

**UNIVERSIDAD CIENFUEGOS
"CARLOS RAFAEL RODRIGUEZ"**



UNIVERSIDAD
CIENFUEGOS
Carlos Rafael Rodríguez

**EVALUACIÓN Y PROPUESTA DE MEJORAS DE LAS ESTACIONES Y
RED DE DISTRIBUCIÓN DE GAS DOMÉSTICO DEL MUNICIPIO
MIRANDA ESTADO ZULIA**

Tesis en opción al grado académico de Master en Eficiencia Energética

Autor: Ing. Yvonne Vicky Rincón Carvajal

Tutor: Dr. Félix González Pérez

Cabimas, noviembre de 2011

Dios concede la victoria a la constancia

Simón Bolívar

DEDICATORIA

A mi papá y a mi mamá: Guido Rincón e Yvonne Carvajal de Rincón, quienes son mi mayor motivación, grandes orgullos y guías en todo momento, permitiendo con gran confianza de su parte, ir creando mi futuro y luchar sin límites tras mis metas.

A mis hermanos: Wendy, Guido e Yvette, quienes desde pequeños han compartido conmigo, llenándome de amor y felicidad, por lo que quiero que este logro les sirva de ejemplo y motivación para sus vidas.

A toda mi familia: que me han motivado para ser mejor cada día llenándome de felicidad en esta trayectoria, y haciéndome ver que mientras Dios lo permita y nosotros nos lo propongamos cualquier cosa podremos lograr.

A todos mis amigos y profesores, especialmente a Ernesto Piña, Marcos López, Ana Ochoa, Norvys González, Luz Hernández, Leigniz Pérez, Joan Cordova, Carlos Davalillo, Profesor Félix González, quienes han estado a mi lado compartiendo y ayudándome en todo lo posible. Me han cobijado con su amor fraternal en mi estancia universitaria, alegrando mis días y fortaleciendo mi vida. Con sus valiosos aportes me han enseñado muchas de las cosas que he necesitado y no solo lo que he querido.

AGRADECIMIENTO

Le agradezco a Dios por darme la capacidad de soñar y la posibilidad de convertir mis sueños en realidad, rodeándome de personas maravillosas como mi familia, profesores, inolvidables compañeros y amigos de clases que han estado a mi lado.

Le agradezco a mis casas de estudio CIENFUEGOS y UNERMB, así como a los profesores y amigos, a todos lo que han formado parte de mi profesión, especialmente a Ernesto Piña, Marcos López, Ana Ochoa, a los profesores Félix González, Anibal Borroto, Yuleida Romero y Mikeilniel Richards quienes confiaron en mí y me brindaron apoyo incondicional. Me han llenado de enseñanzas de vida y profesión, de deseos de crecer y ser mejor cada día.

A mi mamá, papá y hermanos, por su paciencia, ánimo y confianza, especialmente a mi hermana Wendy, por acompañarme en todo momento colmándome de fuerzas para continuar mi trayectoria con dedicación y perseverancia para lograr mis metas.

A SUGAS, por darme la oportunidad de aportar mis conocimientos y adquirir otros con el desarrollo de esta investigación. Así como a PDVSA GAS, por apoyarme, aclarando muchas dudas, facilitando el desarrollo de este estudio.

Gracias a todos los que me ayudaron a lograr la meta alcanzada, transitando junto a mi este hermoso camino, estando atentos siempre y queriéndome así como soy, haciendo mi vida más simple e iluminando cada momento.

ÍNDICE GENERAL

DEDICATORIA.....	III
AGRADECIMIENTO.....	IV
ÍNDICE GENERAL.....	V
ÍNDICE DE FIGURAS.....	VIII
ÍNDICE DE GRÁFICOS.....	XII
ÍNDICE DE TABLAS.....	XIII
RESUMEN.....	XV
ABSTRACT.....	XVI
INTRODUCCIÓN.....	1
CAPÍTULO I.....	7
ESTADO DEL ARTE. SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN DE GAS DOMÉSTICO.....	7
1.1 Reservas de gas a nivel mundial.....	7
1.2 Valoración de los sistemas de distribución de gas doméstico en el contexto nacional.....	7
1.2.1 Revolución del gas en Venezuela/proyectos de gas en Venezuela.....	12
1.3 Ciclo de vida del gas natural.....	14
1.4 Sistema de entrega de gas.....	18
1.5 Problemas ambientales que ocasiona.....	21
1.6 Normas aplicadas en las estaciones y redes de distribución.....	23
1.6.1 Normas de seguridad usadas en las estaciones de redes domésticas.....	23
1.6.2 Norma relacionada con el control de calidad.....	25
1.6.3 Normas de seguridad aplicables en operaciones de las estaciones de redes domésticas.....	26
1.7 Características generales de las estaciones y redes de distribución.....	28
1.7.1 Sistema de alta presión.....	28
1.7.2 Sistema de mediana presión.....	28
1.7.3 Sistema de baja presión.....	30
1.8 Componentes básicos de una estación.....	31
1.9 Red de distribución.....	31
1.9.1 Cálculo de redes de gas.....	35
1.10 Factores para el diseño de redes de gas.....	36
1.10.1 Requerimientos de consumo.....	36
1.10.2 Puntos de suministro.....	36
1.10.3 Alimentadores de mediana presión.....	37
1.11 Mantenimiento del sistema de distribución.....	37

1.12 Confiabilidad operacional	37
1.13 Eficiencia energética	37
1.14 Problemas o riesgos más frecuentes del uso del gas natural	38
Conclusiones parciales	39
CAPÍTULO II	42
CARACTERIZACIÓN DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN DE GAS DOMÉSTICO DEL MUNICIPIO MIRANDA.....	42
2.1 Caracterización del proceso de obtención y suministro del gas doméstico en el municipio Miranda	42
2.1.1 Estaciones.....	50
2.1.2 Red de alimentación y distribución.....	53
2.2 Procedimiento para el diagnóstico del sistema	54
2.2.1 Técnicas de recolección de datos	55
2.3 Programa PIPESIM como herramienta de simulación para identificar los problemas presentes en el sistema de distribución.....	57
Conclusiones parciales	61
CAPÍTULO III	63
DIAGNÓSTICO Y PROPUESTA DE MEJORAS PARA EL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN DE GAS DOMÉSTICO	63
3.1 Diagnosticar el sistema	63
3.1.1 Estación principal	65
3.1.1.1 Elementos de la estación principal	65
3.1.2 Estación secundaria	69
3.1.2.1 Elementos de la estación secundaria	69
3.1.3 Red de alimentación y distribución.....	71
3.2 Evaluación del sistema utilizando como herramienta el programa PIPESIM, proponiendo nuevos arreglos o soluciones en el sistema, estableciendo para ello el mejor esquema operacional	72
3.2.1 Características dinámicas de la red	72
3.2.2 Estabilidad de la red	73
3.2.2.1 Puntos críticos de la red	73
3.2.3 Aspectos técnicos de la simulación	78
3.2.3.1 Características del simulador PIPESIM.....	78
3.2.3.2 Resultados claves de la simulación con PIPESIM	80
3.2.4 Simulación de la estación de flujo	80
3.3 Establecimiento de causas.....	81
3.3.1 Estaciones de distribución.....	81
3.3.1.1 Estación principal	81
3.3.1.2 Estación secundaria	82

3.3.2 Red de distribución.....	82
3.4 Propuesta de mejoras	83
3.4.1 Mantenimientos pertinentes	85
Conclusiones parciales	86
CAPÍTULO IV	89
ANÁLISIS TÉCNICO ECONÓMICO DE LAS MEJORAS PROPUESTAS	89
4.1 Conceptualización de la propuesta	89
4.2 Objetivo de la propuesta.....	89
4.3 Alcance de la propuesta.....	90
4.4 Descripción de la propuesta.....	90
4.4.1 Modificaciones al diseño y operación de las estaciones de distribución	90
4.4.2 Modificaciones al diseño y operación de la red de distribución de gas	91
4.5 Costos	95
4.5.3.1 Costo de sustitución de equipos.....	95
4.5.2 Estudio de factibilidad.....	97
4.5.3 Factibilidad técnica.....	97
4.5.4 Factibilidad económica	98
4.5.5 Factibilidad social	98
4.5.6 Factibilidad institucional.....	98
Conclusiones parciales	99
CONCLUSIONES GENERALES.....	101
RECOMENDACIONES	103
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	105
ANEXOS	108
Descripción de formato de mantenimiento e inspección	171

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1. Esquema general de recolección y distribución de gas.....	17
Figura 2. Transmisión y distribución del gas natural	20
Figura 3. Instalación típica de sistemas de transporte, distribución y domiciliario de gas natural [46].....	34
Figura 4. Arreglo de redes de gas en el simulador PIPESIM 2008.1	59
Figura 5. Caracterización del proceso de suministro de gas al municipio Miranda. Fuente: Rincón, (2011).....	114
Figura 6. Caracterización del proceso de suministro de gas al municipio Miranda. Fuente: Rincón, (2011).....	115
Figura 7. Plano de la estación principal SUGAS. Fuente: Rincón, (2011).....	116
Figura 8. Plano de la estación secundaria SUGAS. Fuente: Rincón, (2011).	117
Figura 9. Zona Norte del plano de la red de distribución del municipio Miranda. Fuente: SUGAS, (2011).	118
Figura 10. Zona Norte del plano de la red de distribución del municipio Miranda. Fuente: SUGAS, (2011).	119
Figura 11. Zona Centro del plano de la red de distribución del municipio Miranda. Fuente: SUGAS, (2011).	120
Figura 12. Zona Sur del plano de la red de distribución del municipio Miranda. Fuente: SUGAS, (2011).	121
Figura 13. Zona Sur del plano de la red de distribución del municipio Miranda. Fuente: SUGAS, (2011).	122
Figura 14. Estación principal de SUGAS. Fuente: Rincón, (2011).	123
Figura 15. Estación principal de SUGAS. Fuente: Rincón, (2011).	123
Figura 16. Estación principal de SUGAS. Fuente: Rincón, (2011).	124
Figura 17. Estación secundaria de SUGAS. Fuente: Rincón, (2011).	124
Figura 18. Estación principal de SUGAS. Fuente: Rincón, (2011).	125
Figura 19. Estación principal de SUGAS. Fuente: Rincón, (2011).	125
Figura 20. Barra de herramientas para la selección de componentes de la red en PIPESIM versión 8.1. Fuente: Rincón, (2011).....	126
Figura 21. Selección de propiedades para las líneas de la red en PIPESIM versión 8.1. Fuente: Rincón, (2011).....	126
Figura 22. Selección de propiedades para las fuentes de la red en PIPESIM versión 8.1. Fuente: Rincón, (2011).	127
Figura 23. Selección de propiedades para los sumideros de la red en PIPESIM versión 8.1. Fuente: Rincón, (2011).	127
Figura 24. Diagrama de flujo de proceso del sistema de distribución de gas doméstico del municipio Miranda en PIPESIM versión 8.1. Fuente: Rincón, (2011)....	128

