejoramiento de la gravedad específica de los crudos. El GLP es utilizado principalmente para cubrir un volumen apreciable de la demanda de combustible para uso doméstico y comercial en aquellas regiones del país donde no existen redes de distribución de gas natural.

En Procesos Petroquímicos: la industria petroquímica representa uno de los sectores de mayor importancia para el consumo de derivados del gas natural (etano y GLP), que se utilizan como materia prima para la obtención de olefinas, amoníaco, metanol y productos terminados, como fertilizantes, plásticos, alcoholes, fibras, etc.

En el Sector no Petrolero: en el sector no petrolero, el gas es utilizado como combustible para la generación de electricidad, la reducción del mineral

de hierro, la fabricación de cementos y materiales de construcción, en las fábricas de celulosa, papel, cartón, textiles, vidrio, etc., así como para el uso doméstico y comercial. De éstos, los mayores volúmenes son utilizados para la generación de electricidad y para la reducción del hierro.

En la Generación de Electricidad: aproximadamente la tercera parte del gas combustible consumido por el sector no petrolero es utilizado para la generación de electricidad. De acuerdo a la política energética nacional se están haciendo los esfuerzos necesarios para sustituir los combustibles líquidos utilizados en plantas de generación eléctrica por gas natural, para que estos líquidos puedan ser exportados (Barberii, Quintini, De la Cruz, Litwinenko y Caro, 1989).

Ventajas del Gas Natural

El uso del gas ofrece al mercado nacional las siguientes ventajas:

- Como fuente energética permite obtener la misma cantidad de energía ofrecida por otras fuentes disponibles en el país, a un menor costo.
- Como combustible, posibilita una combustión completa en los procesos industriales y/o automotores, lo cual traduce en: mayor vida útil de los equipos, menor contaminación atmosférica, ahorro en el mantenimiento de equipos.
- Como producto que llega a la industria directamente a través de tuberías: se garantiza un suministro confiable y oportuno, se eliminan los riesgos generados del almacenamiento y operación del combustible líquido.
- Como materia prima, el uso del gas en procesos de producción industrial: permite el ahorro de divisas; constituye un recurso con reservas ampliamente comprobadas; por su composición permite

obtener diversidad de productos derivados, y su condición de recurso nacional incide favorablemente en los costos de producción.

- Es limpio. No produce hollín ni mugre. Por tanto, los equipos en que se usa no requieren mantenimiento especial.
- Pueden manejarse a presiones deseadas de entrega en los sitios de consumo.
- Su valor calorífico es altamente satisfactorio.
- Volumétricamente es susceptible a la compresión o expansión.
- Puede ser transportado por sistemas de tuberías que permitan despachar volúmenes constantes a presiones deseadas.
- Su entrega a clientes puede ser continua y directa a los equipos donde debe consumirse, utilizando controles y reguladores, sin requerimiento de almacenajes en sitio.
- La reversibilidad gas-líquido-gas lo hace apto para el envasado en pequeños y seguros recipientes, fáciles de manejar, transportar e instalar, para suplir combustibles en sitios no servidos por redes de tuberías de distribución (PDVSA GAS, 2006).

Calidad

Uno de los grandes tópicos a la hora de hablar de calidad es relacionar directamente a esta última con el lujo, la clase... Sin embargo, hemos podido comprobar que la calidad es igual de fundamental en un restaurante, que en un puesto a pie de playa, para poder prestar un servicio acorde a lo que nuestro cliente espera y necesita. “Lo que el cliente espera” nos introduce el término de “expectativas de los clientes”. Este último debe ser considerado para gestionar la calidad dentro de nuestra organización.

Para Deming, la calidad no es otra cosa más que una serie de cuestionamientos hacia una mejora continua. En este proceso, además de lo anteriormente citado, hay que tener en cuenta el diseño de los procesos, así como las características de nuestros productos. Con respecto al diseño de procesos, veíamos como se tenía en cuenta la ubicación del restaurante que se situaba rodeado de un espacio verde que daba un encanto más al servicio. Se presta especial atención a la decoración, a la maquinaria evitando malas inversiones en las mismas. Todo debe estar perfectamente planificado para llegar más fácilmente a la calidad (Enrick, Lester y Mottley, 1989).

Para el operario, la calidad significa que su actuación le satisface, le hace estar orgulloso de su trabajo. Al mejorar la calidad, se transfiere las horas-hombres y las horas-máquina malgastadas a la fabricación de producto bueno y a dar un servicio mejor. El resultado es una reacción en cadena – se reducen los costes, se es más competitivo, la gente está más contenta con su trabajo, hay trabajo, y más trabajo. (Deming, Medina y Ballester, 1989, p.2).

La calidad de los productos vendidos a sus clientes es vital para el éxito de una organización. Para conseguir y mantener una posición de superioridad en la calidad del producto, una organización tiene que tener un ritmo elevado en mejorar la calidad. Este ritmo elevado en la mejora de la calidad exige la satisfacción de cuatro (4) condiciones necesarias expuestas bajo los títulos de: política, honestidad, prioridad y capacidad. Formando parte de la capacidad de su calidad, los directivos tienen que saber exactamente lo que quieren decir cuando hablan de “mejorar la calidad del producto” (Groocock, 2005, p.25).

Crosby define la calidad como “conformidad con los requisitos”, y la siguiente cita de su libro da sus razones:

El primer supuesto erróneo es creer que la calidad significa excelencia, lujo, brillo o peso. La palabra “calidad” se emplea para indicar el valor relativo de las cosas en frases tales como “buena calidad”, “mala calidad” y aquella atrevida expresión moderna de “calidad de vida”. “calidad de vida” es un cliché, porque cada persona que la escucha supone que quien la formula quiere decir con exactitud lo que ella entiende con esa frase. Es una situación en que los individuos hablan a la ligera de algo sin nunca tomarse el trabajo de definirlo.

Esta es precisamente la razón por la que debemos definir la calidad como el “cumplir con los requisitos” si es que la vamos a administrar. Por tanto, aquellos que quieren hablar de calidad de vida, deben definir esa vida en términos específicos tales como ingreso deseado, salubridad, control de la contaminación, programas políticos y otros elementos mensurables. Cuando todos los criterios están definidos y explicados, entonces se hace factible y práctico medir la calidad de vida. Lo mismo resulta cierto para los negocios. Los requisitos deben definirse con claridad de modo que no puedan malinterpretarse. Entonces se toman medidas continuamente a fin de determinar el cumplimiento con dichos requisitos. El no cumplir con los requisitos significa ausencia de calidad. Los problemas de calidad se convierten en problemas de incumplimiento con los requisitos, y entonces podemos ya definir la calidad (Crosby, 1987, pp. 22-23).

Juran tiene una definición igualmente sucinta “adecuación al uso” (Juran y Crosby son ambos unos estupendos vendedores y saben que es mucho más fácil vender una definición de 3 palabras que una de treinta). Tanto Juran como Crosby afirman que sus definiciones no son palabras diferentes que

quieren expresar esencialmente la misma idea: afirman que sus definiciones de calidad son fundamentalmente diferentes. La siguiente cita del manual de Juran resume su idea:

De todos los conceptos de la función de la calidad (y en este manual), ninguno es de tan gran alcance o tan vital como la “idoneidad o aptitud para el uso”. Entre estas necesidades generales, el grado en que el producto sirve con éxito a los fines del usuario, durante el uso, se llama “aptitud para el uso”. Este concepto de aptitud o idoneidad para el uso, popularmente llamado por nombres tales como “calidad”, es un concepto universal, aplicable a todos los bienes y servicios. La idoneidad o aptitud para el uso se determina por aquellas características del producto que el usuario puede reconocer como beneficiosas para él.

Para el usuario, calidad es adecuación al uso, no conformidad con las especificaciones. El usuario final casi nunca sabe lo que hay en las especificaciones. Su evaluación de la calidad se basa en si el producto es adecuado al uso cuando se le sirve y en si sigue siéndolo (Juran, 1996).

Tradicionalmente, hay tres factores que influyen sobre la compra de un producto por parte de un cliente y su satisfacción con el mismo: precio, calidad y entrega. La discusión anterior ha tratado la relación entre precio y calidad. Argumentos similares se pueden aplicar a la entrega y la calidad. Se podría ampliar la idea de la Organización Europea para el Control de Calidad (EOQC) y la Sociedad Americana para el Control de Calidad (ASQC), «La frase “necesidades dadas” indica que hay que definir la “necesidad de entrega”, así como expresar lo que se tiene que conseguir». Sin embargo, el uso corriente separa la calidad de la entrega igual que separa la calidad del

precio y queda mucho por decir sobre mantener como factores claramente separados al trío formado por el precio, la calidad y la entrega.

La calidad de un producto es el grado de conformidad de todas las propiedades y características pertinentes del producto relativas a todos los aspectos de la necesidad de un cliente, limitado por el precio y la entrega que él o ella está dispuesto a aceptar. *Calidad del producto*: Conformidad con la necesidad de un cliente limitada por el precio (Grocock, 2005, p.25).

Calidad de Gas

Según PDVSA GAS (2006), la calidad del gas se define como las propiedades físicas, químicas y condiciones de temperatura y presión del gas que se requieren para lograr una operación de transporte confiable y segura para satisfacer requerimientos de especificaciones del sistema de transporte y distribución de gas metano y de los clientes como lo son:

- Minimizar la formación de líquidos.
- Garantizar una operación segura y confiable.
- Minimizar el proceso de corrosión.
- Minimizar pérdida de capacidad de transporte por formación de líquidos.

Al suministrar gas fuera de la especificación requerida, acordada con los clientes y señaladas en la norma COVENIN 3568-2:2000, se producen problemas importantes. En primer lugar, en los procesos donde los clientes lo utilizan como materia prima; en segundo lugar, a los equipos de los clientes que lo emplean como combustible y, en tercer lugar, al sistema de transporte y distribución de PDVSA GAS.

Condiciones Contractuales para el Suministro de Gas a los Clientes Comerciales e Industriales

A continuación se señalan en el Cuadro N°1 y N°2, los requerimientos mínimos en la composición química del gas natural de acuerdo a la norma COVENIN 3568-1:2000 Y 2:2000, así como los requerimientos mínimos acordados con los clientes industriales del área de Pto. La Cruz, Edo. Anzoategui (Complejo Jose). Para ello se muestran cuadros ilustrativos (Cuadro N°1 y N°2) con los valores para los diferentes componentes. En Anexos (Anexo D) se muestra una tabla que ilustra los nuevos parámetros de calidad de gas estipulados en la Gaceta Oficial N° 356.930.

CUADRO N° 1. Calidad del gas metano estimada a largo plazo

FECHA VIGENCIA RENOVIACIONES	NORMA COVENIN EN APROBACION	ULTIMA CALIDAD EMITIDA POR PDVSA GAS			
		1999		20 AÑOS	
COMPONENTES		RANGO TIPICO		OP.NORMAL	EXTRAORD.
C1	MIN. 80,00	81,32	90,29	86,28	77,14
C2	MAX. 11,00	6,98	11,15	8,11	11,15
C3	MAX. 3,00	0,20	0,60	0,60	2,89
IC4					
NC4					
C4		0,02	0,25	0,24	1,33
C4+	MAX. 1,50				
IC5					
NC5					
C5+	-----	0,00	0,24	0,23	1,31
C6					
C6+					
C7					
N2	MAX. 1,00	0,03	0,50	0,20	0,50
CO2	MAX. 10,00	2,46	7,31	4,54	7,31
H2S	MAX. 10,00	7,00	12,00	9,00	16,00
AZUFRE MAX.	MAX. 28,00	36,00	36,00	36,00	36,00
AGUA	MAX. 7 LBS	10	10	10	10
CO2 MIN.		NO	NO	NO	NO
CL. REM C2+		SI	SI	SI	SI
BTU/PC	-----	1024	1053	1048	1121
COS	-----	5	5	5	5
RSH	-----	5	5	5	5
SO2	-----	5	5	5	5
OTROS	-----	5	5	5	5
TEMPERATURA		110	110	110	110
DENS. RELATIVA		NO	NO	NO	NO

Fuente: PDVSA GAS, 2008

CUADRO N° 2. Calidad del gas metano contratado con los clientes industriales.

EMPRESA FIRMA VIGENCIA RENOVACIONES MMPCD COMPONENTES	CLIENTES INDUSTRIALES				
	23 AÑOS 1 AÑO	23 AÑOS 1 AÑO			
	47	600	TÍPICO	CONTINGENCIA	CONTINGENCIA
NORMAL		RANGO			
C1	MIN. 80.49	81,00	82,00	MIN. 77.6	MIN. 77.6
C2	MAX. 11.1	8,00	10,00	MAX. 12.0	MAX. 12.0
C3	MAX. 0.79	0,80	2,00	MAX. 4.4	MAX. 4.4
IC4					
NC4					
C4	MAX. 0.12	0,20	1,20	MAX. 2.0	MAX. 2.0
C4+					
IC5					
NC5					
C5+	MAX. 0.25	0,25	0,50	MAX. 1.1	MAX. 1.1
C6					
C6+					
C7					
N2	-----	-----	-----	0,00	0,00
CO2	MAX. 7.54	MAX 7,54	7,54	MAX. 8.0	MAX. 8
H2S	15	-----	-----	-----	15
AZUFRE MAX.	25				25
AGUA	10 LBS	10 LBS	10 LBS	40 a 60 LBS	40 a 60 LBS
CO2 MIN.					
CL. REM C2+	NO	NO	NO	NO	NO
BTU/PC	980	980			
COS	5	-----	-----	-----	5
RSH	5	-----	-----	-----	5
SO2	-----	-----	-----	-----	-----
OTROS	-----	-----	-----	-----	-----
TEMPERATURA					
DENS. RELATIVA					

Fuente: PDVSA GAS, 2008

Análisis y Control de la Calidad del Gas Natural

Análisis de la Calidad del Gas Natural

Para el análisis del gas natural se utiliza la cromatografía de gases (CG) y los Calorímetros. Los calorímetros son aparatos utilizados para determinar el calor específico de un cuerpo, así como para medir las cantidades de calor que liberan o absorben los cuerpos. La cromatografía es un método de análisis para separar y cuantificar los diversos componentes de una mezcla.

En este sentido la separación es debida a diferencias en la distribución de equilibrio de los componentes de una muestra entres dos fases inmiscibles, una de estas fases es móvil y la otra estacionaria. La fase móvil puede ser un

gas o un líquido mientras que la fase estacionario puede ser un sólido adsorbente o un líquido. Los componentes de la muestra a analizar se mueven a través del sistema cromatográfico únicamente cuando están en la fase móvil (VEN LINE, 2007). Por lo tanto, la velocidad de migración es función de la distribución de equilibrio. Los componentes que se distribuyen bien en la fase estacionaria se mueven más lentamente que los que tienen menor distribución en la fase móvil. Por lo tanto la separación es el resultado de una diferencia de velocidades de migración como consecuencia de diferencias en las distribuciones de equilibrio.

Es importante destacar que la cromatografía es empleada para saber el porcentaje de reacción de ciertos procesos como son la eliminación del ácido sulfúrico (H_2S) y dióxido de carbono (CO_2), en el que es muy importante saber la relación entre ambos componentes a la salida de dicho proceso (VEN LINE, 2007).

En resumen la cromatografía se emplea en cualquier punto de un proceso en el que se obtenga una mezcla gaseosa y cualquiera de sus componentes nos sea significativo para controlar la buena marcha del mismo. La composición química del Gas Natural, en los sistemas de distribución, será determinada por cromatógrafos de línea o de laboratorio. En aquellos puntos donde se cuente con un cromatógrafo operando en forma "*En-Línea*", el valor de las mediciones realizadas por éste estará disponible en tiempo real.

Cromatógrafos

Tecnología que, en su origen, se utilizó para separar sustancias coloreadas. En la actualidad, por extensión, se utiliza para separar mezclas de gases, líquidos o sólidos en disolución mediante diferentes procesos físicos (ver figura N°4 y N°5). Proceso en que una mezcla química en un líquido o gas se

separa en componentes como resultado de la distribución diferencial de los elementos solubles (McNair y Bonelli, 1969).

En el área de hidrocarburos gaseosos se utilizan para determinar la composición química del gas, tanto de los componentes presentes como de la proporción de los mismos. Asimismo, permite conocer el poder calorífico del gas. En el transporte y distribución de gas metano permite supervisar permanentemente la composición del gas transportado, es decir, su calidad. Por lo tanto, al ocurrir una variación en la proporción de uno o varios de sus componentes podemos reconocer una variación en su calidad. Esto sirve de alerta y alarma sobre la posible formación y arrastre de líquidos en las tuberías de transporte y distribución de gas metano. A partir de este momento se realizarían las acciones correctivas para normalizar la composición o calidad de dicho gas.

FIGURA N° 4. Cromatógrafo de laboratorio.



Fuente: McNair y Bonelli, 1969

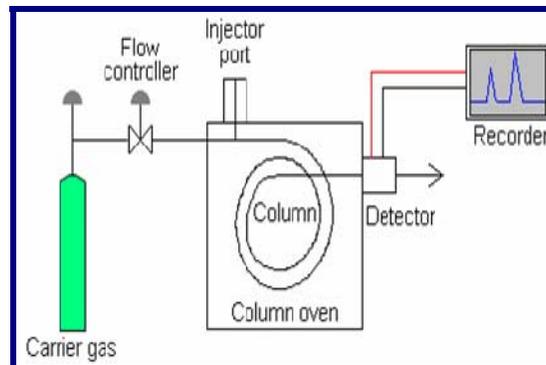
FIGURA N° 5. Cromatógrafo en línea



Fuente: Planta Compresora Morón.

Principales componentes: Gas de acarreo, controladores de flujo, inyectores, columnas, detectores, sistema de datos (ver Figura N°6).

FIGURA N° 6. Componentes de un Cromatógrafo



Fuente: McNair y Bonelli, 1969.

Gas de acarreo: El gas de acarreo (gas carrier) o portador o fase móvil, es el que transporta a los compuestos a través de la columna (ver Figura N°6). Debe ser químicamente inerte, puro (>99%), seco y se aconseja colocar un filtro de carbón activo y una trampa para humedad antes de la entrada del gas al instrumento.

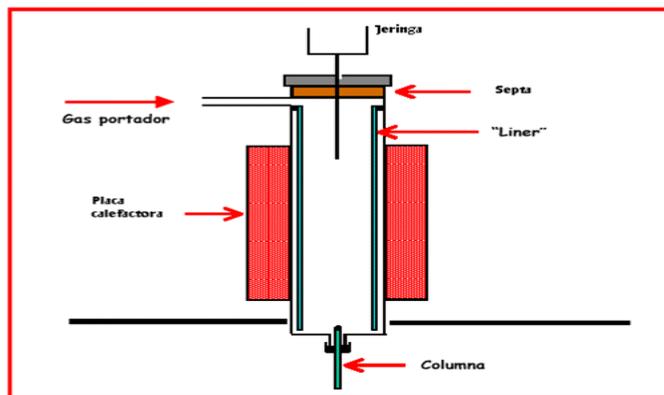
El tipo de gas acarreador depende de la velocidad requerida para el análisis y el tipo de detector a emplear. Los más utilizados son helio, nitrógeno, hidrógeno o una mezcla argón con 5 % de metano. Con ciertos tipos de columnas y detectores, se requiere el uso de un gas de complemento en el detector (“make-up”).

El “make-up”, es un gas de arrastre adicionado al efluente de la columna antes de que pase al detector. El sistema del gas portador, por lo general contiene uno o varios tamices con el objeto de eliminar humedad,

hidrocarburos y oxígeno. Los caudales utilizados en las columnas empacadas oscila entre 25 y 90 mL/min y de 1 a 2 mL/min en las capilares.

Inyector: En el puerto de inyección se lleva a cabo la introducción de la muestra (ver Figura N°7).

FIGURA N°7. Inyector



Fuente: McNair y Bonelli, 1969.

Columnas: Es donde ocurre la separación y es el "corazón" de un cromatógrafo (ver Figura N°8). Hay columnas empacadas de: cobre, aluminio, acero inoxidable, vidrio ó teflón. Columnas capilares de sílice fundida recubiertas con polimida. El empaque puede ser un sólido, un líquido o un sólido recubierto por un líquido.

FIGURA N° 8. Columna empacada.



Fuente: McNair y Bonelli, 1969

Detectores: Existen diversos tipos de detectores, dentro de los cuales se mencionan:

- *Detector de Captura de electrones (ECD):* Empleado frecuentemente para Compuestos halogenados.
- *Detector de Ionización de Flama (FID):* Empleado para hidrocarburos, poco sensible a compuestos muy oxidados.
- *Detector de Azufre-Fósforo (FPD). Fotométrico de flama:* Adaptado para utilizarse con una flama de un FID. Sensible a compuestos con azufre (394 nm) y con fósforo (526 nm).
- *Detector de Conductividad térmica (TCD):* Utilizado particularmente con columnas empacadas, detecta H₂O, CO, CO₂ e H₂. Mide la conductividad térmica de un analito en un gas acarreador.
- *Detector de Nitrógeno Fósforo (NPD):* Es básicamente el mismo FID, lo que sucede es que se le adiciona un metal alcalino (Rubidio o Cesio) (McNair y Bonelli, 1969).

Calorímetros

Son aparatos utilizados para determinar el calor específico de un cuerpo, así como para medir las cantidades de calor que liberan o absorben los cuerpos.

En el área de hidrocarburos gaseosos se utilizan para determinar el poder calorífico del gas. En el transporte y distribución de gas metano se establece un nivel o valor de poder calorífico que debe ser cumplido. Esta característica está implícita dentro de la calidad del gas a entregar y, viene dada fundamentalmente por el contenido de componentes, más pesados que el metano, presentes en dicho gas. Por lo tanto, al exceder el valor máximo permitido en el poder calorífico del gas transportado podemos reconocer una variación en su calidad. Esto sirve de alerta y alarma sobre la posible formación y arrastre de líquidos en las tuberías de transporte y distribución

de gas metano. A partir de este momento se realizarían las acciones correctivas para normalizar la composición o calidad de dicho gas (Jennings, 1987).