Figura 25. Diagrama de flujo de proceso del sistema de distribución de gas doméstico del municipio Miranda (Zona Norte) en PIPESIM versión 8.1. Fuente: Rincón, (2011).....	128
Figura 26. Diagrama de flujo de proceso del sistema de distribución de gas doméstico del municipio Miranda (Zona Norte) en PIPESIM versión 8.1. Fuente: Rincón, (2011).....	129
Figura 27. Diagrama de flujo de proceso del sistema de distribución de gas doméstico del municipio Miranda (Zona Norte) en PIPESIM versión 8.1. Fuente: Rincón, (2011).....	129
Figura 28. Diagrama de flujo de proceso del sistema de distribución de gas doméstico del municipio Miranda (Zona Centro) en PIPESIM versión 8.1. Fuente: Rincón, (2011).....	130
Figura 29. Diagrama de flujo de proceso del sistema de distribución de gas doméstico del municipio Miranda (Zona Sur) en PIPESIM versión 8.1. Fuente: Rincón, (2011).....	130
Figura 30. Diagrama de flujo de proceso del sistema de distribución de gas doméstico del municipio Miranda (Zona Sur) en PIPESIM versión 8.1. Fuente: Rincón, (2011).....	131
Figura 31. Selección de componentes o datos de la corriente de alimentación en PIPESIM versión 8.1. Fuente: Rincón, (2011).....	131
Figura 32. Selección del método termodinámico en PIPESIM versión 8.1. Fuente: Rincón, (2011).....	132
Figura 33. Corrida de la simulación en PIPESIM versión 8.1. Fuente: Rincón, (2011).....	132
Figura 34. Líneas críticas del diagrama de flujo de proceso del sistema de distribución de gas doméstico del municipio Miranda (Zona Norte) en PIPESIM versión 8.1. Fuente: Rincón, (2011).	133
Figura 35. Líneas críticas del diagrama de flujo de proceso del sistema de distribución de gas doméstico del municipio Miranda (Zona Norte) en PIPESIM versión 8.1. Fuente: Rincón, (2011).	133
Figura 36. Líneas críticas del diagrama de flujo de proceso del sistema de distribución de gas doméstico del municipio Miranda (Zona Norte) en PIPESIM versión 8.1. Fuente: Rincón, (2011).	134
Figura 37. Líneas críticas del diagrama de flujo de proceso del sistema de distribución de gas doméstico del municipio Miranda (Zona Centro) en PIPESIM versión 8.1. Fuente: Rincón, (2011).	134
Figura 38. Líneas críticas del diagrama de flujo de proceso del sistema de distribución de gas doméstico del municipio Miranda (Zona Sur) en PIPESIM versión 8.1. Fuente: Rincón, (2011).	135
Figura 39. Líneas críticas del diagrama de flujo de proceso del sistema de distribución de gas doméstico del municipio Miranda (Zona Sur) en PIPESIM versión 8.1. Fuente: Rincón, (2011).	135

Figura 40. Simulación de la estación principal de distribución SUGAS- Fuente: Rincón, (2011).....	136
Figura 41. Simulación de la estación secundaria de distribución de SUGAS. Fuente: Rincón, (2011).....	136
Figura 42. Plano de propuesta de estación principal SUGAS. Fuente: Rincón, (2011).....	137
Figura 43. Zona Norte del plano de la red de distribución del municipio Miranda. Fuente: Rincón, (2011).....	138
Figura 44. Zona Norte del plano de la red de distribución del municipio Miranda. Fuente: Rincón, (2011).....	139
Figura 45. Zona Centro del plano de la red de distribución del municipio Miranda. Fuente: Rincón, (2011).....	140
Figura 46. Zona Sur del plano de la red de distribución del municipio Miranda. Fuente: Rincón, (2011).....	141
Figura 47. Regulador de presión. Debería estar instalado en la línea de gas secundaria. Fuente: Rincón, (2011).	142
Figura 48. Medidor de flujo y presión “registrador”. Fuente: Rincón, (2011).	142
Figura 49. Disco para lectura del flujo activa por PDVSA. Fuente: Rincón, (2011).	143
Figura 50. El separador no tiene instalado una válvula de seguridad. Fuente: Rincón, (2011).....	143
Figura 51. Sistema de alivio. La tubería de alivio de venteo no está conectada al sistema de gas principal. Fuente: Rincón, (2011).	144
Figura 52. Válvula de seguridad. La válvula de seguridad en la salida de la estación no está conectada a la línea de venteo. Fuente: Rincón, (2011).	144
Figura 53. Válvulas de bola de la estación. Fuente: Rincón, (2011).	145
Figura 54. Válvula de compuerta instalada en la estación. Fuente: Rincón, (2011).....	145
Figura 55. Manómetro. Ubicado en la entrada de la estación presenta signos de falta de mantenimiento. Fuente: Rincón, (2011).....	146
Figura 56. Manómetro dañado. Fuente: Rincón, (2011).....	146
Figura 57. Manómetro del separador con dificultades para visualizar medidas. Fuente: Rincón, (2011).....	147
Figura 58. Ausencia de instrumento de medición. Fuente: Rincón, (2011).	147
Figura 59. Válvula de control. Instalada en la entrada de la estación presenta falta de calibración. Fuente: Rincón, (2011).....	148
Figura 60. Separador de la estación. Fuente: Rincón, (2011).....	148
Figura 61. Trampa de condensado del separador. La válvula de drenaje de condensado del separador no se pudo operar. Fuente: Rincón, (2011).	149
Figura 62. Regulador del interruptor de presión. No se encuentra fijo al sistema. Fuente: Rincón, (2011).....	149
Figura 63. La fosa del odorizador esta desconectada a la estación. Fuente: Rincón, (2011).....	150

Figura 64. Válvula de compuerta. Instaladas para el paso del gas son de compuerta, deben ser de bola. Fuente: Rincón, (2011).	150
Figura 65. Bridas de la estación. Algunas bridas presentan falta de espárragos y tuercas. Fuente: Rincón, (2011).	151
Figura 66. Instrumentos de medición de temperatura y presión. Presentan falta de mantenimiento. Fuente: Rincón, (2011).	151
Figura 67. Válvula de control. Fuente: Rincón, (2011).	152

ÍNDICE DE GRÁFICOS

Gráfico 1. Diagrama de fases de la muestra de gas natural mostrada en la tabla No. 2. Fuente: Rincón (2011).	110
Gráfico 2. Distribución de suscriptores por sector. Fuente: Rincón, (2011).	111
Gráfico 3. Distribución de suscriptores por tipo de consumo. Fuente: Rincón, (2011).	112
Gráfico 4. Caída de Presión como función de la distancia. Fuente: Rincón, (2011).	113

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. Distribución del gas licuado en Venezuela	17
Tabla 2. Factura por consumo de gas metano. Fecha: 03/05/2011.	45
Tabla 3. Composición del gas que alimenta la red de acuerdo al análisis de la gerencia de fraccionamiento Occidente. Superintendencia Bajo Grande laboratorio planta de fraccionamiento Bajo Grande reporte de la calidad del gas. Fecha: 03/05/2011.	49
Tabla 4. Mediciones de Gas. La nomenclatura empleada es la siguiente: ΔP es la presión diferencial, P la presión, P_s es la presión estática, Q el caudal, Q es el caudal promedio, cum Q es el caudal acumulado, d los días y F el factor diario.	51
Tabla 5. Líneas con problemas en la red de distribución de gas.....	74
Tabla 6. Pérdidas de presión total en la red.	77
Tabla 7. Resultados de la simulación para las modificaciones propuestas.	92
Tabla 8. Pérdidas de presión total en la red con las modificaciones propuestas.	95
Tabla 9. Resumen de costos para la propuesta de mejoras.	96
Tabla 10. Inventario de la estación principal de limpieza, regulación, medición y control	153
Tabla 11. Válvula de bola.....	154
Tabla 12. Válvula de control con actuador	154
Tabla 13. Válvula de bola.....	155
Tabla 14. Válvula de compuerta (cerrada)	155
Tabla 15. Válvula de bola.....	156
Tabla 16. Válvula de bola (cerrada)	156
Tabla 17. Válvula de bola.....	157
Tabla 18. Válvula de bola (cerrada)	157
Tabla 19. Separador tipo peerless	158
Tabla 20. Válvula de seguridad	158
Tabla 21. Válvula de bola (cerrada)	158
Tabla 22. Válvula de bola.....	159
Tabla 23. Regulador de presión (válvula de regulación automática).....	159
Tabla 24. Porta orificio	159
Tabla 25. Registrador neumático	160
Tabla 26. Válvula de bola.....	160
Tabla 27. Termómetros (2).....	160
Tabla 28. Manómetros (5).....	160
Tabla 29. Tuberías	161

Tabla 30. Inventario de la estación secundaria de regulación, odorización y control ...	161
Tabla 31. Válvula de bola (cerrada)	162
Tabla 32. Regulador de presión (cerrada).....	162
Tabla 33. Válvula de bola (cerrada)	163
Tabla 34. Válvula de bola (cerrada)	163
Tabla 35. Válvula de control con actuador (cerrada).....	164
Tabla 36. Válvula de bola (cerrada)	164
Tabla 37. Válvula tipo compuerta	164
Tabla 38. Válvula tipo compuerta	165
Tabla 39. Tuberías	165
Tabla 40. Odorante	165
Tabla 41. Termómetro (1).....	165
Tabla 42. Manómetro (1).....	165
Tabla 43. Suscriptores por tipo de consumo.	166
Tabla 44. Presupuesto de las estaciones principal y secundaria de SUGAS.....	167
Tabla 45. Presupuesto parcial de las estaciones de distribución de gas.	169
Tabla 46. Presupuesto para las modificaciones a la red de distribución de gas.	170
Tabla 47. Formato para historial de fallas.	175
Tabla 48. Formato de orden de trabajo.	176
Tabla 49. Formato de inspección.	177
Tabla 50. Formato de actividades de mantenimiento.....	178

Autor: Ing. Yvonne Vicky Rincón Carvajal. Tutor: Dr. Félix González Pérez.
EVALUACIÓN Y PROPUESTA DE MEJORAS DE LAS ESTACIONES Y RED DE DISTRIBUCIÓN DE GAS DOMÉSTICO DEL MUNICIPIO MIRANDA ESTADO ZULIA.
Universidad de Cienfuegos “Carlos Rafael Rodríguez”. Tesis en opción al grado académico de Master en Eficiencia Energética. Cabimas, noviembre 2011. pp. 197.