Características

Un calorímetro idealmente puede ser insensible a la distribución espacial de las fuentes de calor dentro de él. Si este objetivo es alcanzado, entonces la potencia puede en principio ser medida a cualquier frecuencia por disipación en el calorímetro y determinar la correspondiente potencia DC que da la misma lectura que la potencia no conocida.

Por supuesto la tarea de diseñar un calorímetro que sea completamente insensible a la distribución de calor, no es posible y lo mejor que puede alcanzarse es construir un instrumento el cual tenga un conocido factor de corrección, estos factores de corrección son evaluados de una combinación de mediciones y cálculos, lo cual nos da la eficiencia efectiva:

La eficiencia efectiva (E.E.) es un parámetro relativamente estable para más instrumentos y siendo adimensional es independiente del sistema de unidades usado. Para la mayor parte de los calorímetros la E.E. puede ser evaluada con una incertidumbre de 0.1% a 1 ghz, 0.2 % a 40 ghz y 0.5 % a 100 ghz.

Las correspondientes incertidumbres en los valores de la potencia absorbida R.F o de microondas serán naturalmente un poco mayores que los dados, ya que dependen, por ejemplo, de los conectores aunque el principio de medición de potencia por medio de sus efectos caloríficos es uno de los viejos métodos. Los calorímetros actuales tienen sus orígenes en los desarrollos de los años 40 y 50.

Ventajas

- Alta precisión
- Estabilidad de calibración

Desventajas

- Baja velocidad de respuesta
- Muy voluminosos

Tipos de calorímetros

- Estáticos
- No estáticos

Control de la Calidad del Gas

Para el control de la calidad del gas se cuenta con la Gerencia de Control Operacional, el cual tiene como objetivo supervisar y controlar, el transporte y distribución de gas metano a nivel nacional, cuya finalidad es la de mantener los parámetros operacionales de presión y caudal, así como la calidad del gas, entre los límites de operación permitidos y con los compromisos establecidos con los clientes (PDVSA GAS, 2002)

Función de la Gerencia de Control Operacional

- Consolidar diariamente el balance de gas a nivel nacional
- Maximizar la entrega de Gas a las Plantas de Procesamiento
- Supervisar y Controlar Parámetros Operacionales:
 - Volumen, Presión y Temperatura
 - Calidad del gas producido, procesado y transportado
 - Acciones Operacionales de Emergencia y Contingencia
 - Seguimiento a trabajos de Ingeniería, Operacionales y Mantenimientos.
- Centralizar la Información Operacional de PDVSA GAS

- Activar de ser necesario los planes de control de contingencias a nivel Nacional
- Activar de ser necesario Plan de Restricciones a Clientes Industriales (PDVSA GAS, 2006).

Protocolos usados

BSAP: Bristol Synchronous/Asynchronous Protocol, es el protocolo propietario de los dispositivos y Servidores de Supervisión, Control y Adquisición de Datos (SCADA) del Fabricante Bristol Babcock. Todos los equipos que conforman la red de dispositivos (unidades Terminales de Campo - RTU) del SCADA trabajan bajo dicho protocolo de comunicación. BSAP posee varios tipos de recolección de data:

- Colección de data de alarma: la colección de los datos de las señales de analógicas y digitales de alarma, se origina cuando exista la condición en la RTU de campo. Las alarmas en general se configura y se define en el programa (Carga) de la RTU y las misma tienen prioridad máxima al momento de ser enviadas al SCADA (Maestro).
- Colección de data por reporte por excepción (RBE): la colección se realiza cuando el valor de la señal analógica exceda al valor especificado en la Banda Muerta de la señal. La definición del RBE se realiza en las señales analógicas a través de un modulo de RBE definido en el programa de la RTU de la estación de Válvula, así como también la banda muerta, que es individual para cada señal. Luego de la recolección de alarmas, la recolección de RBE es la segunda en prioridad en envío de datos al SCADA.
- Colección de datos por base de datos de acceso remoto: se realiza por las aplicaciones orientadas en ambiente Windows, para la consulta o mantenimiento, en cuanto a señales, parámetro o estados que

posea una RTU o varias RTU de una Estación o varias estaciones. Esto se puede realizar con la aplicación OpenBsi de forma remota desde el SCADA. Es la tercera en prioridad después de la recolección de datos por RBE.

- Colección de datos por plantillas: la colección es a través de plantillas constituidas por señales digitales que son construidas por el SCADA. La colección está definida por escaneo de tiempos definidos en el SCADA. Es la última en prioridad de los tipos de colección de datos.

IP: *Protocol Internet*, es un protocolo estándar, usado para la comunicación de computadores en distintas redes, capaz de proporcionar el intercambio de información entre los dispositivos. En cuanto los tipos de colección este protocolo IP va tener de igual forma que el protocolo BSAP los mismos tipos de colección y prioridad de trabajo, solo que los datos serán encapsulados en IP. Este protocolo es usado para las RTU de estaciones de Válvulas que poseen canales de comunicación por Fibra Óptica, Radios inalámbricos IP y Redes alámbricas.

Gould MODBUS: protocolo utilizado para la comunicación entre periféricos que no trabajan bajo protocolo BSAP y se requiere integrar los datos en las RTU's de las estaciones de Válvulas, como por ejemplo:

- Computadores de flujo: Equipo encargado de calcular y registrar la medición de flujo en cada una de las Estaciones de entrega a Clientes, así como las estaciones de entrega de Gas al Sistema de transporte.
- Equipos de cromatografía: Equipo encargados del análisis de los componentes de calidad de gas.
- Equipo PLC (controlador lógico programable): equipo controlador programable a través de lógica escalera. Este tipo de tecnología (PLC

marca: Ge Fanuc, modelos: 9030 y 9070) solo se utiliza en la Estación Principal Anaco (EPA), para realizar el control y supervisión de la estación. Este equipo se comunica bajo protocolo modbus con una (1) RTU Bristol Babcock y esta a su vez reporta los valores analógicos, digitales y alarmas al SCADA (Maestro) (Díaz, 2006).

Estructura del Sistema de Supervisión de Gas (SISUGAS)

El SISUGAS está conformado por dos centros de control ubicados en la ciudad de Caracas y el otro en Anaco, estado Anzoátegui. Actualmente el centro de operaciones reside en el centro SCADA de Caracas, por lo que se realiza el control y supervisión de todas las estaciones de válvulas del Sistema de transporte y distribución de gas metano de PDVSA GAS.

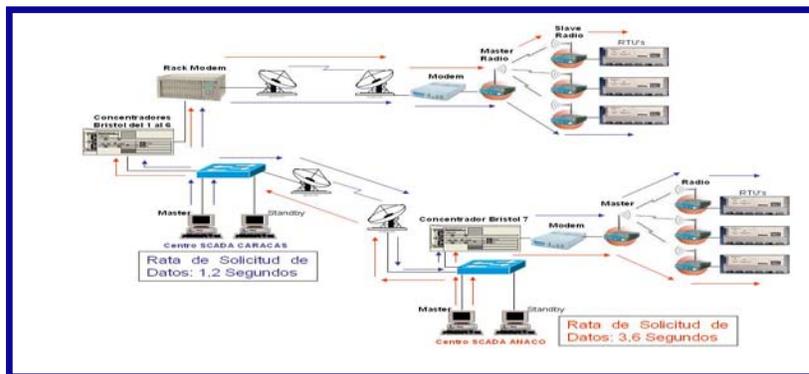
El centro SCADA de Anaco funciona como respaldo del centro de Caracas, en el cual solo se realiza supervisión. En caso de requerirse se puede configurar dicho centro para control y supervisión de igual forma como opera el centro de Caracas. Ambos centros de control están conformado por los siguientes equipos:

- Servidor SCADA: se encargan de la adquisición y control de los datos de las estaciones de telemetría. Se encuentran ubicados en el Centro de Caracas y Anaco, en donde cada centro se compone cada uno por dos Servidores Redundantes. Entre la Redundancia de los servidores SCADA, habrá un equipo que posee el control, denominado MASTER y otro que estará disponible al presentarse cualquier falla de Hardware y Software, denominado STANDBY. El centro Scada de Caracas – Campiña conformado por dos (2) servidores redundante, está configurada para que la recolección de los datos de las RTU de todo el sistema, se realice con un rango de tiempo de solicitud (Scanrate) de

1,2 segundos para todas las estaciones. En este sentido cada 1,2 segundos el sistema SCADA realizará la solicitud de datos a cada una de las 198 Unidades Terminales Remotas (RTU) de las estaciones de telemetría del sistema. En la Figura N° 9 se muestra como se realiza la recolección de datos de las RTU de las estaciones de Válvula, así como también el flujo de datos existente entre los centros SCADA del sistema.

En la Figura N° 9 se muestra los rangos de tiempo para la solicitud de los datos de los servidores de los centros de Caracas y Anaco, en donde los mismos utilizan la conexión entre ambos centros, para que a través de los concentradores se pueda adquirir la data de RTUs que se encuentran en canales de regiones distintas.

FIGURA N°9. Servidor de Supervisión, Control y Adquisición de Datos (SCADA)



Fuente: PDVSA GAS, 2006.

Adicionalmente otra función de los servidores SCADA es el de servir datos a las consolas de operaciones a través de una comunicación OPC, de manera de poder contar con los datos operacionales del sistema.

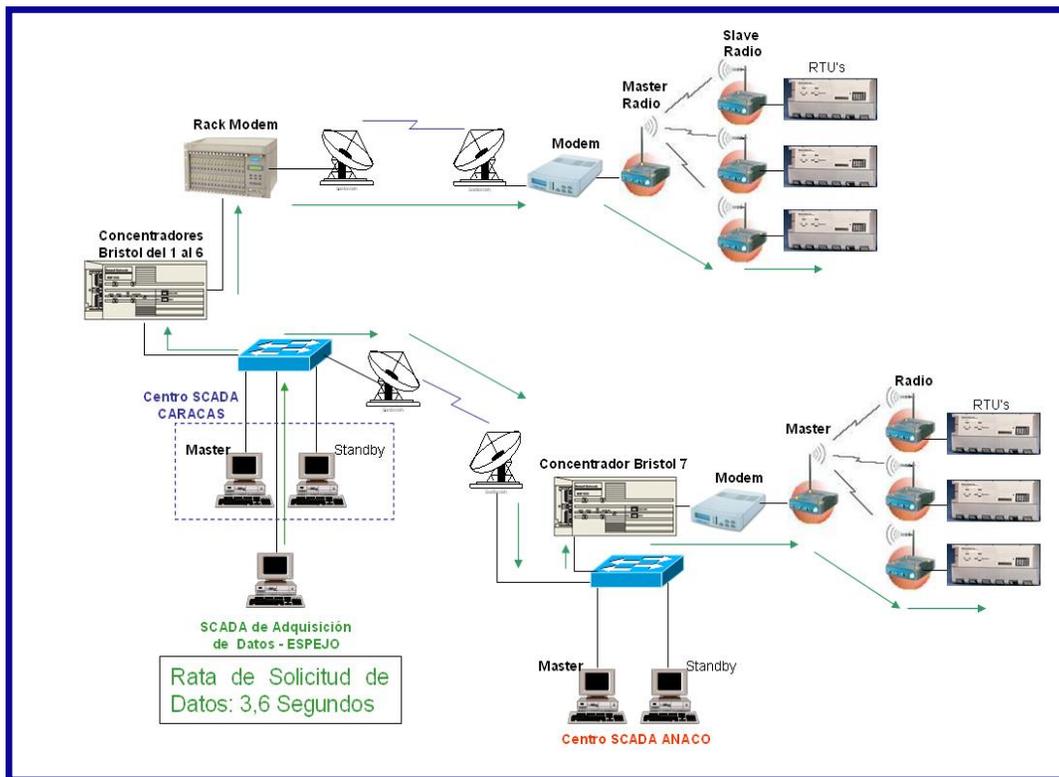
- Consola de operación: equipo a través del cual se monitorea, supervisa y controla el sistema, todo a través de una interfaz Hombre – Máquina, la cual refleja las condiciones operacionales de los distintos sistemas de la Red Nacional de Gas Mentado. En estos equipos se pueden observar despliegues de las estaciones y en estas condiciones de válvula, comunicación, energía AC, energía DC, puerta de caseta de telemetría, presión, temperatura y flujo, así como también el control de cierre, apertura, puntos de ajustes, inhibición de sistema de caída de presión de válvulas automáticas y válvulas reguladoras.
- Consola de mantenimiento: estas consolas realiza todas funciones que las consolas de operadores con la siguientes diferencia:
 - Administración de los usuarios del sistema.
 - Habilitación de archivos históricos que se encuentran fuera de línea.
 - Utilización de aplicaciones como OPEN BSI, para la programación, edición y mantenimiento de controladores Bristol de forma local.
- Servidor de adquisición de datos: es un servidor SCADA dedicado únicamente a la recolección de datos de las RTU's de las estaciones de válvula. La finalidad es que en este servidor se almacenen los datos del sistema y que estén disponibles para integraciones con otros sistemas que requieren de los datos de telemetría, de tal forma que los servidores SCADA solo tenga la función de adquirir y controlar la estaciones de gas del sistema.

En cuanto al tiempo de solicitud del servidor SCADA de adquisición de Datos (ESPEJO), éste realiza solicitudes cada 3,6 segundos a cada unas de las 198 estaciones de telemetría que actualmente tiene el sistema. Actualmente

este servidor suministra datos al servidor de base de datos operacional a través de una comunicación OPC (*OLE for Process Control*).

En la siguiente Figura N° 10 se muestra la recolección de datos del servidor SCADA de adquisición de datos, el cual utiliza la misma plataforma para la solicitud de datos que los servidores SCADA de los centros Caracas y Anaco.

FIGURA N° 10. Servidor SCADA de adquisición de Datos (ESPEJO).



Fuente: PDVSA GAS, 2006.

- Base de datos operacional: es una base de datos dedicada que se alimenta de los datos adquiridos del servidor Espejo a través de una

comunicación OPC. La base de datos trabaja con una aplicación llamada Infoplus 21 Versión 6.0 de la compañía Aspen Tech.

En cuanto el proceso de transferencia de datos entre el servidor ESPEJO y el de base de datos, se realiza a través de tablas de transferencias digitales y analógicas, que a su vez se almacenan en tablas de historización digitales y analógicas. Estas tablas están conformadas por 4403 señales analógicas tanto como para la tabla de transferencia e historias, y 4855 señales digitales de igual forma para ambas tablas. En la siguiente Figura N° 11 se muestra el esquema de la Base de Datos Operacional (BDO).

FIGURA N° 11. Esquema de la Base de Dato Operacional BDO.



Fuente: PDVSA GAS (2006)

La transferencia señales del servidor Espejo al servidor de Base de Datos, se realiza para las señales analógicas cada 2 minutos y para las señales digitales cada 4 minutos. La aplicación infoplus de la BDO, tiene herramientas para la realización de tendencias históricas y adquisición de datos históricos (complemento Excel), las cuales pueden ser utilizadas por usuarios externos a la red de proceso de ambos centros de control (Caracas y Anaco). Esto se logra por la conexión del servidor BDO con la red de

proceso del SISUGAS y a su vez la conexión con la Intranet de PDVSA o red administrativa de la industria.

- Concentrador COM serial A o B: equipo encargado de la comunicación de los servidores SCADA con las RTU's de las estaciones del sistema. La comunicación la realiza a través de 5 puertos DB 9 seriales que trabajan bajo protocolo BSAP. Cada uno de estos puertos seriales son asignados a un canal de comunicación serial, el cual pueden estar comprendidos cada canal por 30 RTU's. Este equipo posee un puerto Ethernet adicional para la comunicación de red en protocolo IP con los servidores y consolas de operación (Díaz, 2006).

Red Nacional de Gasoductos

Para satisfacer la demanda de gas del mercado, PDVSA GAS cuenta con una infraestructura que opera y mantiene la gerencia de transmisión y de distribución, la cual está constituida por aproximadamente 3905 Kilómetros de gasoductos, que son tuberías diseñadas para el transporte y distribución del gas, que van desde los centros de recepción en el Oriente del país hasta los polos de consumo ubicados en Regiones Occidente, a través de este sistema se transporta un promedio de 3252 MMPCED de gas metano para satisfacer la demanda de alrededor de 1335 clientes industriales y 224000 clientes comerciales y domésticos (González, Ascanio, Rosas, Serrano, Matos y Pérez, 2008).

La red de transporte del gas comprende dos regiones: Centro- Oriente, que satisface el 75% de la demanda nacional, y está integrada principalmente por los Sistemas Anaco – Pto. Ordaz, Anaco – Jose/Pto. La Cruz y Anaco – Caracas/Barquisimeto; y Occidente, que suple el restante 25% de la demanda a través de los Sistemas Ulé – Amuay y Costa Oeste del Lago de

Maracaibo. La red de gasoductos operada por PDVSA GAS, que satisface el 78% del gas usado por el sector no petrolero, constituye la columna vertebral de la red nacional de gasoductos (PDVSA GAS, 2006).

La Región Oriente comprende los siguientes sistemas:

- Anaco – Puerto Ordaz, el cual suministra gas natural a las industrias básicas de Guayana. Tiene una longitud de 616 Kilómetros y una capacidad de transmisión de 662 millones pies cúbicos diarios.
- Anaco – Jose/Puerto la Cruz, suministra gas para uso industrial y doméstico en la región del norte del estado Anzoátegui. Tiene una longitud de 195 kilómetros y capacidad para transmitir 542 millones de pies cúbicos al día hacia el área de Jose y tiene una longitud de 108 kilómetros y capacidad para transmitir 141 millones de pies cúbicos al día hacia el área de Puerto la Cruz (González, Ascanio, Rosas, Serrano, Matos y Pérez, 2008). Para efecto de esta investigación, se tomará en cuenta solo el Sistema Anaco – Jose.

Sistema Anaco Jose – Puerto la Cruz

Ubicación

El sistema de transporte de gas Anaco Jose – Puerto La Cruz (Denominado en lo sucesivo “Sistema”), fue construido entre los años 1983 / 1992 / 2004 / 2010, se encuentra ubicado en la zona Nororiental del Estado Anzoátegui en Venezuela (Figura N° 12) (PDVSA GAS, 2008).

El Sistema esta conformado por: dos (02) Estaciones Iniciales, a las cuales llega el gas proveniente de la planta Extracción San Joaquín y ACCRO IV, Diez (12) Estaciones Intermedias de válvulas automáticas a lo largo del sistema, cada una cuenta con un sistema detector de caída de presión, quemadores y sistema de telemetría, dos (02) Estaciones Finales Terminal Refinería Puerto

pueden operar las válvulas de interconexión por medio de tele comandos a distancia para la apertura y cierre, o cierres de las válvulas principales.

En las siguientes tablas (ver Tabla N°2, N°3 y N°4) pueden observarse la ubicación y algunas características generales de cada una de las Estaciones (PDVSA GAS, 2008)

TABLA N° 2. Estaciones Iniciales del Sistema Anaco-Jose.

Estación	Ubicación
Criogénico San Joaquín (CSJ)	Prog. 0+000 Planta de Extracción San Joaquín.
Estación San Joaquín (ESJ)	Prog. 0+000 Planta de Extracción San Joaquín

Fuente: PDVSA GAS, 2008.

TABLA N° 3. Estaciones Finales del Sistema Anaco-Jose.

Estación	Ubicación	Características
Estación Refinería Puerto la Cruz (RPC)	Prog. 107+399, con respecto al Gdto 20/16"	Estación final del gasoducto 20/16", es una estación de Válvula, con regulación, separación, medición, distribución, trampa de recibo de herramienta y telemetría.
Estación Refinería Puerto la Cruz II (BM40)	Prog. 007+937, con respecto al Gdto 26"	Estación final del gasoducto 26", es una estación de Válvula, con regulación, separación, medición, distribución, trampa de recibo de herramienta y telemetría.
Terminal Jose (ETJ)	Prog. 111+065, con respecto al ASAP 26"	Estación final de los gasoducto 26 - 12", es una estación de Válvula, con regulación, separación, medición, distribución, trampa de recibo de herramienta y telemetría.

Fuente: PDVSA GAS, 2008.

TABLA N° 4. Estaciones Intermedias del Sistema Anaco-Jose.

Estación	Ubicación	Características
Río Anaco (RAN)	Prog. 13+284 con respecto al Gdto 20/16"	EVA, con telemetría e interconexiones entre Gdto 20/16" y el Lazo 26"
Carrizal (CRR)	Prog. 36+440, con respecto al Gdto 20/16"	EVA, con telemetría e interconexiones entre Gdto 20/16" y el Lazo 26"
Crucero de Maturín (CMT)	Prog. 58+388 con respecto al Gdto 20/16"	EVA, con telemetría e interconexiones en el el Gdto 20/16", el ASAP 26" y ASAJ 36", posee trampas de envío y recibo de herramienta.
Curataquiche (CUR)	Prog. 68+855 con respecto al Gdto 20/16"	EVA, con telemetría e interconexiones entre Gdto 20/16" y el Lazo 26"
Crucero de Barbacoas (BA1)	Prog. 82+731, con respecto al ASAP 26"	Estación inicial del Gasoducto 12" Crucero de Barbacoas - Jose, e intermedia del ASAP. Es una EVA, con telemetría e interconexión entre Gdto 20/16" y Lazo 26, posee trampa de envío de herramienta para la línea de 12".
Crucero de Barbacoas II (BA2/ BM-10)	Prog. 79+470 con respecto al ASAJ 36"	EVA, trampa de envío y recibo de herramienta, regulación y medición. Posee telemetría.
Naricial (NAR)	Prog. 89+103 con respecto al Gdto 20/16"	EVA, provista de regulación y telemetría.
Universidad de Oriente (UDO)	Prog. 100+296, con respecto al Gdto 20/16".	EVA, no posee telemetría.
Los Potocos (POT)	Prog. 95+102, con respecto al ASAP 26"	EVA, con telemetría e interconexiones entre ASAP 26" y Gdto 12"
Provisor (PVS/ BM-11)	Prog. 23+072, Con respecto al SINORGAS	EVA, no posee telemetría.
San Mateo (SMT)	Prog. 29+422, con respecto al ASAJ 36"	EVA, con telemetría.
Crucero de Maturín II (CM2)	Prog. 52+105, con respecto al ASAJ 36".	EVA, con telemetría e interconexiones con el ASAP 26 y Gdto 20/16". Posee trampa de envío de herramienta.