RESUMEN

El propósito del estudio fue evaluar la eficiencia energética del sistema de distribución de gas doméstico del Municipio Miranda compuesto por dos estaciones y la red, para ofrecer servicios óptimos a la comunidad, teniendo como objetivos específicos diagnosticar la condición actual del sistema de distribución de gas doméstico, identificar las fallas de los equipos e instrumentos, las caídas de presión fuera de rango de operación presentes en el sistema, precisar oportunidades de mejoras para las estaciones y la red evaluadas técnica y económicamente, fundamentado teóricamente por ICONSA, Altmann, Carolina y PDVSA GAS, por mencionar algunos. Esta investigación de tipo descriptiva, documental y de campo, con diseño no experimental y transversal. La unidad de análisis consta de las estaciones y red de distribución de SUGAS como censo poblacional, apoyado en técnicas de recolección de datos como la observación directa y entrevistas semi-estructuradas, visualizando las condiciones del sistema, con una visión precisa que permite analizar y proponer, evaluando así los puntos de urgencia. Para esta investigación se emplearon instrumentos de medición, procedimientos y simuladores como el programa PIPESIM, que permiten el análisis del impacto de cambios en las condiciones de operación, variaciones del proceso y cambios en el diseño como la integración de nuevos tendidos o ampliación de la red. Finalmente, se presentaron alternativas de mejoras del sistema para así poder garantizar la prestación del servicio a la comunidad Mirandina. Concluyendo que el sistema presenta inconvenientes en la configuración tanto de los componentes de las estaciones como de la red, siendo deficiente la confiabilidad operativa de los equipos de medición y control por falta de mantenimiento y calibración. Se recomienda considerar la propuesta de mejoras descritas en la investigación para ofrecer la alternativa energética con el mayor bienestar posible en base a criterios económicos, sociales y estratégicos realizando las actividades con eficiencia, seguridad y eficacia.

Palabras claves: estaciones, red de gas doméstico, confiabilidad.

Author: Ing. Yvonne Vicky Rincón Carvajal. Tutor: PhD. Félix González Pérez. **ASSESSMENT AND PROPOSE FOR ENHANCE THE STATIONS AND DOMESTIC DISTRIBUTION NETS FROM MUNICIPIO MIRANDA, ZULIA VENEZUELA.** Universidad de Cienfuegos “Carlos Rafael Rodríguez”. Special working grade for qualify for Master in Energy Efficiency. Cabimas, november 2011. Pages 197.

ABSTRACT

The purpose of this study was to evaluate the energy efficiency of gas distribution system of the Municipality Miranda household consisting of two stations and the network to provide optimal services to the community, with specific objectives to diagnose the current condition of the gas distribution system for domestic identify the failures of equipment and instruments, the pressure drop operating range was present in the system, define opportunities for improvement for the network stations and technically and economically evaluated, based theoretically ICONSA, Altmann, Carolina and PDVSA GAS , to name a few. This is a descriptive research, documentary and field, cross-sectional non-experimental design. The analysis unit consists of stations and distribution network as census SUGAS, supported by data collection techniques such as direct observation and semi-structured interviews, displaying system conditions, with a clear vision to analyze and propose, thus evaluating emergency points. For this investigation were used measuring instruments, procedures and programs as the PIPESIM simulator, which allow analysis of the impact of changes in operating conditions, process variations and changes in the design and integration of new lines or extension of the network . Finally, there were improvements in the system options in order to ensure the provision of community service Mirandinos. Concluding that the system has drawbacks in the configuration of both, components of the network stations as being poor operational reliability of the measurement, and control equipment for lack of maintenance and calibration. It is recommended that the proposed improvements described in research to offer the alternative energy with the greatest possible comfort criteria based on economic, social and strategic activities carried out efficiently, safely and effectively.

Key words: stations, domestic gas network.

INTRODUCCIÓN

En los últimos años, ha existido, un creciente interés por el gas natural debido a que su importancia como recurso energético radica principalmente en el bajo impacto ambiental que tiene al ser usado como combustible en comparación con otros carburantes, y que se trata de un recurso muy importante como materia prima para el sector industrial, así como de un producto final de gran utilidad para los sectores doméstico y comercial.

Actualmente, el gas natural ha logrado superar las expectativas que se tenían en relación a este sector. Esto se ve demostrado en el interés que ha puesto el gobierno nacional en el desarrollo del gas natural orientando políticas para el progreso y bienestar de la sociedad Venezolana, estableciendo en todo el país una red de mercadeo para lograr que el gas natural tenga mayor consumo a nivel doméstico. Tomando en cuenta que Venezuela está considerada como una de las naciones más importantes como potencial suplidor de energía gasífera por sus cuantiosas reservas de gas, su ventajosa posición geográfica e importancia geopolítica.

Así mismo, la calidad de vida de una ciudad está fundamentada sobre la infraestructura de sus servicios públicos. En este contexto, el gas natural seco, compuesto en su mayor parte por gas metano, es un combustible distribuido mediante redes de tuberías que conforman un servicio público beneficioso para las comunidades, principalmente para los países en vías de desarrollo.

Por otra parte, en el Estado Zulia, entidad básicamente petrolera, han surgido diferentes empresas cuya visión social está relacionada con el uso del gas natural enfatizando en la comercialización y distribución del gas doméstico y las ventajas que este representa. Fundamentalmente en cada uno de los municipios de la región zuliana se han creado organizaciones que procuran ofrecer un servicio de gas doméstico eficiente para los consumidores.

Una de estas empresas fue Gas de Miranda C.A. (GASMICA) la cual prestó sus servicios en el municipio Miranda del Estado Zulia hasta el 31 de Diciembre de 2007, donde a pesar de constituir una empresa seria y responsable con la comunidad, evidenció en su funcionamiento debilidades relacionadas con las estaciones de medición, limpieza, odorización y regulación en donde se presentan problemas que se enfatizan en la confiabilidad de ambas estaciones y del sistema de distribución en general, lo que sugiere la idea de un posible estado de alerta que requiere entre otras medidas realizar mejoras del funcionamiento de los equipos de medición, limpieza, odorización, regulación y control de flujo, presión y temperatura de las estaciones principal y secundaria [1].

Por su parte, la nueva empresa, Servicio Autónomo Social-Bolivariano de Administración, Infraestructura y Suministro de Gas Doméstico (SUGAS) encargada de la distribución del gas doméstico a partir del 02 de enero del 2008, la cual debe garantizar a los pobladores de la comunidad mirandina la prestación de este servicio, buscando satisfacer los requerimientos del entorno, y ofreciendo alternativas energéticas con el mayor bienestar posible en base a criterios económicos, sociales y estratégicos, realizando sus actividades con eficiencia, seguridad y eficacia garantizando el cumplimiento de sus objetivos.

A pesar de los objetivos planteados por SUGAS, en inspecciones realizadas se evidenciaron deficiencias en la infraestructura de las dos (02) estaciones de distribución llamadas estación principal y secundaria, así como en la red de distribución, por lo tanto, se debe buscar una solución para garantizar el servicio en condiciones de operación confiable. Es decir, en el municipio Miranda la continuidad efectiva del servicio de distribución de gas se ve afectado por muchos factores, los cuales serán estudiados uno a uno, buscando así la solución idónea en el menor plazo de tiempo para evitar mayores prejuicios.

Lo planteado requiere evaluar el sistema de distribución de gas doméstico del municipio Miranda con la finalidad de identificar las deficiencias presentes en el sistema, las líneas problema u oportunidades de mejoras que permitan eliminar la caída de presión fuera del rango de operación, a través del uso de simuladores de redes de

fluido. Para lograr de esta manera su buen funcionamiento, pudiendo garantizar la operación segura y satisfactoria de cada uno de sus elementos.

Al lograr mejorar el sistema de distribución resulta viable el crecimiento de la red para beneficiar a un mayor número de usuarios, promoviendo el bienestar de la población, garantizando la factibilidad de hervir el agua y preparar los alimentos, en fin, es un aspecto que en mucho representa bienestar y salubridad para la población.

Formulación del problema

El sistema de distribución de gas doméstico del municipio Miranda estado Zulia presenta sobredimensionamiento de los equipos e instrumentos, así como deficiencias en la configuración de las estaciones, existiendo caídas de presión y dificultades técnicas en el arreglo de la red que afectan el crecimiento de la misma y el suministro seguro y continuo del servicio hacia los clientes.

Objetivos de la investigación

Objetivo general

Evaluar la factibilidad técnico-económica de reemplazo y/o ajuste de los equipos e instrumentos de las estaciones principal y secundaria, así como oportunidades de mejora que permitan la confiabilidad energética de la red de distribución de gas doméstico del municipio Miranda - estado Zulia.

Objetivos específicos

1. Diagnosticar la condición actual del sistema de distribución de gas doméstico del municipio Miranda.
2. Identificar las fallas en las calibraciones/ubicación de los equipos e instrumentos y las caídas de presión fuera de rango de operación presentes en el sistema de distribución de gas doméstico del municipio Miranda.
3. Elaborar la propuesta de oportunidades de mejoras para los equipos e instrumentos y la red del sistema de distribución de gas doméstico.
4. Evaluar técnica y económicamente la propuesta para garantizar el suministro confiable del servicio a los suscriptores estimados.

Hipótesis científica

Con la implementación de la propuesta técnico-económica de oportunidades de mejoras para el sistema de distribución de gas doméstico del municipio Miranda, mejora su funcionamiento, se logran ahorros de suministro energético, disminuyen los costos asociados, asegura la operación satisfactoria de cada uno de sus elementos y resulta viable el crecimiento de la red para beneficiar a un mayor número de usuarios, promoviendo el bienestar de la población.