Fuente: PDVSA GAS, 2008.

Clientes Industriales

El Sistema Anaco-Jose cuenta con 15 clientes industriales, dentro de los cuales podemos mencionar:

1. Fraccionamiento Jose: Consumo Promedio de gas de 24 MMPCED
2. Condominio Jose: Consumo Promedio de Gas: 574 MMPCED
 - 2.1. Petrocedefío: Consumo Promedio de Gas: 72 MMPCED
 - 2.2. Fertilizantes Nitrogenados (Fertinitro): Consumo Promedio de gas: 130 MMPCED.
 - 2.3. Petro Monagas: Consumo Promedio de Gas: 1 MMPCED
 - 2.4. Sinovensa Jose: Consumo Promedio de Gas: 8 MMPCED
 - 2.5. Petro Anzoátegui: Consumo Promedio de Gas: 23 MMPCED
 - 2.6. Petro Piar: Consumo Promedio de Gas: 72 MMPCED
 - 2.7. Pequiven Oriente: Consumo Promedio de Gas: 183 MMPCED.
 - 2.8. Metor II: Consumo Promedio de Gas: 85 MMPCED.
3. Cerámicas San Marino: Consumo Promedio de Gas: 4,21 MMPCED.
4. Alfarería Anzoategui: Consumo Promedio de Gas: 0,44 MMPCED.
5. Manprica: Consumo Promedio de Gas Metano: 1,50 MMPCED.
6. La Palma: Consumo Promedio de Gas Metano: 0,30 MMPCED.
7. Tasa: Consumo Promedio de Gas Metano: 0,52 MMPCED.
8. ZI Barbacoas: Consumo Promedio de Gas: 2,06 MMPCED (González, Ascanio, Rosas, Serrano, Matos y Pérez, 2008).

Filosofía de Operación y Control de las Estaciones

El gasoducto de 20/16" y el Lazo ASAP 26" y el ASAJ 36" que componen el Sistema Anaco – Jose/ Puerto la Cruz opera de modo independiente. Sin embargo, existen facilidades de interconexión en las estaciones de válvulas automáticas Río Anaco, Carrizal, Crucero de Maturín, Curataquiche y Crucero de Barbacoas; esta condición le confiere flexibilidad al sistema dado

que permite que el flujo entre por los dos gasoductos, en caso que se requiera mantener alguna condición de operación particular.

La operación del Sistema es a falla segura y es supervisado y operado desde los centros de control remoto en el Despacho Central de Gas a través de una unidad remota (RTU), la cual trasmite y recibe las señales necesarias mediante telemetría (ver Figura N° 10 y N° 11) (PDVSA GAS, 2006).

Las válvulas principales existentes en las estaciones de seccionamiento están provistas de dispositivos de seguridad del tipo “cierre por rotura de línea” o “line break”, en caso de caída de presión. Estas válvulas pueden ser accionadas por comandos remotos desde el despacho, para el cierre e inhibición/desinhibición del sistema de detección de caída de presiones. Si la válvula se cierra por la activación de este sistema, la misma sólo podrá ser reabierta en sitio, ya que por razones de seguridad operacional no se cuenta con comando de apertura remota en ninguna válvula principal. Por otra parte las válvulas de las trampas de envío y recibo de herramientas y las válvulas de interconexión, están provistas de comandos de apertura y cierre, así como también indicadores de estado (abierto/cerrado).

Aguas arriba y aguas debajo de las válvulas principales existen transmisores de presión que permiten supervisar los valores que está manejando la estación en el momento que se desee. Por cada gasoducto seccionado en cada una de las estaciones, existe un transmisor de temperatura, que normalmente está instalado aguas debajo de la válvula principal, mediante termoresistencias acopladas a termopozos que a su vez se conectan a los transmisores electrónicos. En las estaciones de envío y recibo de herramientas la válvula de las trampas cuenta con un transmisor de presión diferencial y dos indicadores de presión, con la característica que permite

medir la caída de presión relativa a ambos lados de la válvula y cuya función está enmarcada en la lógica de recibo y envío de herramientas. Las estaciones también cuentan con indicadores de paso de herramientas visuales para detección en campo, los cuales deben reposicionarse en sitio y con indicadores electrónicos para indicación remota, los cuales se reposicionan desde la sala de control del despacho (PDVSA GAS, 2008).

Tecnologías utilizadas por PDVSA GAS

La Gerencia General de Metano de PDVSA GAS recibe del área de producción, el gas metano a ser transportado y distribuido al mercado interno (ver Anexo F). El mismo debe venir con las condiciones de calidad exigidas por la norma COVENIN 3568: 1 y 2:2000 (ver Anexo D y E) y por las normas técnicas aplicables. La ocurrencia de eventos programados o no, como mantenimientos, paradas, etc, puede generar variaciones en la calidad del gas metano para el mercado interno (ver Anexo F). El personal del área de calidad efectúa operaciones y realiza muestreos, para minimizar dichas variaciones y, por lo tanto, el posible impacto a los clientes y a las propias instalaciones de PDVSA GAS. Dicho personal toma muestras, en recipientes especiales, en los puntos del sistema de transporte y distribución donde se prevé la variación en la calidad del gas. Estas muestras son enviadas a Intevep para un análisis completo y detallado. El resultado de dicho análisis informa la composición y proporción de los elementos presentes en el gas, así como su poder calorífico. Adicionalmente, se pueden tomar muestras puntuales en recipientes muy sencillos para comprobar la presencia de contaminantes del gas metano como el Sulfuro de Hidrógeno (H₂S).

Tecnologías utilizadas por los clientes de PDVSA GAS

Algunos clientes de PDVSA GAS disponen de equipos de cromatografía en línea que le permiten conocer la calidad del gas recibido. Este hecho es de gran relevancia para ello debido a que utilizan este insumo energético como materia prima para sus procesos industriales. Al detectar desviaciones importantes en la calidad del gas que reciben y, que exceden los parámetros permitidos por sus procesos pueden tomar acciones correctivas en forma oportuna.

Comparaciones entre las Tecnologías Disponibles

Las tecnologías disponibles en el mercado, para conocer la calidad del gas metano transportado en tuberías, están representadas por los calorímetros y los cromatógrafos.

Los calorímetros permiten conocer el poder calorífico del gas. Al ocurrir variaciones importantes en esta característica del gas se pueden realizar análisis mas detallados y, posteriormente, tomar acciones pertinentes para la normalización en la calidad del gas.

Los cromatógrafos permiten conocer la composición del gas metano transportado en tuberías. De allí se pueden reconocer sus componentes y contaminantes, las propiedades físico-químicas, el poder calorífico, la gravedad específica, el peso molecular, la viscosidad, etc. Es decir, se puede obtener una información completa y detallada sobre la calidad del gas metano transportado. Cualquier variación en la composición o calidad del gas se conoce de manera instantánea. Asimismo, se puede determinar la afectación que puede ser esperada. En caso de ser necesario se pueden tomar acciones pertinentes para la normalización en la calidad del gas.

Fundamentos Legales

Los fundamentos legales utilizados por PDVSA GAS son el Reglamento de la Ley Orgánica de Hidrocarburos Gaseosos (LOGH) publicado en Gaceta Oficial Extraordinaria N° 5.471 de fecha 05/06/2000, la Resolución N° 162 del Ministerio del Poder Popular para la Energía y Petróleo (MPPEP), y las Normas COVENIN 3568-1:2000 y 3568-2:2000.

A continuación se señalan los **Reglamentos de la Ley Orgánica de Hidrocarburos Gaseosos (LOGH)**, que aplican a los requerimientos mínimos de calidad (ver Anexo D), para el transporte y distribución del gas natural.

El presente Reglamento tiene por objeto desarrollar las disposiciones de la Ley relativas a las actividades de exploración y explotación de hidrocarburos gaseosos no asociados, la recolección, almacenamiento y utilización tanto del gas natural no asociado proveniente de dicha explotación, como el gas que se produce asociado con el petróleo u otros fósiles, el procesamiento, industrialización, transporte, distribución, comercio interior y exterior de dichos gases, así como los hidrocarburos líquidos y los componentes no hidrocarbureados contenidos en los hidrocarburos gaseosos y el gas proveniente del proceso de refinación del petróleo. Los artículos a considerar son los artículos 15°, 40°, 42°, 55°, 56°, 57°, 59° y 66°.

A continuación se señalan **las Normas COVENIN**, que aplican a los requerimientos mínimos de calidad (ver Anexo D), para el transporte y distribución del gas natural.

- **Norma COVENIN 3568-1:2000. Norma Venezolana. Gas Natural. Características Mínimas de Calidad. Parte 1. Introducción general, definiciones y conceptos.**

Esta Norma Venezolana, en el conjunto de sus Partes, establece los conceptos relativos a las propiedades del gas natural y las características mínimas de calidad que debe cumplir en las diversas etapas de la cadena desde la producción hasta la utilización del mismo.

- **Norma COVENIN 3568-2:2000. Norma Venezolana. Gas Natural. Características Mínimas de Calidad. Parte 2: Gas de Uso General para Sistemas de Transporte Troncales de Libre Acceso.**

Esta Norma Venezolana establece las características mínimas de calidad que debe cumplir, en el punto de entrada a los sistemas de transporte troncales de libre acceso, el gas natural destinado a su utilización por el público, para uso general en la industria, comercio, residencias y vehículos.

A continuación se señala **la Resolución N° 162 del Ministerio del Poder Popular para la Energía y Petróleo (MENPET)**, que aplican a los requerimientos mínimos de calidad (ver Anexo D), para el transporte y distribución del gas natural.

Esta Resolución establece normas técnicas aplicables (NTA) correspondientes a las especificaciones de calidad que debe cumplir el gas natural destinado a su utilización por el público, para uso general en la industria, comercio, residencias y vehículos; en los puntos de entrada a los sistemas de transporte y distribución, con el fin de garantizar la seguridad pública y la protección ambiental y establecer procedimientos que garanticen

estándares de operatividad y servicio a los transportistas y distribuidores. Los artículos considerados son 14°, 18°, 19°, 20°, 21°, 22°, 23°, 24°, 25° y 26°.

Estos sistemas de transporte, que son llamados “sistema” o “sistemas” de aquí en adelante en esta parte, se caracterizan por ser sistemas de gasoductos troncales, de grandes longitudes, que operan a altas presiones, sirven a una o varias regiones del país, pueden consistir de varios gasoductos interconectados y de plantas compresoras, deben recibir gas de alta calidad y pueden ser de libre acceso (ver Anexo E).

CAPITULO III. MARCO METODOLÓGICO

Nivel y Tipo de la Investigación

Arias (1999) define el nivel de investigación como “el grado de profundidad con que se aborda un objeto o fenómeno” (p.19). Esta investigación se enmarcó en el estudio de escenarios operacionales empleados para el control de la calidad del gas metano en el Sistema de Transporte y Distribución de Gas Metano de PDVSA GAS, Sistema Anaco-Jose. El presente estudio se caracteriza por ser de un nivel de Investigación Descriptiva, ya que se miden de manera independiente las variables enunciadas en los objetivos de investigación. Según Dankhe (1986, citado por Hernández, Fernández y Baptista, 1998, 60) señalan que “los estudios descriptivos buscan especificar las propiedades importantes de personas, grupos, comunidades o cualquier otro fenómeno que sea sometido a análisis”. Así como Hernández, Fernández y Baptista (1998) indican que “los estudios descriptivos miden de manera más bien independiente los conceptos o variables a los que se refieren” (p.61).

Por otra parte, la investigación se enmarca en un tipo de investigación de campo, ya que se recolectarán los datos directamente de donde ocurren los hechos, sin manipular o controlar ninguna variable. Según Tamayo y Tamayo (1999) señala que “cuando los datos se recogen directamente de la realidad, por lo cual los denominamos primarios; su valor radica en que permiten cerciorarse de las verdaderas condiciones en que se han obtenido los datos, lo cual facilita su revisión o modificación en caso de surgir dudas” (p.72).

Esta investigación se correspondió con un Proyecto Factible, que de acuerdo a la Universidad Pedagógica Experimental Libertador (UPEL) (2005) esta modalidad “consiste en la investigación, elaboración y desarrollo de una propuesta de un modelo operativo viable para solucionar problemas, requerimientos o necesidades de organizaciones o grupos sociales; puede referirse a la formulación de políticas, programas, tecnologías, métodos o procesos. Asimismo, señala que el Proyecto Factible puede desarrollarse a partir de estudios de campos o documentales, o un diseño que incluya ambas modalidades” (p.16).

Operacionalización de las Variables

Hernández, Fernández y Baptista (1998) definen el término variable como “una propiedad que puede variar y cuya variación es susceptible de medirse” (p.75). Según Arias (1999) “un sistema de variables consiste, en una serie de características por estudiar, definidas de manera operacional, es decir, en función de sus indicadores o unidades de medida” (p.17).

La operacionalización de las variables (ver Tablas N°5, N°6, N°7 y N°8) comprende tres tipos de definiciones:

1. Definición nominal de la variable a medir, es el nombre de la variable que interesa al investigador,
2. Definición real o dimensiones de las variables. La definición real consiste en determinar las dimensiones que contienen las variables nominales;
3. Definición operacional o indicadores de las variables, da las bases para su medición y la definición de los indicadores que constituyen los elementos más concretos de una variable y de donde el investigador

deriva los ítems o preguntas para el instrumento con que se recolectará la información (Arias, 2004, p.p 110-111).

A continuación se presenta la operacionalización de las variables consideradas en el presente estudio.

TABLA N° 5. Operacionalización de las variables.

Objetivo Específico: Diagnosticar las estrategias operacionales actuales que contribuyen en el análisis y control de la calidad del gas metano transportado por PDVSA GAS.		
Variables	Dimensiones	Indicadores
Estrategias operacionales actuales	Parámetros de operación	<ul style="list-style-type: none"> ✚ Volumen ✚ Presión ✚ Temperatura
	Clasificación por sector y por consumo de usuarios	<ul style="list-style-type: none"> ✚ Clasificación por sector ✚ Clasificación por consumo
	Análisis de gas de las fuentes que aportan al sistema	<ul style="list-style-type: none"> ✚ Calidad del gas ✚ Especificación del gas ✚ Muestro de las fuentes ✚ Manejo del Gas

TABLA N° 6. Operacionalización de las variables.

Objetivo Específico: Identificar los procesos de análisis y control de la calidad del gas metano transportado a través de gasoductos.		
Variables	Dimensiones	Indicadores
Procesos de análisis y control de calidad del gas metano	Técnica	<ul style="list-style-type: none"> ✚ Determinación de la composición del gas. ✚ Especificación del gas ✚ Toma manual de muestras
		<ul style="list-style-type: none"> ✚ Ubicación de equipo de cromatografía.
		<ul style="list-style-type: none"> ✚ Análisis técnico de muestras ✚ Evaluación de resultados ✚ Toma de decisiones

TABLA N° 7. Operacionalización de las variables.

Objetivo Específico: Estudiar la factibilidad económica, tecnológica y operacional de la propuesta.		
Variables	Dimensiones	Indicadores
Factibilidad	Económica	<ul style="list-style-type: none"> ✚ Costos de equipos ✚ Costos de operación ✚ Costos de análisis
	Tecnológica	<ul style="list-style-type: none"> ✚ Tiempo de respuesta de análisis ✚ Detección de variaciones ✚ Tiempo de toma de acciones
	Operacional	<ul style="list-style-type: none"> ✚ Funcionalidad de la estrategia operacional ✚ Tiempo de respuesta efectiva.

TABLA N° 8. Operacionalización de las variables.

Objetivo Específico: Diseñar las estrategias operacionales que contribuyen en el análisis y control de la calidad del gas natural transportado por PDVSA GAS.		
Variables	Dimensiones	Indicadores
Estrategia Operacional	Técnica	<ul style="list-style-type: none"> ✚ Determinación de la composición del gas. ✚ Especificación del gas ✚ Toma manual de muestras ✚ Análisis técnico de muestras ✚ Evaluación de resultados ✚ Toma de decisiones ✚ Condiciones normales de operación. ✚ Condiciones de contingencia

Técnicas e Instrumentos de Recolección de Datos

Se emplearon diversas técnicas para la recolección de datos. Se utilizó la técnica de análisis documental, que según Pick y Velasco (2005) lo definen como “el estudio de las diferentes partes del documento que se está revisando, de acuerdo con categorías preestablecidas por el investigador, con el fin de determinar los puntos más importantes”.

Se analizó cada uno de los documentos recolectados durante la investigación comenzando por los planes de muestreos de las estaciones, para analizar la composición del gas de las fuentes estudiadas. También se extrajo información de libros, folletos, manuales entre otros para obtener información del sistema de transporte y distribución de gas metano Anaco - Jose y de los

equipos de cromatografía, de esta forma obtener la información necesaria para darle respuesta al objetivo planteado.

Adicionalmente, se estudió las estaciones más convenientes para la ubicación del cromatógrafo, así como se evaluó dónde exactamente debe instalarse. En cuanto a la técnica empleada para el estudio técnico, económico y operacional se realizó una comparación técnica y operacional entre las tecnologías usadas por PDVSA GAS, así como también se analizó el costo actual por cada uno de ellas, de esta forma se puede conocer cuál es la más rentable para la organización.

Se tomó una muestra de gas metano en los puntos estudiados y que se consideraron los más adecuados para realizar el análisis correspondiente y poder lograr así el objetivo planteado, esta selección consideró las normas técnicas aplicables. Estas muestras fueron analizadas empleando la técnica de cromatografía de gases. La información recolectada de las tomas de muestras, se registró en un formato denominado Informe de Ensayo (ver anexos B), y su posterior análisis cromatográficos están resumidos y presentados en cuadros y gráficos, se clasificó la data y los documentos de acuerdo a las características, puntos de entrega, recepción del gas y las fuentes, y considerando igualmente los Reglamentos de la LOHG, las Normas COVENIN y las Normas Técnicas Aplicables, facilitando la realización de una síntesis de los resultados, conclusiones y la formulación de posibles alternativas de solución que satisfagan el cumplimiento de los objetivos planteados.

Conjuntamente; se consideraron, para el desarrollo de la propuesta de la estrategia operacional, las herramientas empleadas en la Gerencia de

Control Operacional, la cual cuenta con tecnologías que aportan información de la calidad de gas respecto a un esquema operacional planteado, se pueden mencionar:

- Informe Diario Web Gas: consta de la data, en tiempo real, de las presiones, temperaturas y volúmenes que maneja el sistema de transporte y distribución de gas metano de PDVSA GAS.
- Calidad Simulada: es la calidad calculada diariamente empleando la data obtenida de las fuentes de Anaco que suministran el gas metano al sistema de transporte y distribución de PDVSA GAS, donde se utilizó un simulador llamado PIPEPHASE.

Para definir la tipificación del área para la ubicación del cromatógrafo de gases en línea, se utilizó una herramienta denominada Maxum Edition II Gas Chromatograph Data Sheet (ver Anexo C). Donde se emplea la data suministrada por el Fabricante del Cromatógrafo de gases y las características de operación definidas por PDVSA GAS.

En tal sentido, se utilizaron las técnicas de análisis estadísticos de datos, porcentaje simple y métodos lógicos como: análisis, síntesis, inducción, deducción y generalización entre otros.

Procedimiento para la recolección de datos

La investigación se desarrolló, considerando las fases de la modalidad proyecto factible:

Primera fase: diagnóstico de las estrategias operacionales actuales empleadas en el análisis y control de la calidad del gas.

En primer lugar, se mostró como está estructurado el sistema de transporte y distribución de gas Anaco-Jose, de esta forma se conocen los usuarios y las fuentes que suministran gas al sistema, la ubicación de las mismas, sus parámetros de operación y sus estrategias de operación, luego se realizó una descripción del sistema por área, analizando los consumos y el impacto por cada sector, donde el área que produce el mayor consumo será tomada en cuenta para la instalación de equipos de cromatografía.

Se analizaron los volúmenes de las fuentes que aportan gas al sistema, seleccionando Extracción San Joaquín y Refrigeración San Joaquín. Este análisis se realizó por medio del plan de muestreos que realiza el Departamento de Análisis Operacional, y el laboratorio de análisis de ESJ de PDVSA GAS, se tomó un número determinado de muestras durante el periodo 2009, 2010 y algunas 2011. De esta forma se pudo saber la variación por año de cada una de las fuentes y así se verificó el cumplimiento con lo establecido en la norma COVENIN 3568-2:2000 y en la Resolución 162 del MENPET. De esta manera se justificó la propuesta de instalar equipos de cromatografía en línea.

Segunda fase: determinación de la factibilidad de aplicación de la estrategia operacional a diseñar.

Se recomendó equipos de cromatografía en línea en los puntos más estratégicos del sistema. Se analizaron las estaciones donde se mezclan más corrientes de gas con el propósito de analizarlas todas debido a que el cromatógrafo en línea presenta esa bondad, así la sala de control operacional tendrá conocimiento del gas que se está transportando en tiempo real.

Se estudió la técnica de cromatografía más adecuada para el sistema, manual o en línea, a partir de la comparación entre las dos tecnologías (técnica, económica y operacional), con el fin de escoger la mas conveniente para la organización. En cuanto a la factibilidad económica se realizó un análisis de costos por plan de muestreo, dando a conocer el costo promedio actual, también se dio a conocer el costo actual del equipo y su inversión total, de esta forma se pudo saber cuál de ellas es más rentable para la organización.

Para este estudio se evaluó si dicho equipo es compatible con Servidor de Adquisición de Datos (SCADA), el cual está ubicado en la sala de control operacional de la Campiña Caracas, así como se tomó en cuenta para esta evaluación el Reglamento de LOHG.

Tercera fase: Propuesta de la estrategia operacional como solución al problema planteado en la investigación.

En esta etapa se consideraron los estudios realizados en las etapas anteriores así como las herramientas empleadas por la Gerencia de Control Operacional, que aportan información de la Calidad de gas para una estrategia operacional específica.

CAPITULO IV. ASPECTOS ADMINISTRATIVOS

Recursos Humanos

En la realización de este trabajo de Investigación se cuenta con el apoyo del personal que labora en la Gerencia de Control Operacional de PDVSA GAS; ya que, es la gerencia encargada del Sistema de Transporte y Distribución de gas metano a los mercados nacionales e internacionales. Esta Gerencia está constituida como se describe a continuación:

Despacho Central de Gas: Se cuenta con el apoyo del Supervisor de Operaciones, Ingeniero de Proceso y los doce (12) Analistas de Operación que conforman esta unidad.

Mantenimiento Despacho: Se cuenta con el apoyo del Supervisor de Mantenimiento del Despacho Central, así como de los cuatros (4) Ingenieros de Mantenimiento del Despacho Central.

Análisis Operacional: Se cuenta con el apoyo del Supervisor de Calidad de Gas, así como de los dos (2) Ingenieros de Calidad de Gas.

Adicionalmente, se cuenta con el apoyo del Despacho Anaco ubicado en la ciudad de Anaco, Estado Anzoátegui. Así como también, se cuenta con el apoyo del Instituto de Tecnología Venezolana (INTEVEP) y de los operadores de campo que laboran en el sistema Anaco - Jose/Puerto la Cruz.

Recursos Materiales

Para la realización del presente estudio, se consideran un conjunto de materiales que serán empleados en el alcance de los objetivos de esta investigación. Entre los materiales a ser usados se pueden nombrar:

- Cromatógrafos de gases
- Gas patrón para el cromatógrafo
- Simulador PIPEPHASE
- Computadoras
- Impresoras
- Fotocopiadoras
- Materiales de Oficina (papelería, grapadoras, bolígrafos, etc.).

Recursos Financieros

Para la realización de esta investigación se cuenta con el apoyo de PDVSA GAS, específicamente de la Gerencia de Control Operacional, con los procesos y las actividades que la definen. De tal manera, se considera importante que para la obtención de las muestras para análisis cromatográficos en el Sistema Anaco - Jose, la organización presenta un cronograma de actividades para tal fin, donde el análisis cromatográfico anual de muestra de gases en una región determinada, está valorada en aproximadamente Bs.F 4.837,50. Por tal razón, para la toma de muestras y su posterior análisis se tomarán en cuenta los cronogramas de actividades que presenta la organización; es decir, no se prevé ningún costo por parte del investigador. Adicionalmente, se consideran los costos incurridos por material de oficina, traslados a alguna región determinada si el caso lo amerita.

CAPITULO V. ANÁLISIS E INTERPRETACIÓN DE RESULTADOS

En este capítulo se presentan y analizan los resultados obtenidos de la investigación, el cual lleva por nombre: Propuesta de estrategias operacionales que contribuyan al control de la Calidad de Gas Metano transportado por PDVSA GAS (Sistema Anaco-Jose). Se procedió a evaluar las dimensiones que conforman los objetivos específicos, dando respuesta a cada uno de ellos, cumpliendo así con los objetivos propuestos en la investigación.

Diagnosticar los escenarios operacionales actuales que contribuyen en el control de la calidad del gas metano transportado por PDVSA GAS

Actualmente, el Sistema de Transporte y Distribución de Gas Metano de PDVSA GAS está comprendido por varios Sistemas, siendo el Sistema Anaco Jose – Puerto la Cruz el de interés en esta investigación, el cual suministra gas para uso industrial y doméstico en la región del norte del estado Anzoátegui (ver Figura N° 13). Este Sistema tiene una longitud de 195 kilómetros y capacidad para transmitir 610 millones de pies cúbicos al día hacia el área de Jose y tiene una longitud de 108 kilómetros y capacidad para transmitir 141 millones de pies cúbicos al día hacia el área de Puerto la Cruz (Serrano, y Marín, 2010). Para efecto de esta investigación, se tomará en cuenta solo el Sistema Anaco – Jose (ver Capítulo 2, Sistema Anaco-Jose/Puerto la Cruz).

Las fuentes de alimentación de este sistema están comprendidas por los Trenes A y B de San Joaquín Extracción (SJE) que aporta al gasoducto de

20 pulgadas y al lazo de 26 pulgadas; y por el Tren C de Ampliación Complejo Criogénico Oriente de Venezuela IV (ACCROVEN IV) al lazo de 36 pulgadas.

Los parámetros operacionales y datos técnicos para el funcionamiento normal del Sistema de Transporte y Distribución de Gas Metano del Sistema Anaco Jose - Puerto la Cruz se resumen en las Tablas N° 9, 10 y 11, donde se puede visualizar la temperatura, volumen y presión de operación, así como el consumo de gas metano promedio de cada cliente perteneciente a este Sistema.

FIGURA N° 13. Sistema Anaco – Jose Puerto la Cruz.

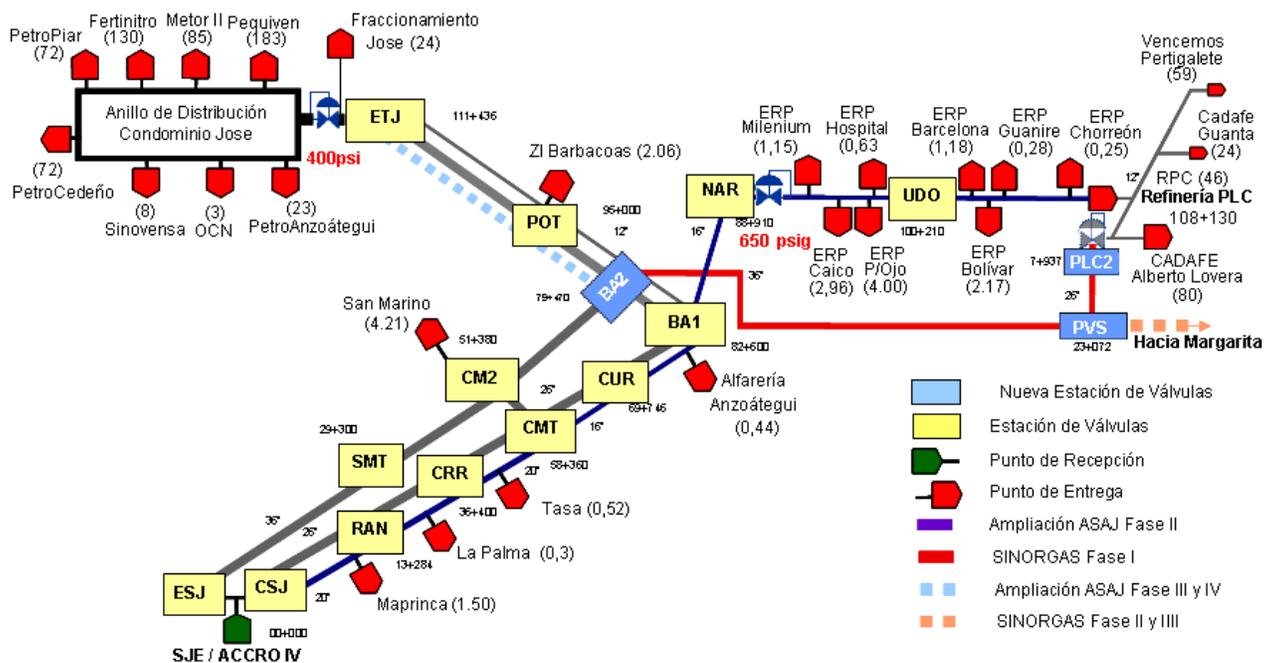


TABLA N° 9. Parámetros Operacionales en los Puntos de Recepción de Gas Metano

PUNTOS DE RECEPCIÓN		
Parámetros Operacionales	Criogénico San Joaquín	Estación Inicial San Joaquín
Presión (psig)	850	850
Temperatura (°F)	130	100
Volumen (MMPCED)	400	320

Fuente: Serrano y Marin, 2010.

TABLA N° 10. Condiciones de Borde del Sistema Anaco-Jose

CONDICIONES DE BORDE	
Variable Operacional	Presión (Psig)
Presión mínima de llegada Vencemos Pertigalete	350
Presión mínima de llegada Estación Terminal Jose (ETJ)	400

Fuente: Serrano y Marin, 2010.

Usuarios Industriales

El Sistema Anaco-Jose cuenta con 15 usuarios industriales, dentro de los cuales podemos mencionar:

1. Fraccionamiento Jose: Consumo Promedio de gas de 24 MMPCED
2. Condominio Jose: Consumo Promedio de Gas: 574 MMPCED
 - 2.1. Petrocedeño: Consumo Promedio de Gas: 72 MMPCED
 - 2.2. Fertilizantes Nitrogenados (Fertinitro): Consumo Promedio de gas: 130 MMPCED.
 - 2.3. Petro Monagas: Consumo Promedio de Gas: 1 MMPCED
 - 2.4. Sinovensa Jose: Consumo Promedio de Gas: 8 MMPCED
 - 2.5. Petro Anzoátegui: Consumo Promedio de Gas: 23 MMPCED

- 2.6. Petro Piar: Consumo Promedio de Gas: 72 MMPCED
- 2.7. Pequiven Oriente: Consumo Promedio de Gas: 183 MMPCED.
- 2.8. Metor II: Consumo Promedio de Gas: 85 MMPCED.
3. Cerámicas San Marino: Consumo Promedio de Gas: 4,21 MMPCED.
4. Alfarería Anzoategui: Consumo Promedio de Gas: 0,44 MMPCED.
5. Manprica: Consumo Promedio de Gas Metano: 1,50 MMPCED.
6. La Palma: Consumo Promedio de Gas Metano: 0,30 MMPCED.
7. Tasa: Consumo Promedio de Gas Metano: 0,52 MMPCED.
8. ZI Barbacoas: Consumo Promedio de Gas: 2,06 MMPCED (González, Ascanio, Rosas, Serrano, Matos y Pérez, 2008).

TABLA N° 11. Datos Técnicos del Sistema de Transporte Anaco – Jose

Tuberías	Dimensiones				Condición de Operación Actual				
	EVA Inicio	EVA Final	Longitud Total (Km)	Diámetro (pulg)	Año Puesta en Servicio	MAOP	Presión de Operación		
							Min (psig)	Nor (psig)	Máx (psig)
LAZO Criogénico San Joaquín - Jose	CSJ	R. ANACO	13,50	26	1985	900	800	850	880
	R. ANACO	CARRIZAL	22,90	26	1985	900	800	850	880
	CARRIZAL	C. MATURIN	21,96	26	1985	900	800	850	880
	C.MATURIN	CURATAQ.	11,44	26	1992	900	800	850	880
	CURATAQ.	C. BARBACOAS	12,80	26	1992	900	800	850	880
	C.BARBACOAS	LOS POCOCOS	12,40	26	1992	900	800	850	880
	LOS POCOCOS	JOSE	16,07	26	1992	900	800	850	880
GASODUCTO Barbacoa - Jose	BARBACOAS	LOS POCOCOS	12,51	12	1985	988	800	850	880
	LOS POCOCOS	JOSE	15,88	12	1985	988	800	850	880
LAZO Estac. Inicial San Joaquín – Crucero de Maturín II	ESJ	SMT	29,45	36	2004	1126	800	850	880
	SMT	CMTII	21,73	36	2004	1126	800	850	880
LAZO Crucero de Maturin II – Crucero de Maturin	CMTII	CMT	4,34	26	2004	1126	800	850	880

Fuente: Serrano y Marin, 2010.

Manejo del Gas en Oriente

Actualmente PDVSA GAS emplea los siguientes esquemas operacionales para el Manejo del Gas en Oriente (ver Figura N° 14).

Condición Normal de Operación:

Bajo este esquema se maneja las premisas de que los Trenes A y B de San Joaquín Extracción (SJE) aportan al Sistema de Transporte y Distribución aproximadamente 900 MMPCED de Gas Metano. Así como también, se entregan al Sistema 365 MMPCED de Gas Metano por el Tren C de Ampliación Complejo Criogénico Oriente de Venezuela IV (ACCROVEN IV); este gas es transportado tanto a la Estación Principal Anaco así como al Sistema Anaco – Jose / Puerto la Cruz. Adicionalmente, se recibe del Norte de Monagas, a través de la estación Soto 500 MMPCED de Gas Metano, donde se transporta a la Estación Principal de Anaco (EPA) y al Sistema de Transporte y Distribución de Puerto Ordaz. En este Esquema Operacional no hay ningún tipo de afectación en el SISUGAS.

Parada de una Turbina:

Cuando se trabaja bajo este esquema operacional, se tiene que la Planta San Joaquín Extracción (ESJ) aporta al Sistema de Transporte y Distribución 700 MMPCED de Gas Seco, ya que al parar una turbina esta deja de procesar 200 MMPCED de Gas Metano, para ser procesado a través de Refrigeración San Joaquín (RSJ). Al igual que el esquema de operación anterior, el Tren C de ACCROVEN IV, aporta al Sistema 365 MMPCED de Gas Metano, todo este gas metano se transporta hacia la Estación Principal de Anaco, así como al Sistema de Transporte y Distribución Anaco – Jose / Puerto la Cruz. Adicionalmente, se recibe del Norte de Monagas, a través de la estación Soto 500 MMPCED de Gas Seco, donde se transporta a la Estación Principal de Anaco (EPA) y al

Sistema de Transporte y Distribución de Puerto Ordaz. En este Esquema Operacional no hay ningún tipo de afectación en el SISUGAS.

Paro de un Tren:

Cuando deja de operar un Tren en San Joaquín Extracción se dejan de procesar aproximadamente 450 MMPCED de gas metano, de los cuales 340 MMPCED de este gas sin procesar, es tratado en RSJ, donde el gas es Deshidratado y Acondicionado para eliminar los componentes más pesado y el contenido de agua; el resto del gas sin procesar (110 MMPCED) es enviado directo a venta. Este gas rico puede presentar alto contenido de componentes pesados e impurezas, afectando los valores de la calidad de gas en el Sistema de Transporte y Distribución a nivel nacional. Igualmente, el Tren C de ACCROVEN IV, aporta al Sistema 365 MMPCED de gas metano este gas es transportado tanto a la Estación Principal Anaco así como al Sistema Anaco – Jose / Puerto la Cruz. Adicionalmente, se recibe del Norte de Monagas, a través de la estación Soto 500 MMPCED de Gas Metano, donde se transporta a la Estación Principal de Anaco (EPA) y al Sistema de Transporte y Distribución de Puerto Ordaz. En este Esquema Operacional se presenta afectación en el Sistema de Ventas (ver Tabla N° 12), ya que el gas que no se procesó, es un gas rico con contenido de $H_2S > 12$ ppmv, $H_2O > 17$ lb/MMPCE y $C5^+ > 0,3\%$, fuera de los parámetros operacionales permitidos. Los Sistemas que se ven afectados en este Esquema Operacional, son Sistema Anaco – Caracas / Barquisimeto / Río Seco y el Sistema Anaco – Jose / Puerto la Cruz.

Calidad del Gas

Como se mencionó en el Capítulo II. Fundamento Legales, PDVSA GAS se rige bajo un conjunto de Normas, entre las cuales podemos mencionar: El Reglamento de la Ley Orgánica de Hidrocarburos Gaseosos (LOGH) publicado en Gaceta Oficial Extraordinaria N° 5.471 de fecha 05/06/2000,

la Resolución N° 162 del Ministerio del Poder Popular para la Energía y Petróleo (MENPET), y las Normas COVENIN 3568-1:2000 y 3568-2:2000.

En estas Normas Venezolanas y en la Resolución N° 162 del Ministerio del Poder Popular para la Energía y Petróleo (MENPET), se habla referente a las características mínimas de calidad que debe cumplir, en el punto de entrada a los sistemas de transporte troncales de libre acceso, el gas natural destinado a su utilización por el público, para uso general en la industria, comercio, residencias y vehículos.

A continuación se muestra una tabla resumen, donde se señalan las especificaciones que debe tener el gas metano transportado y distribuido por PDVSA GAS según las Normas COVENIN 3568-2:2000 y la Resolución N° 162 del MENPET.

TABLA N° 12. Calidad del Gas del Sistema Anaco – Jose / Puerto la Cruz para condición de operación normal y contingencia.

Componente/Parámetro	COVENIN 3568-2:2000	Resolución MPPEP N° 162	NORMAL		CONTIGENCIA (Paro de un Tren)	
			Anaco-Jose	Anaco-Pto La Cruz	Anaco-Jose	Anaco-Pto La Cruz
Metano (% molar)	≥ 80,00		83.99	83.90	82.95	82.67
Etano (% molar)	≤ 12,00		7.90	7.81	7.63	7.49
Propano (% molar)	≤ 3,00		0.46	0.54	1.13	1.34
C4+ (% molar)	≤ 1,50		0.05	0.07	0.78	0.94
C5+ (% molar)	≤ 0,25		0.01	0.02	0.20	0.24
CO2 (% molar)	≤ 8,50	≤ 6,50	7.52	7.60	7.43	7.48
H2S (ppmw)	≤ 12,00	≤ 9,22	10.93	10.93	10.93	10.93
H2O (lb/MMPCE)	≤ 7,00	≤ 6,56	0.34	0.34	9.89	11.76
Temp. Rocio Hidrocarburo (°F)			-115	-113	-76	-72
Gravedad Específica			0.67	0.67	0.69	0.69
GPM Total (C3+)			0.14	0.17	0.58	0.69
Poder Cal. Bruto (BTU/PCE)			1001	1001	1029	1035

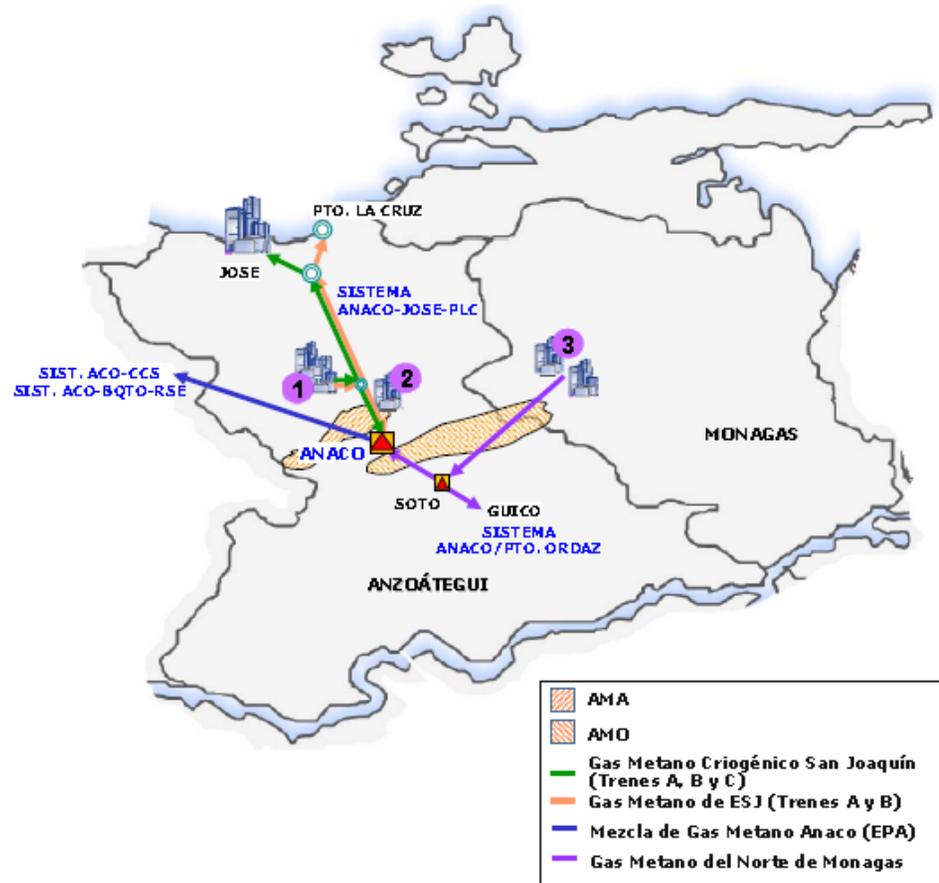
Fuente: PDVSA, 2010

FIGURA N° 14. Manejo de Gas en Oriente

Condición Normal		MMPCED
1	ESJ (Tren "A" y "B") CSJ (Tren "C")	900 365
2	Refrigeración San Joaquín ATA	0 0
3	Norte de Monagas	500
No hay Afectación		

Paro de Una Turbina		MMPCED
1	ESJ (Tren "A" y "B") CSJ (Tren "C")	700 365
2	Refrigeración San Joaquín ATA	200 0
3	Norte de Monagas	500
No hay Afectación		

Paro de Un Tren		MMPCED
1	ESJ (Tren "A" y "B") CSJ (Tren "C")	450 365
2	Refrigeración San Joaquín ATA	380 170
3	Norte de Monagas	500
Afectación: Sist. Anaco-Caracas-Barquisimeto-Río Seco C5+ >0,3% Agua >17lb/MMPCE H2S >12ppmv		



Fuente: PDVSA, 2010.