Método de investigación

La presente investigación es de tipo descriptiva, documental y de campo. Principalmente esta investigación es de tipo descriptiva, por buscar especificar las propiedades, características y los perfiles importantes de personas, grupos, comunidades, eventos o cualquier otro fenómeno que se somete a un análisis [26], [28].

Asimismo, es documental, por tener soporte en documentos impresos, informes técnicos, ilustraciones que le permitieron al investigador ubicarse temporal y espacialmente en el contexto del problema a través de una revisión crítica de los estudios realizados sobre el referido asunto. La investigación documental se define como el estudio analítico de la documentación bibliográfica, hemerográfica, cartográfica y arqueológica, referido al planteamiento del problema estudiado [27].

A su vez, es una investigación de campo porque la data recolectada se tomó directamente de la realidad donde se presenta el problema, efectuando visitas guiadas a las estaciones principal y secundaria, a la red de distribución y los suscriptores del municipio Miranda para observar directamente el fenómeno de estudio, logrando evaluar con mayor precisión las distintas variables que intervienen en el proceso. La investigación de campo se define como un proceso de investigación en el cual su objetivo es el estudio directo en el lugar de ocurrencia del fenómeno a estudiar [29].

Diseño de la investigación

Esta investigación se ubicó dentro de los diseños no experimentales, producto de la no manipulación deliberada de la variable. De igual manera, el estudio fue de tipo transversal descriptivo, porque se recolectaron los datos en un solo momento, en un

tiempo único. Su propósito fue describir la situación de una o más variables objeto de estudio y analizar su incidencia e interrelación en un momento dado, teniendo como objetivo indagar la incidencia y los valores en que se manifiestan la variable [26].

Beneficios esperados

- Mejoras en las condiciones de operación de equipos e instrumentos y de la red de distribución
- Garantizar el suministro del servicio continuo y efectiva hacia los clientes
- Resulte viable el crecimiento de la red para beneficiar a un mayor número de usuarios, promoviendo el bienestar de la población, en base a criterios económicos, sociales y estratégicos, realizando sus actividades con eficiencia, seguridad y eficacia garantizando el cumplimiento de sus objetivos.

Alcance de la investigación

Propuesta técnico-económica para las estaciones denominadas principal y secundaria y la red de distribución de gas doméstico del municipio Miranda del estado Zulia.

CAPÍTULO I

CAPÍTULO I

ESTADO DEL ARTE. SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN DE GAS DOMÉSTICO

1.1 Reservas de gas a nivel mundial

Según datos de la Agencia Internacional de Energía (AIE), los ocho integrantes de la OPEG poseen el 70% de las reservas de gas natural del planeta. Según la AIE, Rusia mantiene el 28% de las reservas mundiales y es el mayor productor. Mientras que las naciones del Medio Oriente disponen del 40% de las reservas del planeta (150.000 billones de metros cúbicos).

Como parte del plan inscrito dentro de la revolución gasífera, PDVSA [12], se proyecta elevar las reservas probadas, costa afuera, a unos $4,25 \cdot 10^{12} \text{ m}^3$. Si a ello se suman las reservas probadas de tierra firme, las totales se situarían sobre los $8,5 \cdot 10^{12} \text{ m}^3$. El recurso coloca a la nación como el primer país del continente americano con reservas de gas probadas, siendo una de las reservas de gas más grandes del mundo. A ese respecto, el presidente Chávez comentó: “Venezuela hasta ahora cuenta con $5,1 \cdot 10^{12} \text{ m}^3$, eso representa el 2,5% de las reservas del planeta, 80% de las reservas de gas de Suramérica y un poco más del 30% de todo el gas del continente americano. Lo que esto significa, que al duplicar esas reservas Venezuela estará en los primeros lugares del mundo, sin duda alguna, rumbo a la industrialización del petróleo”.

Reportan diversos autores [32]; [35], que el Presidente Chávez además anunció que la producción de gas, que actualmente está en siete mil millones de pies cúbicos, será elevada a once mil millones de pies cúbicos hacia el 2012 (57,14%), y pronto será duplicada, gracias a las inversiones que vienen realizando. De hecho, se está trabajando en la actualidad en la localización de yacimientos mediante estudios de geología y geofísica, seguida de la perforación de pozos exploratorios para, finalmente, llegar a la fase de producción a través de pozos de desarrollo.

1.2 Valoración de los sistemas de distribución de gas doméstico en el contexto nacional

El gas natural es considerado a nivel mundial la fuente de energía del futuro, ya que representa un recurso energético limpio y abundante. Por esta razón, se convierte

en un servicio público domiciliario de gran incidencia en el desarrollo de los conglomerados modernos.

En ese contexto, según [7], [24] y [38] el servicio de gas natural se define como el conjunto de todas las actividades que permiten que este producto llegue hasta el consumidor final, el cual puede ser doméstico, comercial e industrial, dados los múltiples usos que tiene este producto. Cabe destacar que el gas natural ha venido desplazando a otros energéticos como el GLP, la electricidad y cocinol; debido a su bajo costo e impacto ambiental.

En el caso específico del gas doméstico, según los autores citados, el mismo permite suplir las necesidades de las comunidades en cuanto a una fuente de energía utilizada principalmente en labores de cocina, calentadores, hornos, los cuales son requeridos para garantizar la manutención y alimentación balanceada de las familias.

Es importante señalar que, debido a la importancia del gas natural, así como a sus características y propiedades, su adecuado manejo para el máximo aprovechamiento requiere el desarrollo de procesos de exploración, producción, transporte, distribución y comercialización efectivos, destacándose como los más prioritarios el transporte y la distribución, ya que representan los principales componentes del costo del servicio que genera muchas restricciones operativas, dadas las distancias a recorrer hasta llegar a las áreas de consumo.

Debido a lo anterior, es de vital importancia para las comunidades contar con una red de distribución adecuadamente diseñada, a través de la cual se garantice la cantidad y calidad de servicio necesarias para suplir los requerimientos de las múltiples familias que las conforman. Para ello, debe realizarse un diseño detallado de la misma, en la cual se incluyan los procesos a desarrollar, así como los insumos a utilizar, el tiempo estimado de cumplimiento de las metas y objetivos fijados, los responsables de cada tarea, entre otros factores.

En el caso específico de la sociedad venezolana, la distribución de gas natural para garantizar la satisfacción de las necesidades domésticas de la población, representa, de acuerdo a la Constitución de la República Bolivariana de Venezuela (1999), una de las principales funciones y responsabilidades del Gobierno Nacional, el

cual tiene la obligación de dotar a las distintas ciudades y sus comunidades del servicio de gas doméstico, a través de redes de distribución adecuadamente diseñadas.

Cabe destacar que a pesar de lo anterior, de acuerdo a la situación observada en la actualidad en diversas zonas del país, entre las cuales se encuentra el Estado Zulia, existen comunidades en las cuales el servicio de distribución de gas doméstico es deficiente, por lo cual, la cantidad disponible de dicho recurso es insuficiente para satisfacer las necesidades existentes.

Por otra parte, según [40], existen condiciones sociales que han dado lugar a la iniciativa del Gobierno Nacional para la realización de programas cuyo objetivo es la construcción de áreas urbanas seguras, dotadas con servicios de vialidad, energía eléctrica, agua, comunicaciones, aseo urbano y gas doméstico, dirigidas a las poblaciones más necesitadas, lo cual ha generado un incremento del consumo de gas, así como la necesidad de realizar proyectos dirigidos al diseño de redes de distribución efectivas, a través de las cuales se logre garantizar a las distintas poblaciones la cantidad y calidad de servicio requeridas.

La gasificación del país requiere importantes expansiones y mejoras en los sistemas de distribución, con el fin de masificar el uso del gas hacia regiones servidas y aquellas que no cuentan con el suministro de gas directo, que en su conjunto abarcarán casi todo el territorio nacional.

Asimismo, en el caso particular de Los Puertos de Altigracia, municipio Miranda del Estado Zulia, el autor citado, señala que la presencia de condiciones adversas como la deficiencia de los servicios, han dado lugar a la evaluación de las estaciones y red de distribución de gas doméstico del municipio Miranda, a través de la cual se busca proporcionar a la población una alternativa de solución ante los problemas presentes.

De igual manera, existen sectores que no tienen acceso al servicio de gas doméstico proporcionado por el Gobierno Nacional a través de sus empresas públicas, lo que las obliga a adquirir el mismo mediante la compra de bombonas en empresas privadas, a un costo sumamente elevado. De igual manera, ello crea condiciones de inseguridad, ya que la disposición y manejo de bombonas requiere de parte de los

usuarios el mantenimiento de condiciones de seguridad máximas para evitar accidentes e incendios, lo cual, en la mayoría de los casos, es desconocido por estos.

Por otro lado, la escasez de recursos característica de la mayoría de los habitantes que no gozan de la distribución de gas doméstico por tuberías, limita las posibilidades de adquirirlo a través de la compra de bombonas, por lo cual, los mismos no cuentan con este servicio, viéndose obligados a abandonar sus hogares, utilizar otras fuentes rudimentarias y riesgosas, entre otras alternativas.

Ante esta situación, se requiere realizar una investigación dirigida a evaluar y proponer mejoras de las estaciones y red de distribución de gas doméstico del municipio Miranda estado Zulia, en la cual se incluyan todos los aspectos, procesos, insumos, infraestructura, tecnología, capital humano, entre otros, necesarios para garantizar su factibilidad y aplicación. Lo descrito, constituye el propósito del presente estudio, cuya finalidad es garantizar la disponibilidad de la cantidad y calidad requeridas de este servicio para satisfacer las necesidades de sus habitantes.

Por otro lado, cabe destacar el estudio realizado por [41], cuyo propósito estuvo dirigido a “Proponer un diseño para la construcción de un gasoducto en el Barrio Sucre”, Instituto Universitario Tecnológico de Cabimas. El cual se realizó bajo la modalidad de proyecto factible, con un diseño experimental de campo, utilizando como fuente de información primaria la observación.

Dicha investigación consistió en explorar las condiciones reales de la red de distribución de gas doméstico en el Barrio Sucre, para el año 2005, con la finalidad de establecer sus debilidades y deficiencias, dando lugar a la necesidad de realizar un diseño ajustado a los fundamentos de regulación de presión de gas vigentes, así como a las hojas técnicas, instalaciones, tuberías, entre otros aspectos importantes.