Para el análisis del gas natural se utiliza la cromatografía de gases (CG) y los Calorímetros. Los calorímetros son aparatos utilizados para determinar el calor específico de un cuerpo, así como para medir las cantidades de calor que liberan o absorben los cuerpos. La cromatografía es un método de análisis para separar y cuantificar los diversos componentes de una mezcla. En resumen la cromatografía se emplea en cualquier punto de un proceso en el que se obtenga una mezcla gaseosa y cualquiera de sus componentes nos sea significativo para controlar la buena marcha del mismo. La composición química del Gas Natural, en los sistemas de distribución, será determinada por cromatógrafos de línea o de laboratorio. En aquellos puntos donde se cuente con un cromatógrafo operando en forma "En-Línea", el valor de las mediciones realizadas por éste estará disponible en tiempo real.

Actualmente, el Sistema de Transporte y Distribución de Gas Metano de PDVSA Gas, cuenta con Cromatógrafos en Línea en el Sistema Anaco – Puerto Ordaz, específicamente en la estación Terminal Puerto Ordaz, este cromatógrafo no se encuentra operativo, por falta del gas Helio. También cuenta con Cromatógrafos en línea ubicados en la Estación Principal Anaco y en la Estación de Válvula SOTO, los mismos no se encuentran operativos. El Cromatógrafo que se encuentra ubicado en la Estación Principal Anaco, es estratégico en este estudio ya que el indica los valores de la Calidad de Gas de una de las fuentes principales de aporte de gas al Sistema Anaco – Jose.

En este momento, PDVSA gas cuenta con un programa de toma de muestra de gas metano que se realiza en los puntos donde las fuentes aportan gas al Sistema de TyD, y en los puntos donde se le hace entrega del gas a los Usuarios. Esta actividad se realiza de manera semestral o anual a nivel nacional. Una vez tomadas las muestras están son posteriormente analizadas por la técnica de Cromatografía de Gases.

Identificar los procesos de control de la calidad del gas metano transportado a través de gasoductos

Para el control de la Calidad de Gas, PDVSA gas se rige por las Normas Técnicas Aplicables, la Norma Covenin 3568-1:2000 y 3568-2:2000 y la Resolución N° 162 del MENPET, como muy bien se describen en el Capítulo 2. Fundamentos Legales. Adicionalmente, posee cromatógrafos en línea ubicados en los puntos de recepción de gas proveniente de las fuentes que aporta gas al Sistema de Transporte y Distribución. Estos cromatógrafos en línea están ubicados en el Pulmón de 48" de la estación Principal de Anaco (EPA) y en el Pulmón de 36" de la estación de Válvulas Soto; es importante mencionar que ambos están actualmente fuera de servicio desde hace más de diez (10) años.

A través de las señales remotas que posee el SISUGAS, se pueden visualizar los valores de la Calidad del gas a la descarga del Tren A y B de la Planta de Procesamiento de ESJ, los cuales son proyectados a través de un cromatógrafo en línea, que se encuentran instalado en ese punto. Estas señales permiten obtener y corroborar en tiempo real la Calidad de Gas a la descarga de estos dos trenes de ESJ. Actualmente, PDVSA gas ni Criogénico San Joaquín, no posee cromatógrafo en línea en la descarga del Tren C en ESJ, por lo que no permite conocer los valores cromatográficos en tiempo real.

PDVSA gas realiza un programa de toma de muestra en las fuentes de gas y en los Usuarios que integran el Sistema de Transporte y Distribución de gas metano, esta actividad se realiza de manera semestral o anualmente. En este proceso de toma de muestra y análisis de las mismas, se cuenta con el apoyo del personal de PDVSA INTEVEP, los cuales le prestan el servicio a PDVSA gas para realizar esta actividad. Para el análisis de las muestras, INTEVEP

cuenta con laboratorios y equipos especializados, como cromatógrafos de gases de laboratorio que a partir de los cuales se puede obtener una Cromatografía de Gases Extendida (hasta C11) y permite de igual manera conocer, a través de tubos colorimétrico, el contenido de agua (H₂O) y de ácido Sulfúrico (H₂S) que puede presentar la mezcla en estudio. Los valores de la Calidad de Gas de estas muestras deben estar bajo las especificaciones de las Normas Covenin 3568-2:2000 y la Resolución N° 162 del MENPET, si estas se encuentran fuera de especificación se hace un comunicado al personal de Comercialización, que es el ente encargado de conversar directamente con las fuentes de gas y los usuarios, para que estos tomen las medidas correctivas y mejoren sus procesos y en consecuencia, la calidad del gas.

Al momento de presentarse un evento, como paradas programadas y no programadas en instalaciones asociadas al Sistema de Transporte y Distribución, se cuenta con un protocolo de comunicación entre las plantas de procesamiento de Extracción San Joaquín, El Despacho de Gas Anaco, Despacho Central de Gas, Comercialización, Análisis Operacional (Calidad de Gas) y los Usuarios. Este protocolo de comunicación presenta debilidades que dificultan la toma de acciones preventivas y las posibles desviaciones presentes en el Sistema de Transporte y Distribución.

Plantear escenarios operacionales que contribuyan al control de la calidad del gas metano transportado por PDVSA GAS.

Para mejorar la eficacia y eficiencia del proceso de Control de la Calidad de Gas en las redes de Distribución y Transporte de gas metano de PDVSA gas, se debe tener en cuenta los puntos de control mostrados en la Figura N° 15, estos puntos son:

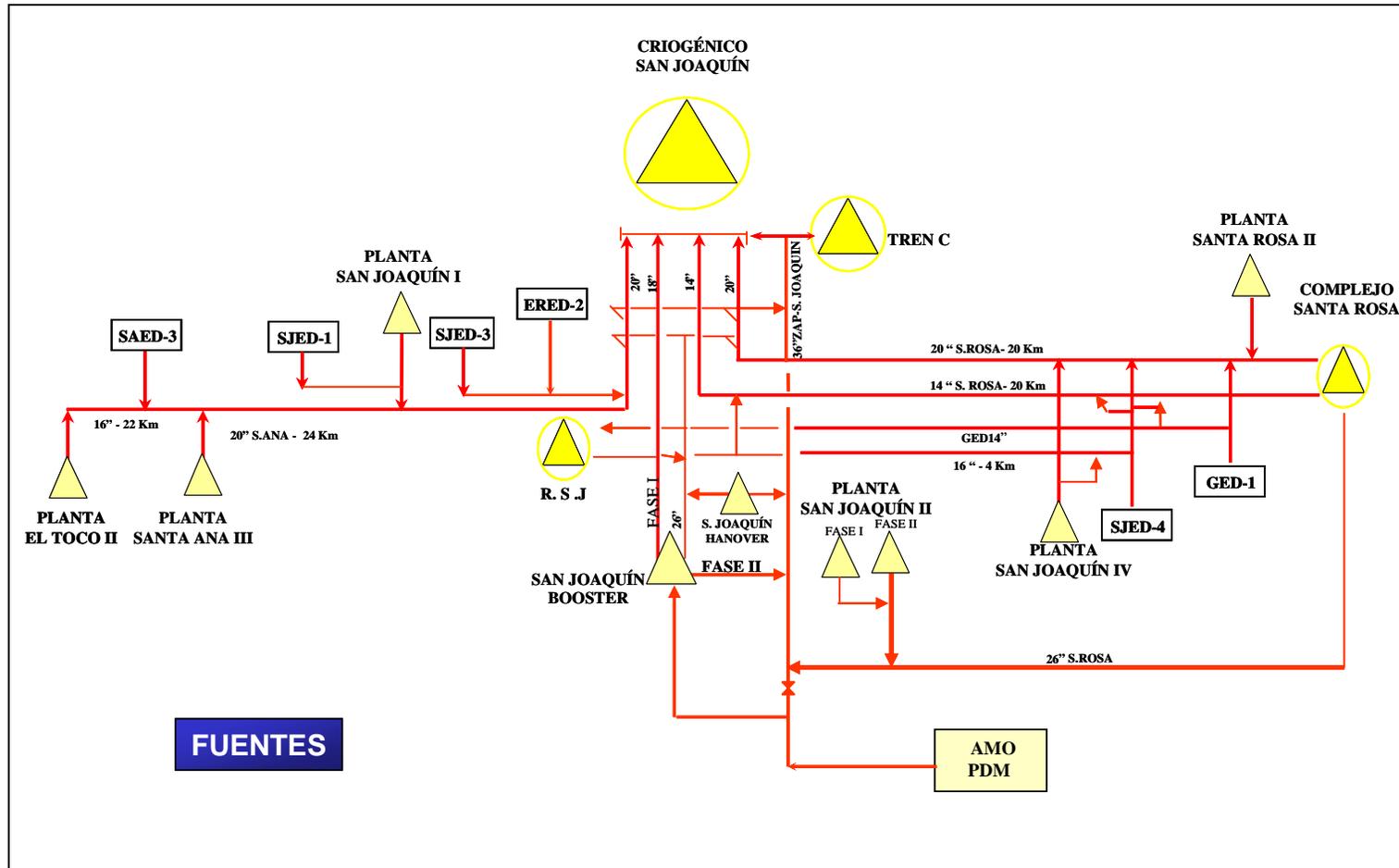
- La calidad del gas de las fuentes, que aportan gas a las Plantas de Tratamiento de Extracción San Joaquín,
- la Calidad del gas de la corriente de gas residual de descarga de Extracción San Joaquín al Sistema de Venta (Sistema Anaco- Jose) y,
- la Calidad del gas en el Sistema de Transporte y Distribución Anaco - Jose

Las Fuentes 1200 psig que aportan gas a las Plantas de Procesamiento en Extracción San Joaquín se resumen en tres sectores:

- Área Mayor Anaco (AMA) Este
- AMA Oeste y,
- Área Mayor de Oficina (AMO).

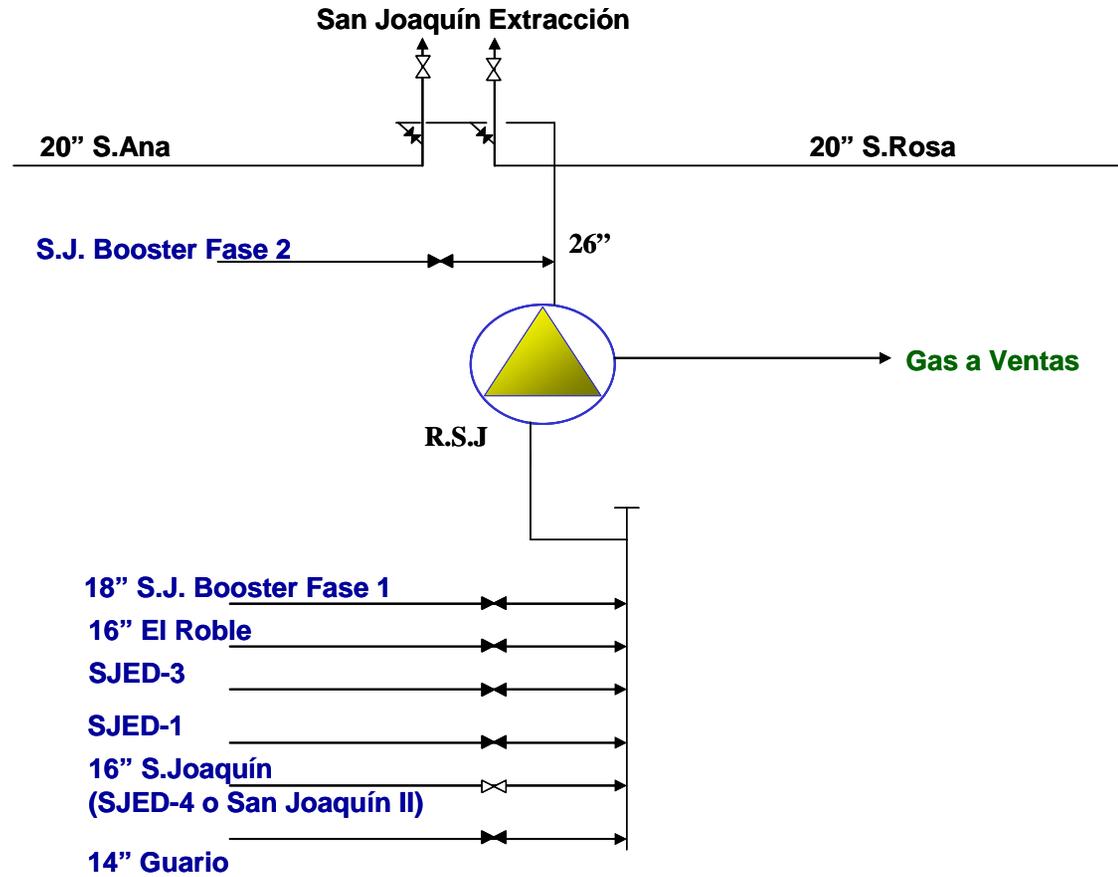
Cada sector está constituido por fuentes que se resumen, con sus calidades de gas, en las Tablas N° 13 y 14. Adicionalmente en las Figuras N° 15, 16, 17 y 18 se presenta el esquema de manejo de gas de las fuentes 1200 psig que alimentan la succión a San Joaquín Extracción.

FIGURA N° 15. Manejo de Gas de las Fuentes 1200 psig



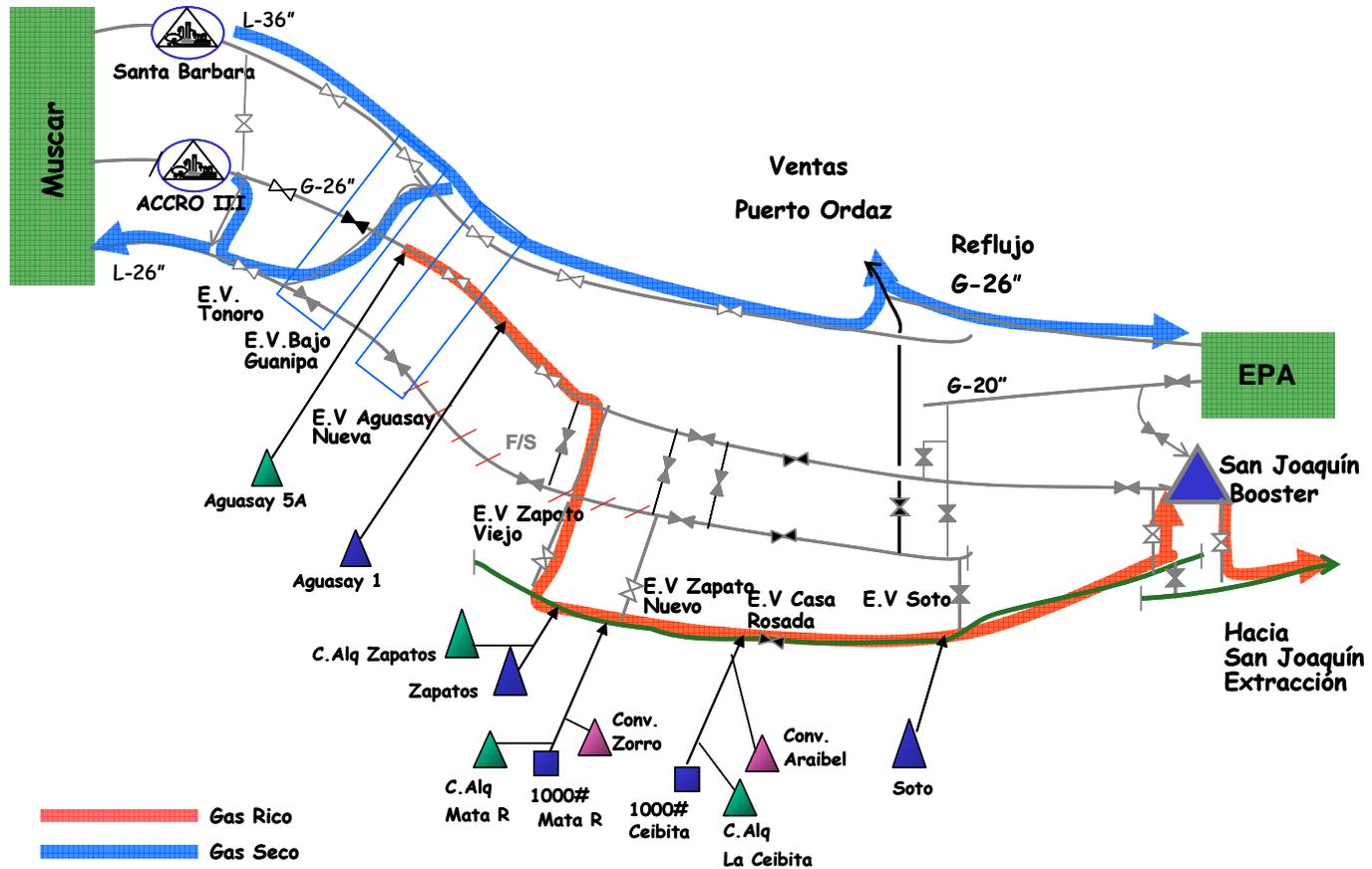
Fuente: PDVSA, 2010

FIGURA N° 16. Aporte de las Fuentes 1200 psig de Sector AMA en la Región Oriente



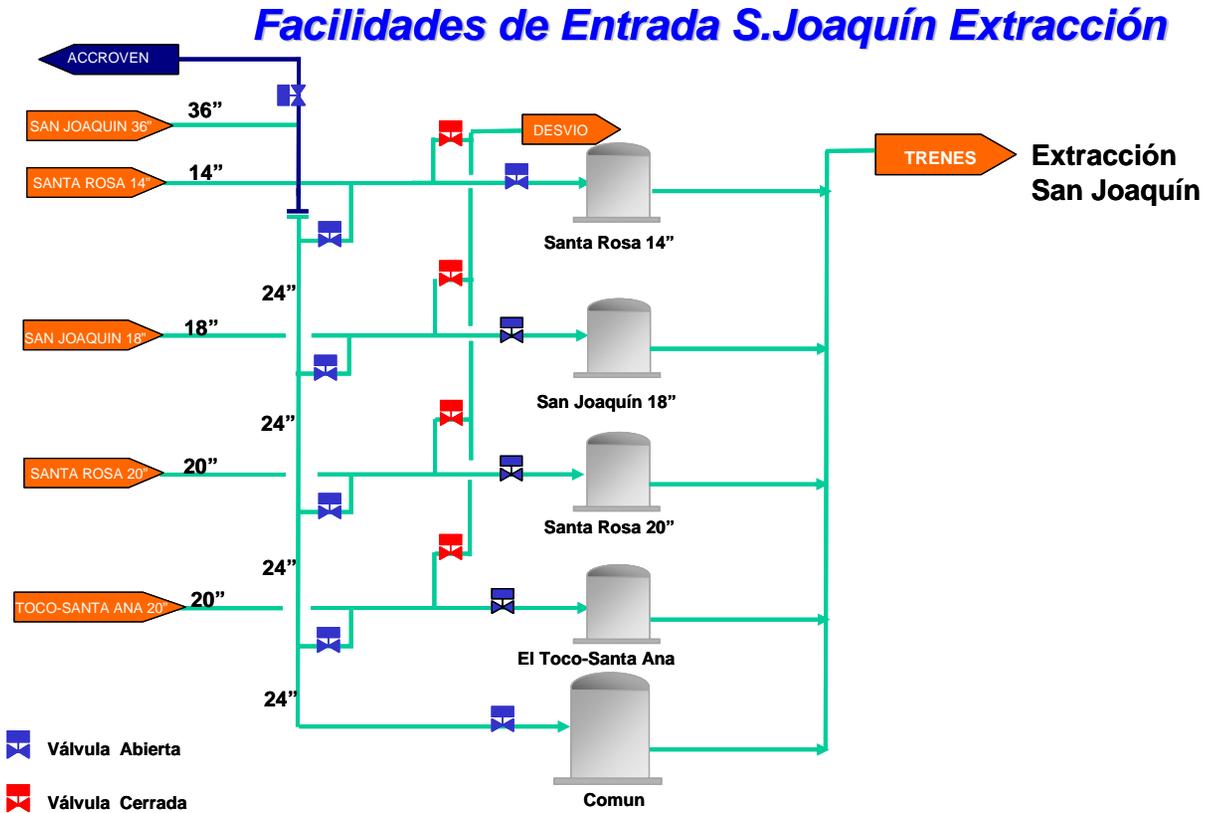
Fuente: PDVSA, 2010

FIGURA N° 17. Fuentes 1200 psig en el Sector AMO en la Región Oriente del país



Fuente: PDVSA, 2010

FIGURA N° 18. Facilidades de Entrada de las Fuentes 1200 psig a San Joaquín Extracción



Fuente: PDVSA, 2010

TABLA N° 13. Valores cromatográficos de la Calidad del gas de las Fuentes de aporte a las Plantas de Procesamiento de los sectores de AMA Este, AMA Oeste y AMO en Oriente.