Cabe destacar que para su desarrollo se empleó una metodología descriptiva, con diseño experimental de campo, en la modalidad de proyecto factible. Para la recolección de los datos se utilizó como técnica la observación directa, complementada con la aplicación de un cuestionario semi – estructurado, con alternativas de respuesta múltiples, validado por un total de siete expertos y cuya confiabilidad arrojó un índice de 0,85.

Una vez recolectada la información necesaria, se procedió a diseñar el gasoducto mediante paquetes y programas computarizados, los cuales facilitaron la determinación de los materiales, insumos, infraestructura, tecnología, tiempo, entre otros recursos necesarios para concretar el diseño, el cual, una vez terminado, fue sometido a pruebas de factibilidad de diversa índole, arrojando resultados altamente satisfactorios.

Se considera importante mencionar que el estudio reseñado, fue tomado como antecedente de la investigación por cuanto el mismo describe con detalle los aspectos teóricos a considerar en el diseño de redes de gas doméstico; asimismo, establece el diseño metodológico pertinente para efectuar un diseño en la modalidad de proyecto factible, lo cual se corresponde con la presente investigación, siendo de gran utilidad para su desarrollo exitoso.

Por otro lado, se encuentra el estudio realizado por [43], titulado “Análisis del sistema de distribución de gas por medio de la aplicación del Método de Balance de presiones”. Universidad del Zulia, el cual contó con un diseño no experimental bibliográfico, tuvo por objeto el cálculo de una red de gas a través de la aplicación del Método de balance de presiones, este método, contrario a las técnicas de H.C. del método de B.P., supone una distribución inicial de presiones en donde el número de tramos de una red está determinado por $N - 1$ ecuaciones nodales y M ecuaciones de malla.

A través de este estudio, el autor determinó que las ecuaciones nodales son linealmente independientes y son el resultado de la aplicación de la primera Ley de Kirchoff. Por el contrario, las ecuaciones de malla, son lineales y se obtienen de la segunda Ley de Kirchoff. En este sentido, plantea la necesidad de aplicar estos métodos para el diseño de una red de distribución de gas.

Cabe destacar que el estudio mencionado se considera relevante por cuanto describe, desde el punto de vista teórico y práctico, los aspectos a considerar para el cálculo de los nodos y mallas que componen una red de gas doméstico, destacando las fórmulas y diseños de distribución a utilizar para obtener mejores resultados, lo cual es fundamental para la presente investigación que busca diseñar una red de distribución de gas doméstico para la Urbanización Ezequiel Zamora.

1.2.1 Revolución del gas en Venezuela/proyectos de gas en Venezuela

El sector gasífero se prepara para una nueva era, marcada por el impulso revolucionario que el Gobierno Bolivariano le imprime, en el marco de la Revolución Económica. Dentro del Plan de Siembra Petrolera [18], la Revolución Gasífera responde a una nueva visión estratégica que busca convertir en pocos años a Venezuela en una verdadera potencia mundial. Eso implicará hacer un uso intensivo de las potencialidades del gas para impulsar el desarrollo integral, para lo cual se cuenta con proyectos emblemáticos que permitirán alcanzar progresivamente las metas planteadas.

El ejecutivo nacional venezolano está comprometido a proveer y cubrir con esta fuente de energía a la mayoría del territorio nacional y fortalecer la integración energética regional, con el fin de mejorar la calidad de vida y beneficiar al público a través de una elección de energía más limpia, confiable y de bajo costo, orientando así un mercado energético integrado aguas abajo que soporte un gran crecimiento económico orientado al desarrollo social, territorial e industrial, generación de empleos, inversión de capital favorecedor de desarrollo sostenible, atención a la mayoría de la población con una fuente de energía accesible y ecológicamente limpia.

Por ello, para la extracción, transporte y venta de gas se ha creado la Organización de Países Exportadores del Gas (OPEG) para coordinar el ciclo de vida de este hidrocarburo. Está conformada por ocho países, Rusia, Irán, Argelia, Qatar, Kazajistán, Nigeria, Bolivia y Venezuela, quien es el país fundador del nuevo ente [32].

Según ENAGAS [32], los proyectos en marcha ejecutados por PDVSA GAS y PDVSA GAS COMUNAL son:

Incrementar y optimizar el manejo de gas por medio de los proyectos Gas Anaco, Fase I, centro operativo San Joaquín–Santa Rosa-Zapato / Mata R y con Gas Anaco, Fase II, centro operativo Santa Ana/El Toco-La Ceibita-Soto/Mapire- Aguasay. Igualmente se cuenta con los proyectos relacionados con el procesamiento y acondicionamiento, resaltando el acondicionamiento de gas y líquido Anaco (AGLA), la recuperación etano, procesamiento de gas José 250 y el Complejo Criogénico de Occidente (CCO).

Siguiendo el mismo orden de ideas, resaltan los sistemas de transporte de gas, a través de la Interconexión de Sistemas de Transporte de Gas Centro-Oriente y Occidente (ICO), el gasoducto Transcaribeño – Tramo “Antonio Ricaurte”: Colombia – Venezuela, el Sistema de transporte Nor-Oriental de gas (SINORGAS), el proyecto gas Delta Caribe Oriental, así como, los sistemas de transporte de gas Eje Norte Llanero y Eje Orinoco-Apure. Finalmente la distribución de gas se presenta en proyectos de gran impacto como Gasificación Nacional y la Planta Comunitaria de Llenado de GLP.

Con este proyecto, el Gobierno Bolivariano propone aumentar el nivel de calidad de vida de la población, privilegiando a las comunidades de menores recursos. Para ello, se plantea constituir e incorporar 150 Empresas de Producción Social (EPS), a cuyos integrantes se capacitará adecuadamente para desarrollar el trabajo de gasificación.

EL proyecto de gasificación de ciudades, referenciado por ENAGAS [32], lo viene adelantando el Ejecutivo Nacional a través de PDVSA GAS, el cual propone incorporar a 3.260.000 familias venezolanas, para beneficiar a 16 millones 250 mil habitantes y 30.000 comercios hasta el año 2016, mediante la instalación de 24 mil kilómetros de tuberías de polietileno de alta densidad para la red de distribución principal. Adicionalmente, se instalarán 60.000 Km de tubería de acero galvanizado para las líneas internas de los hogares y 9 Plantas Comunitarias de Llenado de Cilindros de GLP para atender aquellas áreas donde se dificulte llevar las redes de distribución de gas metano. Y, en paralelo, se instalarán 300 estaciones de medición y regulación.

Con el propósito de lograr una mejor integración y desempeño, se propuso que las cooperativas que se contraten para realizar los trabajos de gasificación se encuentren conformadas por personas de las mismas comunidades. Para garantizar el cabal cumplimiento de las normas técnicas, el ente nacional del gas (ENAGAS) [32], en uso de las atribuciones que le confiere la Ley Orgánica de Hidrocarburos Gaseosos en sus artículos 36 y 37, realiza inspecciones técnicas a las diferentes áreas y poblaciones donde se están realizando los trabajos de gasificación. Adicionalmente, con el ánimo de incrementar el impacto sobre la economía, se propone producir en el país los materiales y equipos necesarios para la gasificación.

Existen muchas ciudades en el mundo que están provistas de redes ciudadinas para satisfacer la demanda de los usuarios. Y, de igual manera, hay tuberías que parten de la Siberia y llevan el gas hasta Europa, o desde Argentina, para satisfacer la demanda de Chile o del Brasil. Señala Marcías [19], que en Colombia, desde 1976, se puso empeño en que los ingenieros y técnicos aprendieran a diseñar redes de gas y, en nuestros días, es una política gubernamental la “Masificación del gas”, con lo cual se pretende proveer de energía barata a la gran mayoría de los ciudadanos.

Así mismo, el anterior autor indica que en Venezuela, dado que es un país eminentemente petrolero, el gas natural ha sido utilizado desde comienzos del siglo XX, nación en el que existen redes de tuberías que cubren toda la zona norte del país y ciudades, como Maracaibo, que poseen redes de gas desde el año 1938. En la industria del petróleo las redes de recolección y distribución de gas son parte de la actividad rutinaria y se deben construir tanto para la satisfacción de las necesidades internas como para mantener la producción cuando los pozos han perdido su presión natural. En ese caso se habla de redes de levantamiento artificial de gas (“gas lift”). Las redes de gas se instalan para garantizar que cada pozo reciba la cantidad necesaria de gas, a la presión debida, para impulsar el petróleo hasta la superficie.

1.3 Ciclo de vida del gas natural

El sistema de distribución de gas requiere inicialmente de la comprensión del papel que juega el gas en el proceso de producción de los hidrocarburos. En este sentido, es importante considerar que, Según [44], los hidrocarburos se encuentran en formaciones geológicas del subsuelo llamadas yacimientos. Son compuestos formados por los elementos carbono, C, e hidrógeno, H, y varían desde el más simple que contiene un carbono (1C) y cuatro hidrógenos (4H), llamado metano, hasta los más complejos formados por un gran número de carbonos, en forma de cadenas abiertas y en muy raros casos, cerradas o cíclicas.

El gas natural se puede producir en pozos, conjuntamente, con el petróleo y se llama asociado; o en pozos de puro gas y se llama libre. El gas natural que contiene fracciones de gases con moléculas de tres carbonos, en adelante, se le llama húmedo o

rico; y el que contiene solo metano y trazas de etano, se le llama seco o pobre. El gas natural está formado, normalmente:

- 1) Por una mezcla de los primeros compuestos normales (n), los cuales poseen diferentes características físicas y químicas;
- 2) Por algunos de sus isómeros (ISO); y
- 3) Por impurezas. De acuerdo al número de carbonos (C).

La cadena de Valor del Gas Natural es definida [32], como la identificación de grupos de procesos (eslabones) que por su naturaleza generan cambios físicos sobre dicho recurso o permiten su disposición para el consumidor final, razón por la cual constituyen en sí mismos una actividad productiva.

Los eslabones de la cadena de valor del Gas Natural descritos por el autor anterior son: exploración y producción, tratamiento y extracción, fraccionamiento, transporte y distribución.

Exploración y producción: La cadena de valor del gas natural se inicia con la exploración, ésta es la actividad en la cual se realizan los estudios necesarios (levantamiento de sísmica, análisis geológicos, entre otros) para descubrir, identificar y cuantificar acumulaciones de hidrocarburos gaseosos. Una vez detectados los recursos, se procede a definir el plan de desarrollo del yacimiento y se inicia la fase de producción del Gas Natural, la cual representa el conjunto de actividades que permiten extraer el recurso contenido en los yacimientos y su separación del petróleo (cuando se trate de gas asociado).

Tratamiento y extracción: el tratamiento (también denominado acondicionamiento) es una actividad que permite remover los componentes no hidrocarburos del gas natural, principalmente dióxido de carbono (CO_2), sulfuro de hidrógeno (H_2S), agua (H_2O), componentes sólidos y otros, a través de cualquier proceso físico, químico o ambos. Luego de ser tratado se procede a separar el Gas Metano (CH_4) del resto de los componentes del Gas Natural (CH_4+) llamados líquidos o componentes pesados, este proceso se conoce como extracción.

Fraccionamiento: proceso mediante el cual los hidrocarburos pesados son removidos y separados en productos distintos o fracciones como el propano, butano y etano. Posteriormente el gas se encuentra en las condiciones o especificación necesarias para su transporte y distribución, ambos eslabones constituyen el vínculo entre las actividades asociadas a la extracción (exploración y producción) y adecuación (tratamiento o acondicionamiento) del gas natural y el consumidor final.

Transporte: es el conjunto de actividades necesarias para recibir, trasladar y entregar el gas natural desde un punto de producción o recolección a un punto de distribución, para ello se requiere el uso de gasoductos y plantas de compresión si se transmite el hidrocarburo en estado gaseoso o facilidades de licuefacción, regasificación y desplazamiento vía marítima si se transporta en estado líquido. Diferenciándose de la distribución que permite recibir, trasladar, entregar y comercializar gas desde el punto de recepción en el sistema de transporte hasta los puntos de consumo, mediante sistemas de distribución industrial y doméstico.

Es importante mencionar que el metano representa, aproximadamente, el ochenta por ciento (80%) de la mezcla del gas natural producido, y es precisamente el gas que se utiliza para ser distribuido y vendido a través de redes de tuberías.

Por otra parte, las fracciones que se distribuyen en bombonas, llamadas gas licuado del petróleo, GLP, están formadas por el propano y butano, y representan, solamente, entre el dos (2%) y el tres (3%) por ciento de la mezcla del gas natural producido. Dado que, tanto el propano como el butano son fácilmente licuables, y en consecuencia envasables, se prestan para ser exportados; en cambio, el metano es muy difícil de manejar para su exportación en envases y requiere inmensas inversiones como el Proyecto Mariscal Antonio José de Sucre, antes Cristóbal Colón, a construirse en las costas del Estado Sucre. Ver la Figura 1.

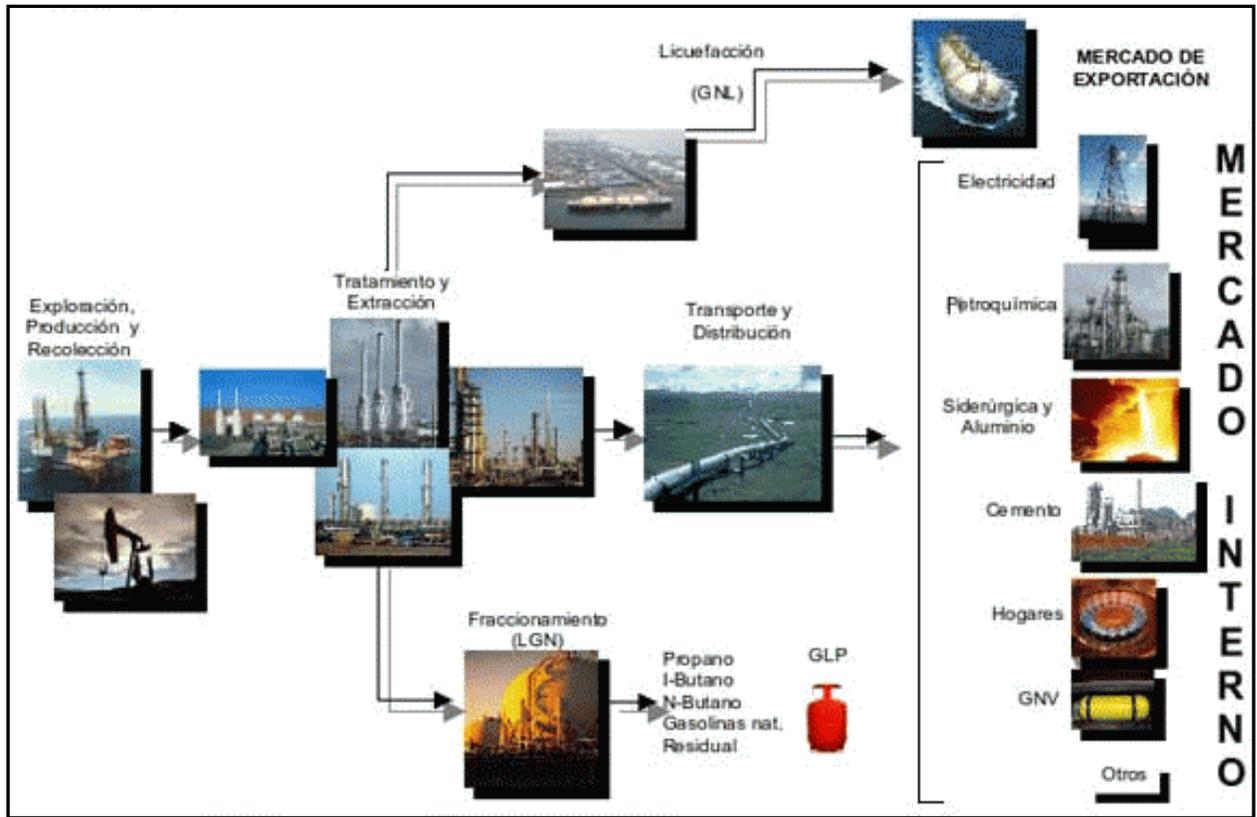


Figura 1. Esquema general de recolección y distribución de gas

En el caso venezolano, el autor citado, menciona que se produce, aproximadamente, ciento cuarenta y seis mil (146.000) barriles diarios de GLP, distribuidos como se muestra en el Tabla 1:

Tabla 1. Distribución del gas licuado en Venezuela

Destino del gas licuado	Barriles por día
Bombonas para uso doméstico	36.000
Pequiven	39.000
Refinerías	29.000
Exportación	42.000
TOTAL	146.000

Fuente: Isea, (2011).

Debido a lo anterior, todo el gas de bombona, GLP, de consumo doméstico, que pueda ser sustituido por metano, genera ganancias para la nación, al ser utilizado de

manera racional, en armonía con su destino final: 1) Exportación; 2) Procesos Petroquímicos; 3) Refinación. Sin embargo, las transnacionales establecieron la cultura de la bombona doméstica de propano con trazas de butano.

De acuerdo a lo expresado, en Venezuela existe una infraestructura de gasoductos, destinada a llevar el gas metano a las petroquímicas, refinerías, siderurgias, y demás zonas industriales importantes de Venezuela. Adicional a este consumo, también se re-inyecta a las formaciones un gran volumen, y aun así, se quema o se ventea una cantidad de gas natural, aproximadamente del 5% del total producido, suficiente para gasificar, por tuberías, todas las ciudades, pueblos y caseríos del país.

Es importante mencionar que la infraestructura de gasoductos antes mencionada, representa la mayor inversión y ya está realizada, por lo tanto, cada año que se retrase este aspecto de las redes domésticas de las ciudades, el cual es mínimo comparado con el de los gasoductos, es lamentable y representa una pérdida económica y social para el país.

Debido a lo anterior, el servicio de gas natural ó gas metano, directo por tuberías, ha sido una justa aspiración de todas las comunidades venezolanas; sin embargo, solamente parte de las ciudades: Maracaibo, Caracas, Cabimas, Ciudad Ojeda, Los Puertos de Altagracia, El Mene, Puerto Escondido, Santa Rita, Barrancas, Punta Iguana, El Moján, La Cañada de Urdaneta, Pueblo Nuevo, Mene Grande, Bachaquero, El Tigre, Barcelona, Puerto La Cruz, Valencia y algunos de los llamados campos petroleros del Zulia y del Oriente del país, tienen redes de tuberías para dicho servicio.

1.4 Sistema de entrega de gas

Para Alcántara [33], el gas dependiendo de los requerimientos del cliente, en cuanto a temperatura, presión y composición es procesado para cumplir dichos parámetros, los cuales al ser logrados, es distribuido hacia los diferentes puntos de entrega que solicitan esta fuente de energía, cubriendo así necesidades específicas en la industria, comercio y hogares.

Entre las aplicaciones más importantes del gas natural, referidas por [33], están las siguientes:

- Inyección del gas natural a los yacimientos petrolíferos con el fin de mantener las presiones. Esto mejora el nivel de recuperación del crudo y reduce las tasas de subsidencia.
- Inyección del gas natural a la columna de fluidos en los pozos para mejorar la tasa de desplazamiento de estos fluidos (levantamiento artificial usando gas natural).
- Procesamiento en la industria petroquímica como materia prima para la elaboración de un gran número de productos.
- Consumo industrial no petroquímico o doméstico en forma de materia prima y/o combustible.
- Procesos de refrigeración.
- Otras aplicaciones.

Entre los sistemas de entrega [33] destaca:

Residenciales: beneficiarios que utilizan el gas para usos típicos de vivienda única, departamentos, pisos o sus partes comunes para cubrir las siguientes necesidades domésticas: cocción de alimentos, agua caliente, hornos, refrigeradores, secadoras, por mencionar algunos usos.

Comerciales: usuarios que usan el fluido para actos de comercio (con actividad principal de compra, venta y permutas) y de prestación de servicios. Son usuarios habituales los establecimientos gastronómicos (bares, restaurantes, confiterías), y hoteles. También se consideran los establecimientos de salud y educación privada, la banca pública y privada y el abastecimiento de alimentos (mercados, grandes almacenes).

Industriales: clientes que tienen como actividad el proceso de elaboración de productos, transformación de materias primas, reparación de maquinarias y equipos, así como varias fabricaciones. Encontrándose conjuntamente las centrales eléctricas cuyos usuarios que emplean el gas para la generación de energía eléctrica. La autogeneración de energía eléctrica para establecimientos fabriles se excluye de esta clasificación. Ver la Figura 2.