COMP.	S. JOAQ. II- F1	S. JOAQ. II- F2	S.J. BOOSTER-F1	S.J. BOOSTER-F2	S.J.E.D. I	S.J.E.D III	S.J.E.D. IV	SJB F1+F2	RECAT. SAN JOAQ	S.J. I PTA.	S.JOAQ. IV PTA.	C.STA. ROSA
N2	0,059	0,054	0,076	0,067	0,039	0,039	0,039	0,035	0,046	0,054	0,041	0,201
CO2	5,390	7,940	6,399	6,383	9,846	9,846	6,481	10,134	8,944	6,336	9,535	5,188
C1	79,294	83,464	78,688	78,586	80,929	80,929	79,964	80,767	81,145	81,656	82,539	78,150
C2	6,734	4,023	8,010	7,994	4,479	4,479	6,201	4,413	4,741	5,613	3,839	8,158
C3	4,613	2,170	3,678	3,696	2,337	2,337	3,752	2,253	2,525	3,111	1,928	4,648
I-C4	1,380	0,716	0,947	0,973	0,709	0,709	1,189	0,675	0,818	1,030	0,622	1,228
N-C4	1,720	0,957	1,449	1,502	1,026	1,026	1,525	0,993	1,077	1,316	0,886	1,042
I-C5	0,390	0,273	0,313	0,333	0,272	0,272	0,392	0,285	0,297	0,400	0,255	0,422
N-C5	0,196	0,151	0,184	0,198	0,157	0,157	0,208	0,171	0,163	0,212	0,147	0,290
C6	0,123	0,127	0,142	0,154	0,115	0,115	0,146	0,150	0,128	0,170	0,113	0,306
C7	0,067	0,080	0,074	0,076	0,064	0,064	0,072	0,085	0,073	0,074	0,064	0,207
C8	0,035	0,044	0,039	0,037	0,028	0,028	0,031	0,039	0,040	0,029	0,030	0,151
C9	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,009
C10	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
C11+	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
H2S	10,000	14,000	12,000	14,000	15,000	15,000	13,000	15,000	13,000	7,000	20,000	5,000
H2O	100,000	0,000	63,000	60,000	40,000	40,000	78,000	41,000	59,000	30,000	120,000	37,020
G.P.M.	2,570	1,396	2,067	2,115	1,442	1,442	2,225	1,438	1,573	1,945	1,248	2,567
P.C.	1172,231	1053,458	1140,257	1143,909	1039,854	1039,854	1137,039	1037,372	1059,816	1117,199	1026,070	1189,072
G.E.	0,746	0,711	0,742	0,744	0,733	0,733	0,741	0,736	0,731	0,726	0,719	0,755
C5+	0,811	0,675	0,752	0,798	0,635	0,635	0,849	0,730	0,702	0,884	0,609	1,385
Mw	21,606	20,585	21,484	21,542	21,218	21,218	21,454	21,305	21,170	21,022	20,817	21,868
C6+	0,225	0,251	0,254	0,267	0,207	0,207	0,248	0,274	0,241	0,273	0,207	0,673
C4+	3,910	2,349	3,148	3,273	2,370	2,370	3,563	2,398	2,597	3,230	2,117	3,655
C4	3,099	1,674	2,396	2,475	1,735	1,735	2,714	1,668	1,896	2,346	1,508	2,270

Fuente: PDVSA INTEVEP, 2011

TABLA N° 14. Valores cromatográficos de la Calidad del gas de las Fuentes de aporte a las Plantas de Procesamiento de los sectores de AMA Este, AMA Oeste y AMO en Oriente.

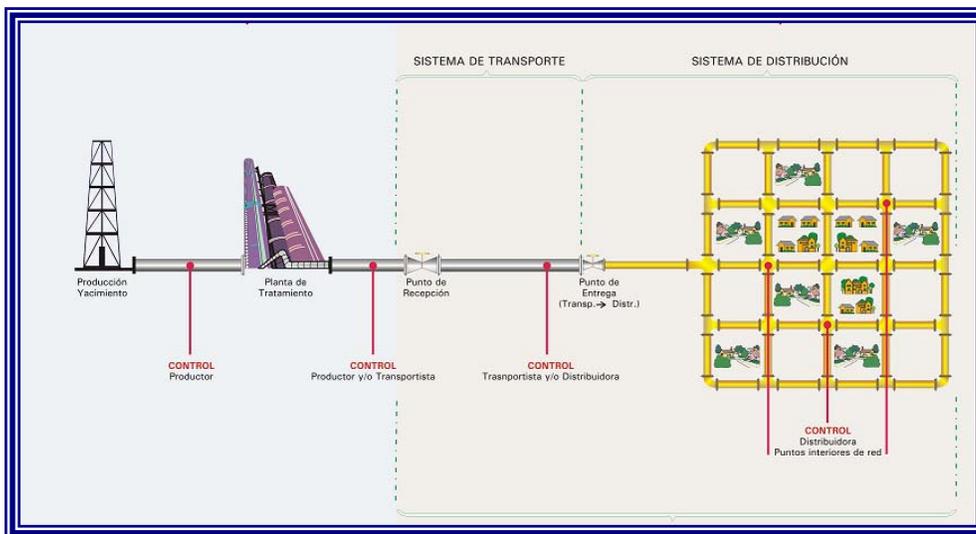
COMP.	STA ROSA II	STA. ROSA 2000	STA ROSA 2001	EL TOCO	STA. ANA 3	STA.ANA 3 EST.	STA. ANA 2000	STA. ANA 2001	GUARIO	AMA
N2	0,050	0,054	0,055	0,080	0,053	0,047	0,045	0,057	0,054	0,175
CO2	4,758	4,414	4,718	11,259	9,249	11,620	9,417	8,729	8,459	9,378
C1	77,779	78,862	77,961	73,968	76,779	79,642	76,292	75,602	80,288	81,360
C2	8,291	8,112	8,271	5,824	6,515	4,589	6,677	7,188	5,055	4,634
C3	4,710	4,471	4,693	4,256	3,777	2,023	3,893	4,391	2,926	2,468
I-C4	1,498	1,390	1,483	1,670	1,172	0,583	1,199	1,401	1,056	0,567
N-C4	1,838	1,684	1,801	1,924	1,573	0,871	1,591	1,700	1,273	0,707
I-C5	0,522	0,477	0,495	0,528	0,415	0,232	0,404	0,439	0,384	0,236
N-C5	0,264	0,242	0,247	0,261	0,225	0,144	0,217	0,230	0,210	0,184
C6	0,183	0,181	0,169	0,154	0,144	0,113	0,148	0,154	0,172	0,148
C7	0,076	0,080	0,074	0,056	0,069	0,090	0,081	0,076	0,086	0,090
C8	0,031	0,033	0,032	0,020	0,030	0,044	0,038	0,033	0,037	0,047
C9	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,002	0,000	0,000	0,000	0,006
C10	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
C11+	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
H2S	5,000	5,000	5,000	10,000	9,000	13,000	11,000	10,000	10,000	13,000
H2O	0,000	0,000	0,000	73,020	40,000	48,360	44,380	44,820	42,040	48,360
G.P.M.	2,772	2,600	2,729	2,705	2,253	1,268	2,303	2,556	1,894	1,367
P.C.	1205,754	1196,526	1202,683	1117,548	1113,373	1012,136	1116,217	1142,641	1088,875	1039,506
G.E.	0,757	0,746	0,755	0,806	0,770	0,743	0,775	0,781	0,742	0,726
C5+	1,076	1,013	1,018	1,019	0,883	0,625	0,887	0,932	0,889	0,711
Mw	21,931	21,600	21,857	23,342	22,312	21,533	22,442	22,616	21,488	21,033
C6+	0,290	0,294	0,276	0,230	0,243	0,249	0,267	0,263	0,295	0,291
C4+	4,412	4,087	4,302	4,613	3,628	2,079	3,677	4,033	3,218	1,985
C4	3,336	3,073	3,284	3,594	2,746	1,454	2,789	3,101	2,329	1,274

Fuente: PDVSA INTEVEP, 2011

Como se puede observar en las Tablas N° 13 y 14, los valores de la Calidad de Gas de cada una de estas fuentes por lo general presentan alto contenido de componentes pesados $C_4^+ > 1,5 \%$ Mol, alto contenido de Agua ($H_2O > 7$ lb/ MMPCE) y alto contenido de Ácido Sulfúrico ($H_2S > 12$ ppm), por lo que los estándares de calidad del gas están establecidos en el Contrato de Producción – Procesamiento. PDVSA gas realiza un proceso de toma de muestra trimestralmente para conocer los valores de la Calidad del Gas que alimenta a la succión de la Planta de Procesamiento ESJ.

PDVSA gas supervisa y controla la Calidad de gas a partir del punto establecido como entrega de gas a los Sistemas de Transporte y Distribución, rigiéndose por la Norma COVENIN 3568:2-2000 y la Resolución N° 162 del MENPET (ver Capítulo 2. Fundamentos Legales), con el propósito de garantizar la seguridad pública, la protección ambiental y establecer procedimientos que garanticen estándares de operatividad y servicio.

FIGURA N° 19. Puntos de Control de Calidad de Gas



Fuente: PDVSA, 2010

En base a lo anteriormente expuesto, se debe controlar la Calidad del Gas a la descarga de la Planta de Procesamiento Extracción San Joaquín. Esta Planta está constituida por tres (3) Trenes de Procesamiento (Tren A, B y C) y cada uno de ellos presentan dos turbinas. El gas que se aporta al Sistema de Transporte y Distribución Anaco – Jose, lo constituye una mezcla del gas de la descarga del Tren A y B de ESJ y el gas de la descarga del Tren C de ESJ. En la Tabla N° 15 se puede visualizar las Calidades del gas procedente de la descarga de gas residual del Tren AyB y la calidad del gas procedente de la descarga de gas residual del Tren C de las Plantas de Procesamiento de Extracción San Joaquín, muestras obtenidas en el proceso de muestreo 2011.

TABLA N° 15. Valores de la Calidad del Gas, en condiciones normales de operación, de la descarga del Tren “A y B” de ESJ, del Tren “C” en ESJ y del Sistema Anaco – Jose.

COMPONENTES	UNIDAD	LIMITE	COVENIN 3568-2:2000	RESOLUCIÓN 162 MENPET	TREN AyB	TREN C
NITROGENO	% mol	MAX	1	1	0,024	0,040
DIOXIDO DE CARBONO	% mol	MAX	8,50	4	7,757	7,500
METANO	% mol	MIN	80	80	84,292	84,290
ETANO	% mol	MAX	12	12	7,603	8,080
PROPANO	% mol	MAX	3	3	0,278	0,090
I-BUTANO	% mol	--	--	--	0,023	0,002
N-BUTANO	% mol	--	--	--	0,020	0,001
I-PENTANO	% mol	--	--	--	0,001	0,001
N-PENTANO	% mol	--	--	--	0,002	0,001
HEXANO	% mol	--	--	--	0,000	0,000
HEPTANO	% mol	--	--	--	0,000	0,000
OCTANO	% mol	--	--	--	0,000	0,000
NONANO	% mol	--	--	--	0,000	0,000
DECANO	% mol	--	--	--	0,000	0,000
UNDECANO MAS PESADOS	% mol	--	--	--	0,000	0,000
H2S	ppmv	MAX	12	6,790	11,428	12,000
AGUA	Lb/MMPCE	MAX	7	6,060	0,340	0,340
GPM	Adm	--	--	--	0,091	0,026
PODER CALORIFICO	BTU/PC	--	--	--	994,406	996,755
GRAV. ESPECIFICA	Adm	--	--	--	0,669	0,667
PESO MOLECULAR	Adm	--	--	--	19,379	19,306
C4+	% mol	MAX	1,50	1,50	0,046	0,005
C5+	% mol	--	--	--	0,002	0,002
C6+	% mol	--	--	--	0,000	0,000

Fuente: PDVSA, 2011

Como se puede observar en la Tabla N° 15, se evidencia las siguientes desviaciones en la cromatografía del gas:

- Alto Contenido de CO2 respecto a la Resolución N° 162 del MENPET
- Niveles de H2S en el límite según lo indicado en la Resolución N° 162 del MENPET
- Medición Interna sin visualización de las señales de la medición en la descarga de gas residual del Tren C en Extracción San Joaquín, por parte de Metano

La Planta de Procesamiento Extracción San Joaquín cuenta con un Cromatógrafo de gas en línea, que mide los valores de la Calidad de gas de la descarga del Tren A y B en ESJ. El Tren C de la Planta de Procesamiento de ESJ no posee un monitoreo en línea por parte del personal de METANO de PDVSA gas.

La Situación de la Calidad de Gas de la descarga de los Trenes de Procesamiento en los últimos dos años se resumen en las tablas siguientes:

TABLA N° 16. Situación de la Calidad de Gas para el año 2009

Compuesto	Unidad	TREN AyB	TREN C	Res. N° 162	COVENIN
N2	% molar	0,035	0,073	1,000	1,000
CO2	% molar	7,546	7,139	6,500	8,500
C1	% molar	83,905	84,417	80,000	80,000
C2	% molar	8,020	8,328	12,000	12,000
C3	% molar	0,425	0,043	0,790	3,000
C4	% molar	1,109	0,000	0,120	--
C4+	% molar	1,109	0,000	--	1,500
C5+	% molar	1,109	0,000	0,250	--
H2S	ppm	10,000	10,000	9,220	12,000
H2O	lb/MMSCF	0,930	0,340	6,560	7,000
PC	BTU/PCE	1002,313	1001,066	950 a 1148	--

Fuente: PDVSA, 2011.

Como se puede observar en la Tabla N° 16, se evidencia las siguientes desviaciones en la cromatografía del gas:

- Alto Contenido de CO₂, Butanos (C₄) y Pentanos mas pesados (C₅⁺) respecto a la Resolución N° 162 del MENPET
- Niveles de H₂S por encima de lo indicado en la Resolución N° 162 del MENPET.

Como se puede observar en la Tabla N° 16, se evidencia las siguientes desviaciones en la cromatografía del gas:

- Alto Contenido de CO₂, Butanos (C₄) y Pentanos mas pesados (C₅⁺) respecto a la Resolución N° 162 del MENPET
- Niveles de H₂S por encima de lo indicado en la Resolución N° 162 del MENPET.

TABLA N° 17. Situación de la Calidad de Gas en el Tren A y B en ESJ, para el año 2010

COMPONENTES	UNIDAD	LIMITE	COVENIN	RES. 162	Tren "A" y "B"
NITROGENO	% mol	MAX	1	1	0,206
DIOXIDO DE CARBONO	% mol	MAX	8,5	4	7,433
METANO	% mol	MIN	80	80	83,812
ETANO	% mol	MAX	12	12	8,006
PROPANO	% mol	MAX	3	3	0,453
I-BUTANO	% mol	--	--	--	0,039
N-BUTANO	% mol	--	--	--	0,037
I-PENTANO	% mol	--	--	--	0,005
N-PENTANO	% mol	--	--	--	0,009
HEXANO	% mol	--	--	--	0,000
HEPTANO	% mol	--	--	--	0,000
OCTANO	% mol	--	--	--	0,000
NONANO	% mol	--	--	--	0,000
DECANO	% mol	--	--	--	0,000
UNDECANO MAS PESADOS	% mol	--	--	--	0,000
H2S	ppmv	MAX	12	6,79	10,000
AGUA	Lb/MMPCED	MAX	7	6,06	2,018
GPM	Adm	--	--	--	0,154
PODER CALORIFICO	BTU/PC	--	--	950 a 1148	1002,629
GRAV. ESPECIFICA	Adm	--	--	--	0,671
PESO MOLECULAR	Adm	--	--	--	19,437
C4+	% mol	MAX	1,5	1,5	0,091
C5+	% mol	--	--	--	0,014
C6+	% mol	--	--	--	0,000

Fuente: PDVSA, 2011.

Como se puede observar en la Tabla N° 17, se evidencia las siguientes desviaciones en la cromatografía del gas:

- Alto Contenido de CO₂ respecto a la Resolución N° 162 del MENPET
- Niveles de H₂S por encima de lo indicado en la Resolución N° 162 del MENPET
- Carga de la planta por debajo a lo estimado para condición normal de operación

TABLA N° 18. Situación de la Calidad de Gas en el Tren C en ESJ, para el año 2010

COMPONENTES	UNIDAD	LIMITE	COVENIN	RES. 162	Tren "C"
NITROGENO	% mol	MAX	1	1	0,073
DIOXIDO DE CARBONO	% mol	MAX	8,5	4	7,139
METANO	% mol	MIN	80	80	84,417
ETANO	% mol	MAX	12	12	8,328
PROPANO	% mol	MAX	3	3	0,043
I-BUTANO	% mol	--	--	--	0,000
N-BUTANO	% mol	--	--	--	0,000
I-PENTANO	% mol	--	--	--	0,000
N-PENTANO	% mol	--	--	--	0,000
HEXANO	% mol	--	--	--	0,000
HEPTANO	% mol	--	--	--	0,000
OCTANO	% mol	--	--	--	0,000
NONANO	% mol	--	--	--	0,000
DECANO	% mol	--	--	--	0,000
UNDECANO MAS PESADOS	% mol	--	--	--	0,000
H2S	ppmv	MAX	12	6,79	6,790
AGUA	Lb/MMPCED	MAX	7	6,06	0,340
GPM	Adm	--	--	--	0,012
PODER CALORIFICO	BTU/PC	--	--	950 a 1148	1001,066
GRAV. ESPECIFICA	Adm	--	--	--	0,664
PESO MOLECULAR	Adm	--	--	--	19,229
C4+	% mol	MAX	1,5	1,5	0,000
C5+	% mol	--	--	--	0,000
C6+	% mol	--	--	--	0,000

Fuente: PDVSA, 2011.

Como se puede observar en la Tabla N° 18, se evidencia las siguientes desviaciones en la cromatografía del gas:

- Alto Contenido de CO₂ respecto a la Resolución N° 162 del MENPET
- Niveles de H₂S en el límite según lo indicado en la Resolución N° 162 del MENPET
- Medición Interna sin visualización por parte de Metano

Para tener un mayor control en los parámetros de calidad de gas en la descarga del Tren C en ESJ, al Sistema Anaco – Jose, se propone instalar un cromatógrafo en línea, que permita visualizar en tiempo real los valores de la calidad del gas así como las posibles desviaciones que puedan ocurrir por una parada programada o no programada de una de sus unidades. Como muy bien lo señala la Resolución N° 162 del MENPET, en sus artículos:

Artículo N° 14. En los puntos de recepción y entrega de gas del Sistema de Transporte, los cromatógrafos en línea previamente calibrados, serán de uso obligatorio para la determinación de la composición química del gas.

Artículo N° 40. Es obligación de los transportistas y distribuidores, mantener un registro actualizado, y disponible en tiempo real, de los valores y especificaciones requerido en las presentes Normas Técnicas Aplicables, así como de la información referente a la calidad del gas natural en los puntos de recepción y entrega de sus respectivos sistemas.

Una vez que se obtengan los valores en tiempo real de la cromatografía de gas de la descarga del Tren C en ESJ, aunado a la Cromatografía del gas de la descarga del Tren A y B en ESJ, se pueden estimar de manera precisa y en tiempo real, los valores de la Calidad del Gas que se transporta al

Sistema Anaco – Jose. Así como también, se puede desarrollar un Macro en Excel que permita generar alarmas cuando alguno de los valores cromatográficos se encuentren fuera de especificación, tomando como referencia la Norma COVENIN 3568:2 -2000 y la Resolución N° 162 del MENPET, las cuales indicaran los puntos límites.

Cuando surjan paradas programadas y no programadas en una de las unidades de los Trenes de las Planta de Procesamiento de Extracción San Joaquín, se podrá visualizar a través de la Macro desarrollada en Excel, las alarmas correspondientes a los valores de los componentes fuera de especificación en el gas. Permitiendo así al Ingeniero de Calidad de Gas, tomar las acciones pertinentes para reducir el impacto en los procesos operativos de los usuarios.

Dentro de las acciones que debería llevar a cabo el Ingeniero de Calidad de gas se considera, activar el protocolo de comunicación entre los Departamentos correspondientes que conforman los puntos medulares o estratégicos del Sistema de Transporte y Distribución de gas metano. Estos Departamentos son:

- Despacho Central de Gas
- Calidad de Gas
- Despacho Anaco
- Comercialización
- Usuarios

El Protocolo sería el siguiente:

- El Despacho Central de Gas, debe informar al Ingeniero de Calidad de gas del evento ocurrido.

- El Ingeniero de Calidad de Gas, se comunica al despacho Anaco para precisar la información del evento, y la estrategia de manejo del gas, para realizar las estimaciones de los valores de la calidad del gas en los Sistemas. Debe visualizar en la Macro de Excel, la alarma generada por este evento.

- El Ingeniero de Calidad de Gas debe informar al personal de Comercialización del área Oriente, el evento ocurrido, con la estrategia de manejo de gas, así como debe informar las estimaciones de las desviaciones en los valores de la Calidad del gas y los tiempos de llegada del gas fuera de especificación a las estaciones y a los usuarios.

- El personal de comercialización debe comunicar la información suministrada por el Ingeniero de Calidad de gas, a los usuarios que integran el Sistema Anaco – Jose, así como al personal de operaciones para que realicen las actividades respectivas para mantener la integridad del Sistema de Transporte.

Frecuentemente, el protocolo de comunicación falla en la primera etapa, cuando el Despacho Central de Gas debe informarle al Ingeniero de Calidad de gas del evento ocurrido. Cuando esto sucede, normalmente se cumplen los tiempos estimados de llegada del gas fuera de especificación a las estaciones y a los usuarios del Sistema Anaco – Jose, sin realizar aún la estimación de las desviaciones de la calidad del gas y el impacto en las instalaciones de PDVSA gas y de los usuarios, debido al desconocimiento de la información por parte del Ingeniero de Calidad de gas, comercialización y los usuarios. En consecuencia, Despacho Central de Gas o el personal de

comercialización recibe una queja por parte de los usuarios por la presencia en sus procesos internos gas fuera de los parámetros de calidad de gas, lo que puede acarrear a PDVSA gas una posible demanda por incumplimiento de contrato.