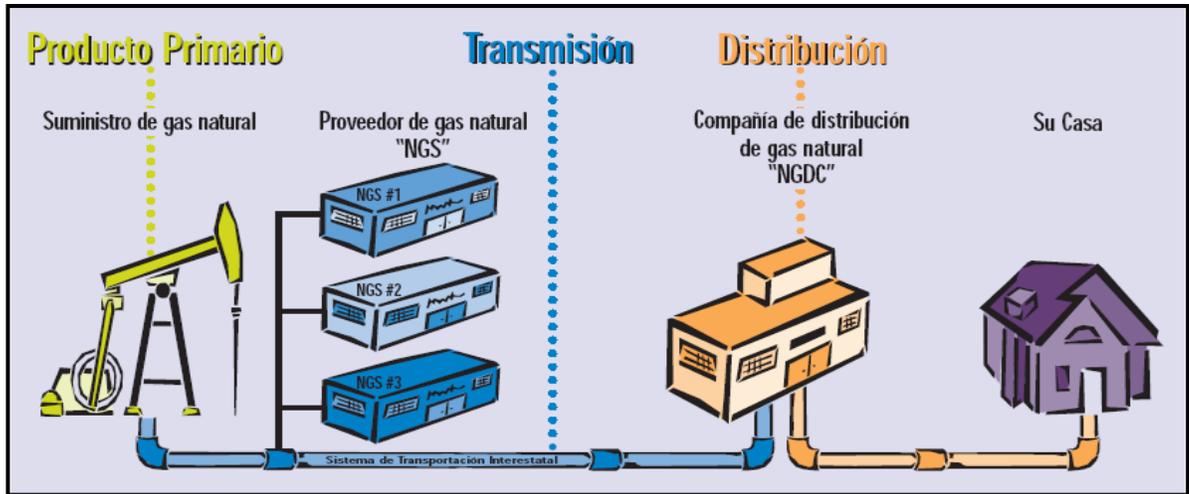


Figura 2. Transmisión y distribución del gas natural

Entes oficiales: son usuarios de esta categoría los entes centralizados y descentralizados, los establecimientos del área pública de la salud como hospitales, dispensarios, salas de primeros auxilios, los centros de educación públicos y en general, todos los organismos oficiales de cualquier jurisdicción, excluyendo en todos los casos aquellos cuya principal función sea un proceso productivo de bienes o la prestación de servicios con retribuciones explícitas en precios o tarifas.

GNC – Gas Natural Comprimido: son clientes excluyentes de las estaciones de servicio, las que luego de comprimir el gas natural adquirido lo expenden para utilización como combustible en vehículos. Así mismo, los usos principales del GLP- Gas licuado de petróleo son los siguientes: obtención de olefinas, utilizadas para la producción de numerosos productos, entre ellos, la mayoría de los plásticos, combustible para automóviles, combustible de refinería, combustible doméstico (mediante bombonas o redes de distribución).

Sistema de calentamiento: este proceso ocurre en las estaciones recolectoras de flujo y el objetivo del calentamiento del petróleo (pesado) a través de un calentador o de una caldera es disminuir su viscosidad y facilitar así su manejo, evitando presiones excesivas en las líneas de bombeo. El gas es utilizado como combustible en estos equipos.

Calentadores: son equipos que generan energía calorífica (KJ, BTU) utilizada en las estaciones de flujo para calentar las tuberías o serpentines por donde fluye petróleo

pesado, para elevar y/o mantener la temperatura que permita su fluidez. En la industria petrolera los calentadores más comunes son a fuego directo, dentro de los cuales se usan cuatro tipos: tipo tubular, de fluido tipo camisa, de volumen y caja de fuego interno o fogón.

Calderas: las calderas son equipos que generan la energía calorífica (KJ o BTU) a través de la producción de vapor de agua, el cual es utilizado para calentar crudo por medio de serpentines ubicados dentro de las tuberías o en los fondos de tanque. El tipo de caldera regularmente utilizado en estaciones de flujo es muy simple.

1.5 Problemas ambientales que ocasiona

El gas natural es el combustible fósil con menor impacto medioambiental de todos los utilizados, tanto en la etapa de extracción, elaboración y transporte, como en la fase de utilización. Respecto a la fase de extracción, la única incidencia medioambiental [33], está ligada a los pozos de gas natural, que se encuentran asociados a yacimientos de petróleo que carecen de sistemas de reinyección. En esos casos el gas se considera como un subproducto y se quema en antorchas. Por otro lado, la transformación es mínima, limitándose a una fase de purificación y en algunos casos, eliminación de componentes pesados, sin emisión de efluentes ni producción de escorias.

Las consecuencias atmosféricas del uso del gas natural, según [33], son menores que las de otros combustibles por las siguientes razones:

- La menor cantidad de residuos producidos en la combustión permite su uso como fuente de energía directa en los procesos productivos o en el sector terciario, evitando los procesos de transformación como los que tienen lugar en las plantas de refino del crudo.
- La misma pureza del combustible lo hace apropiado para su empleo con las tecnologías más eficientes: generación de electricidad mediante ciclos combinados, la producción simultánea de calor y electricidad mediante sistemas de cogeneración, climatización mediante dispositivos de compresión y absorción.
- Se puede emplear como combustible para vehículos, tanto privados como públicos, mejorando la calidad medioambiental del aire de las grandes ciudades.

Menores emisiones de gas contaminantes (SO_2 , CO_2 , NO_x , CH_4) por unidad de energía producida, [34].

Emisiones de CO_2 : El gas natural como cualquier otro combustible produce CO_2 ; sin embargo, debido a la alta proporción de hidrógeno-carbono de sus moléculas, sus emisiones son de 40-50% menores de las del carbón y de 25-30% menores de las del fuel-oil, [34]. Así mismo, el gas natural se caracteriza por la ausencia de cualquier tipo de impurezas y residuos como partículas sólidas, lo que descarta cualquier emisión de partículas sólidas, hollines, humos, por mencionar algunas, y además permite, en muchos casos el uso de los gases de combustión de forma directa (cogeneración) o el empleo en motores de combustión interna.

Emisiones de NO_x : Los óxidos de nitrógeno se producen en la combustión al combinarse radicales de nitrógeno, procedentes del propio combustible o bien, del propio aire, con el oxígeno de la combustión. Este fenómeno tiene lugar en reacciones de elevada temperatura, especialmente procesos industriales y en motores alternativos, alcanzándole proporciones del 95-98% de NO y del 2-5% de NO_2 . Dichos óxidos, por su carácter ácido contribuyen, junto con el SO_2 a la lluvia ácida y a la formación del "smog" (término anglosajón que se refiere a la mezcla de humedad y humo que se produce en invierno sobre las grandes ciudades).

La naturaleza del gas (su combustión tiene lugar en fase gaseosa) permite alcanzar una mezcla más perfecta con el aire de combustión lo que conduce a combustiones completas y más eficientes, con un menor exceso de aire. La propia composición del gas natural genera dos veces menos emisiones de NO_x que el carbón y 2,5 veces menos que el fuel-oil. Las modernas instalaciones tienen a reducir las emisiones actuando sobre la temperatura, concentración de nitrógeno y tiempos de residencia o eliminándolo una vez formado mediante dispositivos de reducción catalítica.

Emisiones de SO_2 : Se trata del principal causante de la lluvia ácida, que a su vez es el responsable de la destrucción de los bosques y la acidificación de los lagos. El gas natural tiene un contenido en azufre inferior a las 10 ppm (partes por millón) en forma de odorizante, por lo que la emisión de SO_2 en su combustión es 150 veces

menor a la del gas-oil, entre 70 y 1.500 veces menor que la del carbón y 2.500 veces menor que la que emite el fuel-oil.

Emisiones de CH₄: El metano, que constituye el principal componente del gas natural es un causante del efecto invernadero más potente que el CO₂, aunque las moléculas de metano tienen un tiempo de vida en la atmósfera más corto que el del CO₂. De acuerdo con estudios independientes, las pérdidas directas de gas natural durante la extracción, transporte y distribución a nivel mundial, se han estimado en 1% del total del gas transportado. La mayor parte de las emisiones de metano a la atmósfera son causadas por la actividad ganadera y los arrozales, que suponen alrededor del 50% de las emisiones causadas por el hombre.

1.6 Normas aplicadas en las estaciones y redes de distribución

Dentro de las normas y consideraciones más resaltantes aplicables para las estaciones y redes de distribución se encuentran:

1.6.1 Normas de seguridad usadas en las estaciones de redes domésticas

De acuerdo con [35], [4], [5] los requisitos mínimos que se deben tomar en cuenta en el aspecto de seguridad para las estaciones que conforman el sistema de gas doméstico de una ciudad son los siguientes:

- Cantidad de estaciones, deberá estar compuesto por un número tal, que garanticen el suministro de gas a los usuarios. Siendo ubicadas en sitios estratégicos de la ciudad (construyéndolas lo más retirado posible de zonas habitadas), permitiendo ajustar la presiones. Interconectadas para suplir el gas a determinadas zonas, en forma flexible, previendo fallas que puedan ocurrir en el sistema alterno.
- Los materiales, deben reunir los requerimientos mínimos exigidos en las normas internacionales, normalmente son aceros, aislados a nivel de entrada como a nivel de salida, con protección anticorrosiva acorde a un sistema de gas doméstico. Actualmente, y en casos muy específicos, la tendencia es sustituir el acero por el plástico, polietileno de alta densidad, (PEAD) teniendo entre sus ventajas el no exponerse a la corrosión.
- Es necesario contar con un historial que permita un control de cada característica específica (diámetro nominal, longitud en pie, Schedule o cedula y espesor en

pulgadas) que sea vital para las operaciones. Entre estas destacan el año de tendido, reparaciones, inspecciones, sistema de protección catódica, tratamiento químico, limpieza, entre otros. También se considera la presión de operación, tomando en cuenta la capacidad máxima requerida, regulación y medición.

En la Figura 7, se ilustran isométricos de una estación típica de regulación, limpieza y medición de gas doméstico. El cumplimiento de las normas descritas se traduce en la correcta operatividad y funcionamiento de las estaciones y de la red de distribución de gas. En líneas generales, según [35], los elementos que conforman una estación pueden agruparse por funciones como: limpieza, regulación, medición, seguridad y odorización.