Para evitar este tipo de falla en el protocolo de comunicación, se puede emplear la herramienta desarrollada en Excel (Macro), que permite crear alarmas cuando el gas se encuentra fuera de especificación. Debido a que esta herramienta trabajaría con las señales, proyectadas por el SCADA a través del ASPEN, de los cromatógrafos en línea del Tren “A y B” y del Tren “C” de las Plantas de Procesamiento en Extracción San Joaquín. La Calidad del gas que llega a los usuarios presenta las siguientes características:

- Gas Seco
- Bajo contenido de componentes pesados
- Bajo contenido de H2O
- Alto contenido de H2S

TABLA N° 19. Valores de la Calidad del Gas que llega a los usuarios del Sistema Anaco – Jose.

COMPONENTES	UNIDAD	LIMITE	COVENIN 3568-2:2000	RESOLUCIÓN 162 MENPET	ETJ
NITROGENO	% mol	MAX	1	1	0,027
DIOXIDO DE CARBONO	% mol	MAX	8,50	4	7,708
METANO	% mol	MIN	80	80	84,277
ETANO	% mol	MAX	12	12	7,693
PROPANO	% mol	MAX	3	3	0,254
I-BUTANO	% mol	--	--	--	0,022
N-BUTANO	% mol	--	--	--	0,016
I-PENTANO	% mol	--	--	--	0,002
N-PENTANO	% mol	--	--	--	0,002
HEXANO	% mol	--	--	--	0,000
HEPTANO	% mol	--	--	--	0,000
OCTANO	% mol	--	--	--	0,000
NONANO	% mol	--	--	--	0,000
DECANO	% mol	--	--	--	0,000
UNDECANO MAS PESADOS	% mol	--	--	--	0,000
H2S	ppmv	MAX	12	6,790	11,522
AGUA	Lb/MMPCE	MAX	7	6,060	0,340
GPM	Adm	--	--	--	0,083
PODER CALORIFICO	BTU/PC	--	--	--	995,122
GRAV. ESPECIFICA	Adm	--	--	--	0,669
PESO MOLECULAR	Adm	--	--	--	19,306
C4+	% mol	MAX	1,50	1,50	0,042
C5+	% mol	--	--	--	0,004
C6+	% mol	--	--	--	0,000

Fuente: PDVSA, 2011.

Como se puede observar en la Tabla N° 19, se evidencia las siguientes desviaciones en la cromatografía del gas:

- Alto Contenido de CO₂ respecto a la Resolución N° 162 del MENPET
- Niveles de H₂S en el límite según lo indicado en la Resolución N° 162 del MENPET
- Sin medición Interna de los valores de la Calidad del Gas en el punto de entrega de gas a los usuarios.

Como indica la Resolución N° 162 del MENPET, en sus artículos N° 14 y 40 mencionados anteriormente, es obligatorio contar con cromatógrafos en línea en los puntos de entrega y recepción de gas de los Sistemas de Transporte y Distribución. PDVSA gas no cuenta con cromatógrafos en línea en los puntos de entrega de gas a los usuarios en el Sistema Anaco - Jose, realizando estimaciones con ecuaciones matemáticas, de los valores de la calidad del gas que se transporta y distribuye al Sistema Anaco – Jose.

Las razones que justifican la instalación de un cromatógrafo en línea en el Sistema Anaco – Jose, son las siguientes:

- Falla en el control de las Normativas COVENÍN 3568: 2-2000 y las NTA (Normas Técnicas Aplicables) para el aseguramiento de la Calidad del Gas en los Sistemas de Transporte y Distribución e Incumplimiento de los Compromisos Contractuales de PDVSA Gas Dirección Metano con los Usuarios del Mercado Interno .
- Riesgo crítico por el manejo de de Gas con Altos Contenidos de Contaminantes con posible afectación tanto al personal de PDVSA gas y de las empresas básicas de las diferentes Zonas Industriales, así como daños a las instalaciones y procesos de producción del parque industrial que conforman la red de usuarios de PDVSA gas.

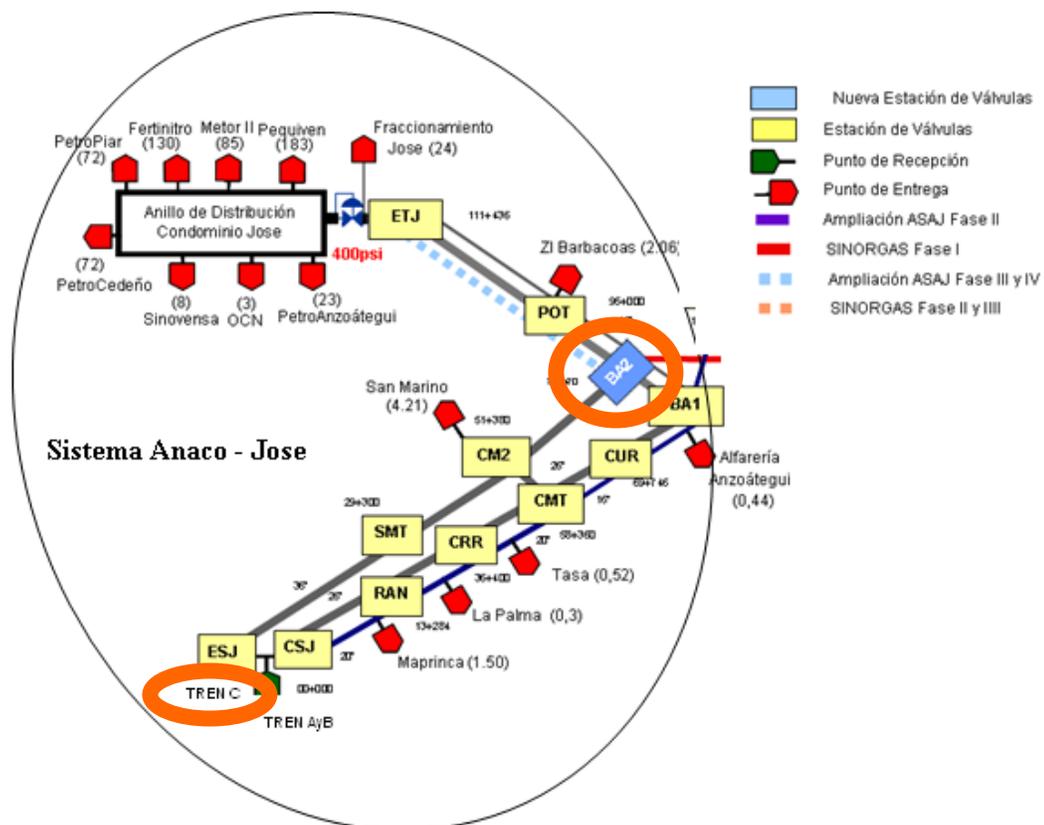
- Daños al ambiente debido al drenaje y quema de hidrocarburos saturados de contaminantes que fueron recibidos y transportados sin el debido control de la Calidad del Gas que nos suministran las fuentes de Producción.
- Daños a equipos de Regulación y Medición, y otros activos de PDVSA gas, además de la pérdida de capacidad en el Transporte de Gas, afectando a usuarios y usuarios en las Región de Oriente.
- Afectación a la imagen de PDVSA gas, como servicio público seguro y confiable, ante la sociedad y la opinión pública por los posibles daños generados en caso de presentarse situación de contaminación por falta de control de la Calidad del Gas transportado.
- Impacto en la producción de crudo y sus derivados, debido a la necesidad del cierre de pozos producto de las operaciones en el transporte de gas entregado fuera de especificaciones.

Por lo anteriormente expuesto, se realizó un estudio para proponer emplazamientos para la ubicación de equipos de cromatografía en línea en el Sistema Anaco – Jose, con el propósito de supervisar y controlar los valores de la calidad del gas en este Sistema.

A continuación se proponen emplazamientos para la ubicación de equipos de cromatografía en línea, en la Figura N° 20 se puede observar las estaciones que comprende el Sistema de Transporte y Distribución Anaco – Jose y los puntos estudiados para la ubicación de estos equipos. Se consideraron las siguientes variables: la ubicación que presentan algunas estaciones, el punto

de convergencia de uno o más gasoductos de transporte y distribución de gas, el nivel de exigencia de la Calidad del gas por los procesos operativos que realizan los usuarios que integran el Sistema Anaco – Jose, y la rentabilidad en la ubicación del cromatógrafo en una determinada estación. En tal sentido, se recomienda la instalación de cromatógrafos en línea, en la descarga de gas residual del Tren C de la Planta de Procesamiento de Extracción San Joaquín y en la estación Crucero de Barbacoas II perteneciente al Sistema Anaco – Jose.

FIGURA N° 20. Sistema Anaco - Jose



Fuente: Serrano y Marín, 2010.

Es importante recalcar, que se buscan estaciones donde se mezclen dos o más corrientes de gas como es el caso de la estación Crucero de Barbacoas

II. La Estación Terminal Jose cumple con este requisito, pero por presentar una distancia relativamente corta con respecto a los usuarios, el tiempo de respuesta a una contingencia es muy corto con respecto a la llegada del gas fuera de especificación a las instalaciones de los usuarios. Adicionalmente, se seleccionó la estación Barbacoas II porque es la estación inicial de un nuevo gasoducto “Sinorgas”, que transporta y distribuye gas a Margarita y al Sistema Anaco – Puerto la Cruz, (ver Figura N° 13), por lo que al instalar un cromatógrafo en BA2 se podrá conocer las composiciones del gas que se transporta hacia Margarita y parte del Sistema Anaco – Puerto la Cruz. De esta manera se estará aprovechando unas de las ventajas del cromatógrafo la cual es que puede analizar cuatro corrientes de gas al mismo tiempo. Por ciclo de análisis con un tiempo de regeneración de 3 minutos entre corriente y corriente.

En cuanto a los equipos que se evaluarán serán el Siemens y Daniel. Comenzando por el Siemens Modelo Maxum Edition II, el cual se presenta a continuación:

FIGURA N° 21. Cromatógrafo en línea Siemens.



Fuente: Siemens, 2010.

La Siemens es una compañía de talla mundial que tiene más de 40 años. Combina las herramientas analíticas con la cromatografía, ofrece al mercado un equipo con alta conexión en red Maxum Edition II, es un equipo diseñado para el análisis de la composición de las corrientes de gas, el cual ofrece bajos costos de operación e instalación, mayor flexibilidad de aplicación, alta confiabilidad y precisión en los resultados. Unos de los usuarios que tienen en sus plantas estos equipos son el Complejo Refinador Paraguaná (CRP), Fertilizantes Nitrogenados de Venezuela, FERTINITRO e YPERGAS Exploración, Producción y Comercialización industrial de gas libre, los cuales dan muy buenas referencias de los equipos Siemens.

A continuación se presenta el equipo Daniel modelo 700, el cual se muestra en la Figura N° 22.

FIGURA N° 22. Cromatógrafo de Daniel Modelo 700



Fuente: Siemens, 2010.

El modelo 700 es el más nuevo ofrecido de Daniel por cromatografía de gas montado. El Danalyzer dibuja una historia larga y funcionamiento de campo montado de casi 8000 instalaciones, la mayor parte están en ambientes

rugosos e incontrolados. Basados en la misma tecnología y software como la serie 500, el nuevo diseño (el modelo 700), ofrecido con bajos costos de operación e instalación, mayor flexibilidad de aplicación, legendaria confiabilidad y precisión, medición incomparable confiable.

Especificaciones de los cromatógrafos Siemens y Daniel

Para instalar el equipo de cromatografía se debe de evaluar las especificaciones del mismo para así verificar que dicho equipo sea compatible con la RTU (Unidad Terminal Remota) y el protocolo Modbus. En la Tabla N° 20 se presentan las especificaciones de dichos equipos.

TABLA N° 20. Especificaciones de los Cromatógrafos Siemens y Daniel

CARACTERÍSTICA	SIEMENS	DANIEL
Protocolo	Modbus	Modbus
Puerto Serial	Rs232 y Rs485	Rs232 y Rs485
Convertidor	Rs232/485 y Rs485/232	-
Columna	Capilar (2)	1 empacada
Tipo De Dectector	Ionización de llama	Ionización de llama
Suministro Eléctrico	120 Voltios ac, 60 Hz	24 Voltios dc.
Presión De Muestra Mínima	2 psig (15 KPa) la presión más baja opcional	De -20°F a 130°F (-20°C a 55°C)
Presión De Muestra Máxima	75 psig (515 KPa), la presión usual; más alta opcional	75 psig (515 KPa), la presión usual; más alta opcional.
Temperatura Ambiental	De 0°F a 122°F (-18°C a 50°C)	-
Temperatura De Muestra Máxima	250 °F (120 °C); la Temperatura más alta opcional	Desde 30°C a 60°C
Tiempo De Regeneración	Tres (3) minutos	Treinta (30) minutos
Medidor De H₂s	Si contiene	No contiene
Medición	Puede medir hasta ocho (8) corrientes al mismo tiempo	Puede medir solo tres (3) corrientes.

Fuente: PDVSA GAS, (2010)

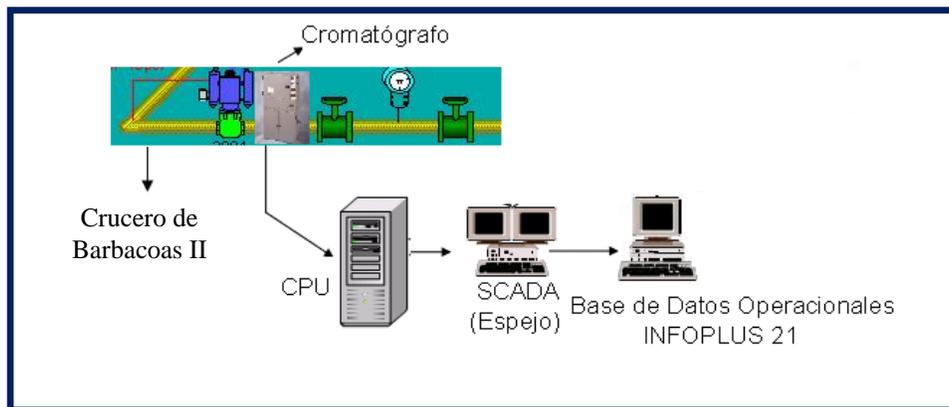
Como se puede observar en la Tabla N° 20, el cromatógrafo Siemens es el más apropiado para la organización para comprar, puesto que, entre sus especificaciones cuenta con el convertidor Rs232/485 y Rs485/232, por lo

que la organización se ahorraría la compra del mismo, por otra parte contiene medidor de H₂S y su tiempo de regeneración es de tres minutos mientras que el Daniel es de media hora, por esta razón se toma como equipo apropiado para el sistema el Cromatógrafo Siemens Modelo Maxum Edition II.

Comunicación del cromatógrafo con la sala de control operacional

A continuación se presenta la comunicación de las estación Crucero de Barbacoas II y el en las Figuras N° 23 y 24.

FIGURA N° 23. Comunicación Cromatógrafo Siemens en la estación Crucero de Barbacoas II con Despacho la Campiña.



Fuente: Ramírez, 2011.

En la estación Crucero de Barbacoas II estará instalado el cromatógrafo Siemens en línea, que es el encargado de enviar a la RTU (Unidad Terminal Remota) los componentes del gas, en la cual miden la "COMPOSICIÓN" del que se detallan en la Tabla N° 21.

TABLA N° 21. Componentes del gas

COMPONENTES	SIMBOLO	UNIDAD
NITROGENO	N ₂	% mol
DIOXIDO DE CARBONO	CO ₂	% mol
METANO	C1	% mol
ETANO	C2	% mol
PROPANO	C3	% mol
I-BUTANO	Ic4	% mol
N-BUTANO	nC4	% mol
I-PENTANO	iC5	% mol
N-PENTANO	nC5	% mol
HEXANO	C6	% mol
HEPTANO	C7	% mol
OCTANO	C8	% mol
NONANO	C9	% mol
DECANO	C10	% mol
UNDECANO MAS PESADOS	C11	% mol
ÁCIDOS SULFÚRICOS	H ₂ S	ppmv
AGUA	H ₂ O	Lb/MMPCE
GPM	CONTENIDO DE LÍQUIDO	Adm
PODER CALORIFICO		BTU/PC
GRAV. ESPECIFICA		Adm
PESO MOLECULAR		Adm
C4+	BUTANOS	% mol
C5+	PENTANOS	% mol
C6+	HEXANOS	% mol

Fuente: PDVSA GAS, (2011)

Una vez entregados estos datos a la RTU de campo, bajo el protocolo de comunicación Modbus, pasan a la caseta de telemetría (CPU), para que dichos datos se carguen en el sistema Scada (Maestro), para luego pasar a la base de dato operacional (B.D.O) que a su vez carga la información en la INFOPLUS, que serían todos los datos correspondientes a la medición hecha en campo.

Visualización de componentes de gas en el sistema SCADA

FIGURA N° 24. Visualización de los componentes en el SCADA.

COMPONENTES	MÍNIMO	MÁXIMO
METANO (C1)	78.00	84.00
ETANO (C2)	5.00	11.00
PROPANO (C3)	0.20	1.50
ISO-BUTANO (IC4)	0.01	0.50
N-BUTANO (NC4)	0.01	0.50
ISO-PENTANO (IC5)	0.01	0.50
N-PENTANO (NC5)	0.01	0.10
HEXANOS (C6+)	0.01	0.10
NITRÓGENO (N2)	0.01	0.10
DIÓXIDO DE CARBONO (CO2)	4.50	8.50
PODER CALORÍFICO	990.00	1060.00
GRAVEDAD ESPECÍFICA	0.60	0.70
PESO MOLECULAR PROMEDIO	18.00	20.00
CONTENIDO DE LÍQUIDO	0.05	0.55
CONTENIDO DE H2S	6.00	12.00
C5+	0.10	0.30

Fuente: PDVSA GAS, 2010.

La transmisión de datos del Cromatógrafo Siemens, se hace efectiva gracias a los protocolos de comunicación Modbus, el cual al llegar al sistema SCADA en Despacho (Caracas-PDVSA la Campiña) se hace un monitoreo constante de dichos componentes donde se puede observar cualquier variación de los mismos en tiempo real.

Adicionalmente, se debe aplicar un instrumento que oriente al mejoramiento del Sistema de Transporte y Distribución Anaco – Jose de Gas Metano de PDVSA Gas. Dicho instrumento se puede extrapolar a los otros Sistemas que conforman la red nacional de Transporte y Distribución de gas metano de PDVSA gas. .

Para la elaboración del instrumento se deben considerar las variables y la dimensión que conforma cada una de ellas, con el propósito de recolectar información actualizada, veraz y precisa sobre las consideraciones de calidad del gas metano utilizado por los usuarios industriales de PDVSA Gas en el Sistema Anaco – Jose. Para la recolección de los datos se puede emplear la técnica de la Encuesta y como instrumento el Cuestionario, el cual es definido por Sabino (1980) como “un formulario impreso, destinado a obtener respuestas sobre el problema en estudio y que el investigado o consultado llena por sí mismo” (p.160). Por lo que la información se puede obtener mediante la aplicación de un instrumento aplicado a los usuarios de PDVSA Gas en el Sistema Anaco -Jose.

El análisis de los resultados se puede realizar con base a un estudio comparativo y al razonamiento de los datos mediante un enfoque cuantitativo, plasmado a través de tablas de frecuencias y gráficos estadísticos (de barras).

Las variables a considerar para la elaboración del instrumento, y que permitan medir las consideraciones de Calidad de Gas Metano utilizado por los usuarios industriales que conforman el Sistema Anaco – Jose son:

1. Información sobre la Composición y las Propiedades del Gas Natural.

Las dimensiones de esta variable son:

1.1 Composición del Gas Natural, los indicadores son:

- 1.1.1. Contenido de C_4^+ en el gas metano suministrado por PDVSA Gas a sus usuarios del Sistema Anaco - Jose
- 1.1.2. Contenido de CO_2 en el gas metano suministrado por PDVSA Gas a sus usuarios del Sistema Anaco – Jose.

1.1.3. Contenido de H₂S en el gas metano suministrado por PDVSA Gas a sus usuarios del sistema Anaco – Jose.

1.2. Propiedades del Gas Natural. Esta dimensión consta de dos (2) indicadores:

1.2.1. El Poder Calorífico del gas metano suministrado por PDVSA Gas a sus usuarios del Sistema Anaco –Jose

1.2.2. La Temperatura de Rocío del gas metano suministrado por PDVSA Gas a sus usuarios del Sistema Anaco – Jose.

2. Los procesos de control de calidad utilizados para asegurar la adecuada composición y propiedades del Gas Natural suministrado por PDVSA Gas a sus usuarios del Sistema Anaco – Jose.

Las dimensiones de esta variable son:

2.1. El Conjunto de procedimientos y estrategias disponibles para verificar la Calidad del Gas, sus indicadores son:

2.1.1. Determinación de la composición del gas metano suministrado por PDVSA Gas a sus usuarios del Sistema Anaco –Jose.

2.1.2. Especificaciones del gas metano suministrado por PDVSA Gas a sus usuarios del Sistema Anaco – Jose

2.1.3. Toma manual de muestras de gas metano, como estrategia para el control de calidad del gas metano suministrado por PDVSA Gas a sus usuarios del Sistema Anaco – Jose.

2.2. Conjunto de procedimientos y estrategias tecnológicas disponibles, sus indicadores son:

2.2.1. Análisis Técnico en línea de Muestras del Gas Metano suministrado por PDVSA Gas a sus usuarios del Sistema Anaco – Jose.

- 2.2.2. Evaluación de Resultados del Análisis Técnico de las Muestras del Gas Metano realizado por PDVSA Gas.
- 2.2.3. Toma de decisiones con base en los resultados del Análisis Técnico de las Muestras del Gas Metano realizada por PDVSA Gas a sus usuarios del Sistema Anaco - Jose

3. Procesos Tecnológicos de información asociados al control de calidad de gas en los sistemas de transporte y distribución de PDVSA Gas

Las dimensiones de esta variable son:

- 3.1. Conjunto de procedimientos y estrategias tecnológicas disponibles, cuyo indicadores son:
 - 3.1.1. Obtención de información efectiva y oportuna para el control de calidad del gas metano suministrado por PDVSA Gas a sus usuarios del Sistema Anaco – Jose.
 - 3.1.2. Análisis en línea del gas metano suministrado por PDVSA Gas a sus usuarios del Sistema Anaco – Jose.
 - 3.1.3. Disposición de equipos de comunicación para la recolección de información de calidad del gas metano a un área central de proceso y operación.
- 3.2. Conjunto de procedimientos y estrategias manuales disponibles, siendo los indicadores los siguientes:
 - 3.2.1. Procesamiento de la información relacionada con la calidad del gas metano suministrado por PDVSA Gas a sus usuarios del Sistema Anaco – Jose.

3.2.2. Toma de decisiones sobre el control de calidad del gas metano suministrado por PDVSA Gas a sus usuarios del Sistema Anaco – Jose.

4. Factores asociados a la gestión de tecnología de información relativos al control de calidad de gas en los sistemas de transporte y distribución de PDVSA

Las dimensiones de esta variable son:

4.1. Normas y procedimientos para el control de calidad del gas suministrado a los usuarios del Sistema Anaco – Jose, los indicadores son:

4.1.1. Efectividad de la información procesada, para el control de calidad del gas metano suministrado por PDVSA Gas a sus usuarios.

4.1.2. Frecuencia de la información recibida, para el control de calidad del gas metano suministrado por PDVSA Gas a sus usuarios.

4.2. Sistemas de información utilizados para el control de calidad del gas suministrado a los usuarios, cuyos indicadores son:

4.2.1. Efectividad del manejo manual de información, para el control de calidad del gas metano suministrado por PDVSA Gas a sus usuarios.

4.2.2. Manejo digital de información, para el control de calidad del gas metano suministrado por PDVSA Gas a sus usuarios.

La aplicación de la encuesta es importante ya que permite conocer permanentemente la composición y las propiedades del gas metano transportado, a nivel nacional, en los sistemas de transporte y distribución de

PDVSA Gas de Anaco - Jose. Esta información es necesaria para poder supervisar la calidad del gas suministrado a los usuarios del mercado interno. De esta manera se puede comprobar si el gas transportado cumple con los compromisos adquiridos con los usuarios industriales, así como con las normas COVENIN para el transporte de gas por tuberías. Es necesario manejar información, en tiempo real, sobre la calidad del gas transportado por PDVSA Gas a nivel nacional. El manejo de información en tiempo real permite una supervisión oportuna, así como la posibilidad de tomar acciones a tiempo para solventar o minimizar el impacto que ocasiona el evento.

Es necesario disponer de cromatógrafos en línea que permitan disponer en forma centralizada la información sobre la calidad de gas del Sistema Anaco – Jose, o en su defecto a nivel nacional, permitiendo cumplir con el proceso de supervisión y control de este importante parámetro para el transporte y distribución de gas.

El uso de Cromatógrafos en Línea, le permite a PDVSA gas como transportista y distribuidor del gas la recepción oportuna, confiable y permanente de información sobre la calidad del gas transportado, a nivel nacional, permitiendo el análisis y toma decisiones de manera oportuna y en tiempo real. En el caso de desviaciones se podrá actuar oportunamente para corregirla. Asimismo, se podrá informar a los usuarios con suficiente antelación, para que tomen las medidas pertinentes para evitar la posible afectación a sus procesos.

Factibilidad económica, Tecnológica y Operacional de la propuesta.

Factibilidad técnica de la propuesta

En el Tabla N° 22 se compara la tecnología actual empleada por PDVSA gas para el control de la Calidad de gas en el sistema de transporte y distribución de gas metano Sistema Anaco - Jose y la tecnología propuesta en la investigación, instalación de los cromatógrafos en línea.

TABLA N° 22. Factibilidad técnica de la propuesta

Cromatógrafo en línea	Muestreo de Gas
<ul style="list-style-type: none">• Permiten conocer la composición del gas metano transportado en los gasoductos, en tiempo real.• Cualquier variación en la composición del gas se conoce de forma inmediata.• Pueden tomarse acciones correctivas de manera oportuna, al detectarse a tiempo desviaciones importantes en la Calidad del Gas.	<ul style="list-style-type: none">• Permiten conocer la composición del gas metano transportado por gasoductos a través de un Plan de Muestreo de gas que se realiza de manera bimensual, trimestral o anualmente.• Cualquier variación en la composición o calidad del gas no se podrá conocer de forma inmediata.• De presentarse alguna desviación en la composición del gas no se podrá tomar acciones correctivas en tiempo real.

Fuente: Ramírez, M (2011)

En cuanto a la factibilidad técnica que tiene la propuesta para PDVSA gas es que por medio de los equipos de cromatografía en línea se tendrá conocimiento del gas que se está transportando en tiempo real, de esta manera se podrán tomar medidas correctivas si se presenta alguna desviación y así se ayudaría a preservar sus instalaciones y la de sus usuarios. Por otra parte, también se puede decir que los equipos de cromatografía cumplen con lo establecido en los reglamentos y normativas

vigentes en la ley de hidrocarburos gaseosos.

Factibilidad económica

En la Tabla N° 23, se establece la factibilidad económica de la propuesta.

TABLA N° 23. Costos de análisis de cromatografía extendida

Razón	Costo por ensayo (Bsf.)	Ensayos Requeridos por punto	Horas/Hombres promedio por punto	Horas/Hombres promedio de Transporte por punto	Análisis Composición C ₁₁₊ por punto	Costo Total (Bsf.)
Medición H ₂ S	800	1				800,00
Medición H ₂ O	800	1				800,00
Horas/Hombres	12,5		1			12,50
Horas/Hombres	12,5			2		25,00
Composición C ₁₁₊ Gases	1.600				2	3.200,00
Costo Total Promedio						4.837,50
Costo Promedio Anual por 183 muestras						885.262,50

Fuente: PDVSA GAS, 2011.

En la Tabla N° 24, se detalla el costo del Cromatógrafo Siemens y la inversión total generada por la instalación del mismo.

TABLA N° 24. Costos asociados a la instalación del Cromatógrafo Siemens.

Costo del Equipo	Asesoría Técnica y Entrenamiento del personal de Operaciones	Costo Anual de Mantenimiento Preventivo	Inversión Total
\$ 100.000 Bsf. 430.000	\$ 5.000 Bsf. 21.500,00	Bsf. 24.000,00	Bsf. 475.500,00

Fuente: PDVSA GAS, 2011.

En la Tabla N° 25, se visualiza los costos asociados a la instalación del equipo Daniel.

TABLA N° 25. Costos asociados a la instalación del Cromatógrafo Daniel

Costo del Equipo	Asesoría Técnica y Entrenamiento del personal de Operaciones	Inversión Total
\$ 80.000 Bsf. 344.000	\$ 5.000 Bsf. 21.500,00	Bsf. 365.500,00

Fuente: PDVSA GAS, 2011

En la Tabla N° 26, se realiza el cálculo del costo beneficio, justificando la selección del equipo más conveniente para la organización.

TABLA N°26. Análisis Costo – Beneficio para la selección del Cromatógrafo más adecuado para la organización.

Equipo	Costo del Equipo	Inversión Total	Costo - Beneficio
DANIEL	\$ 80.000 Bsf. 344.000,00	Bsf. 365.500,00	<ul style="list-style-type: none"> • Declarados obsoletos en un promedio de 5 años. • No tiene garantía de servicio. • Los repuestos son hallados solo en el exterior del país.
SIEMENS	\$ 100.000 Bsf. 430.000,00	Bsf: 475.500,00	<ul style="list-style-type: none"> • Son modernizados al modelo anterior. • Garantía de servicio. • Los repuestos se pueden ubicar a nivel nacional.

Fuente: PDVSA GAS, 2011.

En lo que respecta a la factibilidad económica que presenta la propuesta para PDVSA GAS, es que se reducirían los costos generados por cada plan de muestreo, ya que PDVSA Gas invierte mucho dinero tanto al laboratorio que hace el análisis cromatográfico de la muestra como al personal que realiza el trabajo de campo. Como se puede observar en la Tabla N° 23 el costo por cada plan de muestreo es de BsF. 4837,50 siendo la inversión anual (183 toma de muestras) de BsF. 885262,50.

Por otra parte, al comparar los costos de los equipos se puede observar en la Tabla N° 24, que el equipo Siemens tiene un costo de 100 mil dólares a dólar oficial de BsF 4,3 es aproximadamente 430.000,00 BsF. Asesoría técnica de instalación y entrenamiento de operadores 5.000 dólares a BsF. 4,3 es BsF. 21.500,00 Costo anual de mantenimiento preventivo BsF. 24.000,00. Total inversión BsF. 475.500,00 Lo que hace factible la compra del equipo con tasa interna de retorno de la inversión de 6 meses. Por otra parte, al evaluar el costo del equipo Daniel se puede observar que la inversión total es de BsF. 365.500,00, a pesar de que la inversión es menor que la del equipo Siemens se puede observar en la Tabla N° 25, que el costo beneficio no es apropiado para la empresa puesto que son declarados obsoletos en un periodo de 5 años, mientras que el Siemens puede ser modernizado solo cambiando unas piezas, los repuestos de los equipos Daniel no se encuentra a nivel nacional mientras que los de la Siemens son fácil de ubicar, siendo ésta una razón más por la que se recomienda la instalación del equipo Siemens.

Factibilidad Operacional

Como se mencionó anteriormente, la instalación de Cromatógrafos en línea permitirá reducir en gran parte: los reclamos y demandas por alteración de la calidad del gas a ventas (Fertilizantes Nitrogenados, Metor II, Fraccionamiento Jose, etc.), así como las fallas en sistemas de medición,

regulación, alivio e instrumentación por presencia de sólidos y líquidos, como por ejemplo:

1. Incidentes (cierres de válvulas por taponamiento de tomas)
2. Incremento de frecuencias de mantenimiento a equipos
3. Costos por reposición / reparación de equipos dañados
4. Herramientas de limpieza y disposición de líquidos
5. Atención operacional (traslados a sitio) por falla de telemetría
6. Equipos de protección adicionales para el personal

También permitirá reducir las pérdidas de capacidad de transporte (-80 MMPCD) y la afectación a la imagen de PDVSA GAS. En la Tabla N° 27 se resumen los costos asociados al impacto por desviaciones en los valores de la Calidad del Gas en el Sistema Anaco- Jose.

TABLA N° 27. Impacto en la Calidad por las Fuentes de Anaco (Tren AyB y Tren C en Extracción san Joaquín)

INCIDENTE	COSTOS ESTIMADOS
Fallas en sistemas de medición, regulación, alivio e instrumentación por presencia de sólidos y líquidos	960 MMBsF.
Pérdidas por Capacidad de Transporte	-80 MMPCED = -20 MMBsF./ Año
Demandas	Fertilizantes Nitrogenados (2 MM\$)
Afectación a producción de LGN	-70 MMUS\$/año (Tren A, B y C en ESJ = 60 MBD * 18\$/Bbl (MI)*65 días)

Además, también se puede decir que los equipos de cromatografía cumplen con los artículos N° 14 al 26, de la norma vigente de calidad de gas, Resolución N° 162 publicada en la Gaceta Oficial de la República Bolivariana de Venezuela de fecha 18 de septiembre de 2007. Por lo cual se puede confirmar que si es rentable la propuesta de la investigación, la instalación de equipos de cromatografía en línea en el sistema de transporte y distribución

de gas metano Sistema Anaco –Jose contribuyen al control de la Calidad del Gas transportado por el Sistema Anaco – Jose.

CONCLUSIÓN Y RECOMENDACIONES

A continuación se presentan las conclusiones y recomendaciones derivadas del presente estudio y en donde se plantea la mejor propuesta de estrategias operacionales que contribuyen al control de la calidad de gas metano transportado por PDVSA gas en el Sistema Anaco – Jose.

- El sistema Anaco – Jose es un sistema de TyD muy sensible en términos de calidad de gas, debido a que los usuarios industriales emplean el gas como materia prima para el desarrollo de sus procesos.
- La calidad de gas transportado al sistema Anaco – Jose, depende directamente de la eficiencia y efectividad de las unidades de las Plantas de Procesamiento en Extracción San Joaquín (Tren A, B y C).
- Cuando se maneja el esquema de condición normal de operación en las Plantas de Procesamientos de ESJ, no existe afectación en los valores de la calidad de gas aportado al Sistema Anaco – Jose.
- Cuando se presenta la parada no programada de uno de los trenes de procesamiento en Extracción San Joaquín, la calidad del gas aportado al Sistema Anaco – Jose se ve afectado, ya que no cumple con las especificaciones de calidad de gas establecidas en la Norma COVENIN 3568 – 2:2000 y la Resolución N° 162 del MENPET.
- La cromatografía en línea es una técnica que permite obtener en tiempo real la composición química del gas transportado en cualquier punto del proceso. Cumpliendo así con lo establecido en los

reglamentos y normativas vigentes en la ley de hidrocarburos gaseosos.

- PDVSA gas actualmente cuenta solo con un cromatógrafo en línea en uno de los puntos de entrega de una de las fuentes que aportan gas al Sistema Anaco – Jose, careciendo de los mismos en el resto de los puntos estratégicos para controlar de manera eficiente la Calidad del gas Transportado y distribuido a los usuarios.
- PDVSA gas no posee cromatografía en línea en la descarga de gas del Tren “C” en Extracción San Joaquín, ni en los puntos de entrega de gas a los usuarios que conforman el Sistema de Transporte y Distribución Anaco – Jose.
- La técnica empleada actualmente por PDVSA gas para obtener la composición del gas en cualquier punto de la red de Transporte y Distribución del Sistema Anaco – Jose, es a través de un programa de toma de muestras de gas, el cual se realiza semestral o anualmente. Esta técnica no permite estimar, en tiempo real, los valores de la calidad de gas ante la parada no programada de una de las unidades de las Plantas de Procesamiento en ESJ.
- Al instalar cromatógrafos en línea se reducirían los costos generados por cada plan de muestreo, ya que PDVSA gas invierte mucho dinero, tanto en el laboratorio que hace el análisis cromatográfico de la muestra como en el personal que realiza el trabajo de campo.

- La instalación de Cromatógrafos en línea permitirá reducir en gran parte: los reclamos y demandas por alteración de la calidad del gas a ventas de los usuarios: Fertilizantes Nitrogenados, Meteor II, Fraccionamiento Jose, entre otros; así como, permitirá disminuir las fallas en los sistemas de medición, regulación, alivio e instrumentación por presencia de sólidos y líquidos; permitirá reducir las pérdidas de capacidad de transporte y la afectación a la imagen de PDVSA gas.
- El protocolo de comunicación de PDVSA gas empleado cuando surge paradas programadas o no de una unidad (es) en las Plantas de Procesamiento de Extracción San Joaquín, presenta debilidades que dificultan la toma de acciones preventivas y en consecuencia, afecta las estimaciones de los valores de la calidad de gas en tiempo real.
- La instalación del cromatógrafo en línea Siemens es el más recomendado en este estudio. Una de las razones es que puede ser modernizado solo cambiando unas piezas, los repuestos de los equipos son fáciles de ubicar, cuenta con un convertidor RS232/485 y RS485/232, posee medidor de H₂S y el tiempo de regeneración es de tres (3) minutos.
- Se sugiere instalar cromatógrafos en línea en la descarga de gas del Tren "C" en las Plantas de Procesamiento en Extracción San Joaquín, con el propósito de visualizar en tiempo real los valores de la calidad del gas, así como las posibles desviaciones que puedan presentarse ante la parada no programada de una de las unidades en ESJ.

- También se propone instalar un cromatógrafo en línea, preferiblemente Siemens, en la estación Crucero de Barbacoas II (BA2), por ser la estación que presenta más bondades con respecto a todas las estaciones que conforman el Sistema Anaco- Jose; dentro de las bondades se mencionan: la ubicación que presenta la estación, el punto de convergencia de más de un gasoducto de transporte del gas, y la rentabilidad que proporciona la instalación del cromatógrafo en esta estación.
- Se propone desarrollar una Macro en Excel, que permita generar alarmas cuando los valores cromatográficos de calidad del gas se encuentre fuera de los parámetros establecidos en las Normativas vigentes. Adicionalmente, este instrumento permite activar de manera eficiente y efectiva el protocolo de comunicación ante una parada no programad de una unidad en las Plantas de Procesamiento de Extracción San Joaquín (ESJ).
- Se recomienda realizar encuestas a los usuarios, como un instrumento que oriente al mejoramiento en el Control de la Calidad del Gas en el Sistema de Transporte y Distribución Anaco – Jose.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ABC del Petróleo y Gas (2005). Biblioteca del Instituto Argentino de Gas y Petróleo. Autor.

Arias, F. (1999). El Proyecto de Investigación. Guía para su elaboración. Caracas: Episteme.

Arias, F. (2004). El Proyecto de Investigación. Caracas: Episteme.

Balestrini, M. (2002). Cómo se elabora el proyecto de Investigación (6th ed.). Caracas: Servicio Editorial BL.

Barberii E. (1998). El Pozo Ilustrado. Programa de Educación Petrolera PDVSA. (4th ed.) Caracas: Fonciéd.

Barberii E., Quintini C., De la Cruz M., y colegas (1989). La Industria Venezolana de los Hidrocarburos. Tomo I. (1th Ed.). Caracas: CEPET.

Basanta C., y Ruza A. (2008). Evaluación de la calidad del gas que se maneja en la estación principal Ballenas. Colombia. Trabajo de Investigación. INTEVEP, S.A.

Crosby P. (1987). La calidad no cuesta. (2th ed.). México: Continental.

David J. (1998). Evaluación integral de los Sistemas de Calidad de Gas en línea de la Red de Transmisión y Distribución de PDVSA Gas. Trabajo de Investigación. INTEVEP S.A

Deming E., Medina J., y Ballester Mercedes. (1989). *Calidad, productividad y competitividad. La salida de la crisis.* Madrid: Díaz de Santo.

Díaz R. (2006). *Documentación Técnica del Sistema Supervisión de Gas SISUGAS.* PDVSA GAS. Autor.

Enrick N., Lester R., y Mottley H. (1989). *Control de Calidad y Beneficio Empresarial.* Madrid: Díaz de Santo.

Fernández J. (2004). *Estudio de la influencia del tratamiento térmico en lechos sólidos para la remoción de H₂S del gas natural.* Trabajo de Investigación. INTEVEP, S.A.

Gomis J., Rondón E., y Caronil P. (1996). *Estrategia de manejo y tratamiento del gas de la FBO a corto y mediano plazo.* Trabajo de Investigación. INTEVEP, S.A.

González L., Ascanio J., Rosas L., y colegas. (2008). *Manual de Información Sistema de Transporte y Distribución.* PDVSA GAS. Autores.

González C., Diego (2004). *Las Reservas del Petróleo y Gas en Venezuela.* Revista Petroleum. Maracaibo, Venezuela.

Hernández S., Fernández C. y Baptista L. (1998). *Metodología de la Investigación.* (2th Ed.). México: Mc Graw Hill.

Jennings, W. (1987). *Analytical Gas Chromatography.* Academic Press. USA.

Juran J. (1996). *Juran y la calidad por el diseño*. Madrid: Ediciones Díaz de Santos.

Mcnair, H. and Bonelli, E. J. (1969). *Basic Gas Chromatography*. 5th Edition. Varian Aerograph. USA.

Ministerio de Ciencia y Tecnología (1999). *La Energía en España, Madrid*.

Norma COVENIN 3568-1-2000. *Gas Natural. Características mínimas de calidad. Parte 1: Introducción general, definiciones y conceptos*. FONDONORMA.

Norma COVENIN 3568-2-2200. *Gas Natural. Características mínimas de calidad. Parte 2: Gas de uso general para sistemas de transporte troncales de libre acceso*. FONDONORMA.

Oilfield Review. *Un dinámico mercado global del gas*. Ejemplares Invierno 2003 - 2004. Editada por Sede Técnica. Publicación mensual del Club Español de Petróleo.

OilGas. Ejemplares 1999 – 2001. Editada por Sede Técnica. Publicación mensual del club Español de Petróleo.

PDVSA (1999). *Natural Gas Venezuela*. Caracas. Autor.

PDVSA (2001). *Temas Petroleros, Programa de Educación Petrolera, Gas Natural Aspectos Básicos, Gas Natural Composición y Usos*. Biblioteca Nacional. Caracas. Autor.

PDVSA GAS (2002/2003/2006/2008). *Venezuela Gas Natural*. Caracas.

Autor

Pick, S. y Velasco, A. (2005). *Cómo Investigar en Ciencias Sociales*. (5th Ed.). México: Trillas.

Pirela J., y Lattanzio S. (2001). Evaluación de la calidad del gas natural en el sur del Estado Monagas. Trabajo de Investigación. INTEVEP, S.A.

Rondón E. (2008). *Ingeniería de procesos de superficie de gas natural. Programa por módulos*. Consultores OPIC. Autor. Caracas.

Tamayo y Tamayo, M. (2006). *Diccionario de la Investigación Científica*. (2th ed.). México: Limusa Noriega.

Universidad Nacional Experimental Politécnica de la Fuerza Armada (2006). *Lineamientos Generales para la elaboración y evaluación del Trabajo de Investigación*. Caracas: UNEFA.

Universidad Nacional Experimental Politécnica de la Fuerza Armada (2005). Reglamento de Investigación. Caracas: UNEFA.

Ven Line (2007). Seminarios Técnicos. Autor.