La limpieza se efectúa con filtros o separadores de diferentes diámetros de acuerdo a la capacidad requerida y que permitan proteger todos los instrumentos incluyendo los asientos de los reguladores (control principal de las presiones), evitando incrementos de presión y el paso de condensados a las redes de distribución. Otro elemento a considerar es la regulación del gas, para la selección de los reguladores se toma en cuenta la capacidad requerida a las presiones de trabajo y de ajuste, 30 a 45 kg/cm² (427 a 640 psi) regulada a 4 kg/cm² (57 psi).

Según la necesidad se instala medidores de desplazamiento positivo para bajo consumo y placas de orificio para consumos altos, con sus correspondientes registradores. Igualmente debe cumplirse la etapa de seguridad, contando con válvulas de alivio diseñadas tomando en cuenta las presiones de ajuste, las presiones de operación y su capacidad de transporte, [25]. La válvula de alivio protege el sistema evitando una posible alza de presión, eliminando a la atmósfera el exceso. Adicionalmente a la válvula de alivio se instala una válvula de bloqueo para el caso en que la protección anterior no sea suficiente, cortando totalmente el paso de gas. Para la reposición de la válvula es necesario abrirla manualmente lo que garantiza una máxima seguridad.

Las estaciones necesitan un sistema de odorización que permita localizar las posibles fugas, tanto en la estación como en el resto del sistema de distribución. Básicamente consiste en un “sistema de desvío” formado por un recipiente lleno de

mercaptano, el cual es inyectado al flujo de gas. Una vez construida la estación, al igual que para los alimentadores de alta presión y las redes de mediana presión, se procede a efectuar las pruebas de hermeticidad y neumáticas a la estación, así como las pruebas de rayos X en las soldaduras, [23].

En este mismo contexto [2], desarrollaron en la ciudad de Maracaibo (Estado Zulia), una propuesta de diseño para la estación de gas secundaria convencional (abierta) para surtir el servicio a los sectores situados en la parroquia Raúl Leoni, contemplando parámetros de limpieza, regulación, medición y odorización.

El aporte del trabajo fue suministrarle gas natural a aproximadamente 1500 usuarios, brindando un servicio seguro y cumpliendo con las normativas establecidas, tanto nacionales como internacionales. Siendo esta investigación de tipo explicativa, definiendo paso a paso el procedimiento para diseñar la estación de gas secundaria y los elementos que la conforman, concluyendo que se requería un diseño de la estación secundaria permitiendo beneficiar a los usuarios con un buen servicio.

1.6.2 Norma relacionada con el control de calidad

El proceso de control de calidad del gas, incluye según [21], la periodicidad y el tipo de muestreo, composición y otras propiedades, la odorización, la documentación requerida, el manejo y la preservación de la información será establecido contractualmente y al menos debe cumplirse lo establecido en los requisitos de esta norma.

1. Documentación: Los documentos en papel y/o electrónicos correspondientes al control de calidad deben incluir, al menos lo siguiente:

- Sistema: Identificación completa de la corriente de gas (localidad, procedencia y procesos efectuados aguas arriba):
 - Presión y temperatura de la corriente.
 - Flujo a condiciones estándar de gas real húmedo.
- Muestra: Identificación completa de la muestra. (Localidad, sistema, conexión, características de toma-muestra, entre otras).

- Normas utilizadas (ISO 10715, GPA 2166, ASTM D1071, ASTM D3700 ó ASTM D5503), [22].
- Fecha (d/m/a).
- Presión y temperatura.
- Propiedades: Deben reportarse las siguientes propiedades
 - Valor calorífico superior de gas real seco
 - Índice de Wobbe superior de gas real seco
 - Densidad relativa estándar de gas real seco
 - Factor de compresibilidad a condiciones estándar de gas real seco
 - Temperatura de rocío de hidrocarburos y presión correspondiente

2. Análisis y muestreo: Los análisis de la composición y demás características del gas será con métodos de muestreo y con una frecuencia tal que permitan asegurar el cumplimiento de los requisitos todo el tiempo. Dependiendo de la importancia de las corrientes de gas se deberá considerar el uso de analizadores en línea, continuos o de muestreo intermitente automático. Todo de acuerdo a lo establecido en las normas y las cláusulas contractuales correspondientes.

El método de determinación de componentes mediante la longitud de marcha en tubo permite determinar de manera práctica algunos componentes del gas natural tales como dióxido de carbono, sulfuro de hidrogeno, mercaptanos, azufre total y vapor de agua. Cuando su exactitud o precisión sean insuficientes, se ajustaran los límites hacia el lado seguro.

1.6.3 Normas de seguridad aplicables en operaciones de las estaciones de redes domésticas

Las estaciones principales tienen como fin regular las altas presiones (30-45 kg/cm²) que a su vez son controladas por las estaciones de distrito para mantener un fluido y presión constante de 4 kg/cm² a las redes de distribución. Para cumplir con esto, es necesario [35], que todos los instrumentos de control y equipo contenidos en la estación se mantengan en perfecto estado de funcionamiento, lo que se logra con una atención programada de mantenimiento preventivo.

El mantenimiento preventivo es una de las funciones más importantes en cuanto a seguridad se refiere, ya que permite garantizar condiciones óptimas de funcionamiento en equipos y estructura de la estación. La actividad debe ser realizada mediante un programa previamente establecido. Para esta operación es necesario sacar fuera de servicio los controles automáticos operando manualmente las válvulas del desvío (bypass) instaladas estratégicamente en la estación, asegurando las presiones normales en la red.

En la operación de las estaciones también deben ser considerados diversos aspectos, entre estos se encuentran:

1. Verificación de fugas: esta función debe ser realizada mediante la utilización de equipos altamente especializados que garanticen la correcta detección y la inmediata corrección de las fugas.
2. Comité central de emergencia: es imprescindible que la empresa operadora cuente con un comité central de emergencia de forma de acometer cualquier anomalía que se presente en el sistema, en consecuencia deberá garantizar una atención permanente durante las 24 horas del día, que permita el suministro continuo de gas en forma eficiente y segura. Así como también se recomienda que cualquier sistema de distribución de gas doméstico cuente con el sistema supervisorio automatizado.

Así mismo, las normas de seguridad relacionadas a una estación de gas natural básicamente plantean verificar [12]:

- Que las bridas y válvulas estén debidamente identificadas, pintadas y en buen estado para asegurar su operatividad.
- Que las válvulas estén bien soportadas.
- El piso y superficie de apoyo este en buenas condiciones.
- Que los equipos e instrumentos que componen una estación estén calibrados, certificados y en condiciones aptas para realizar la función para la cual están destinados.
- Que exista un sistema contra incendios y que éste se encuentre en buen estado.

- Inspección de bridas, válvulas y conexiones para evitar filtraciones.

1.7 Características generales de las estaciones y redes de distribución

Normalmente, el sistema que permite llevar el gas de la fuente de suministro al sitio de consumo consiste en: estaciones de limpieza, regulación, odorización, medición y control, así como, en las redes de distribución. En toda red de gas de tipo doméstico, se establecen tres sistemas básicos: de alta presión, de mediana presión y de baja presión.

1.7.1 Sistema de alta presión

Según [42] y [44], es el sistema que permite llevar el gas de la fuente de suministro al sitio de consumo. Se considera alta presión, cuando ésta es superior a 413,7 KPa (60 libras por pulgada cuadrada, relativas o manométricas, 60 psig). Este sistema está formado por: los gasoductos y las estaciones de limpieza, medición y control.

El autor citado señala que los gasoductos están conformados por uno o varios tubos, normalmente de acero, norma API 5L grado B, o similar, protegidos contra la corrosión, que sirven para transportar el gas natural ó gas metano, desde las plantas de compresión hasta la puerta de las ciudades.

Las presiones de trabajo, usualmente, oscilan entre 1724 KPa (250 psig) y 3,5 MPa (500 psig); aun cuando existen casos de presiones de 8,3 MPa (1.200 psig aproximadamente) y de 1135,6 KPa (150 psig). Se presentan escenarios, atípicos, donde un alimentador de PEAD, en zonas deshabitadas o poco pobladas, podría transportar gas metano con una presión máxima de 791 KPa (100 psig). No es común, y no se considera un gasoducto.

1.7.2 Sistema de mediana presión

Se define según [44], como el sistema encargado de la distribución del gas natural o gas metano en la ciudad. Normalmente, trabaja entre 204,8 KPa (15 psig) y 515 KPa (60 psig), aunque en sitios poco poblados, los alimentadores principales pueden llegar hasta 791KPa (100 psig), y en zonas terminales o lejanas, las redes de distribución pueden bajar hasta 135,9 KPa (5 psig).

El material de las tuberías del sistema es el polietileno de alta densidad, (PEAD), resina ALTAVEN 6.100M de PLASTILAGO. Las tuberías están especificadas para una presión de trabajo de 1135,6 KPa (150 psig) y probadas contra un envejecimiento equivalente a cincuenta (50) años, mediante una simulación con las siguientes variables: 1) Presión igual o mayor a 722 KPa (90 psig); 2) Temperatura de 80 grados centígrados; 3) Tiempo de 170 horas.

Según el autor citado, el sistema está formado por los alimentadores, las redes de distribución y las acometidas. Los alimentadores, son tuberías de polietileno de alta densidad, (PEAD) de diámetros iguales o mayores a 90 mm (diámetro nominal 3 in). Se utilizan para alimentar a las redes de distribución, equitativamente. Se entierran a 100 cm de profundidad mínima.

Las modernas redes de gas eliminan las anteriormente conocidas estaciones de distrito con el uso de los alimentadores de polietileno de alta densidad (PEAD), lo cual es más eficiente, económico y seguro para las comunidades. Se acompañan, en la parte superior de la misma zanja, con otra tubería de polietileno de alta densidad (PEAD), Ø 32 mm (nominal 1”), utilizada para distribuir el flujo, que recibe de la de mayor diámetro.

Las redes de distribución, por su parte, [13], son tuberías de polietileno de alta densidad (PEAD), que forman redes o mallas para distribuir el gas natural ó gas metano, por todas las calles de la ciudad, pueblo, urbanización o caserío.

Sus diámetros pueden ser variables; los más usados son los de diámetro (DE) externo, DE=32 mm y DE=63 mm, conocidos nominalmente como 2,54 cm y 5,08 cm, respectivamente. Se entierran a una profundidad mínima de 80 cm, dos por cada calle, pegadas a cada acera, por lo que quedan paralelas.

Por otro lado, las acometidas, representan la parte de la red, que sirve para derivar el servicio a los usuarios. De la tubería perteneciente a la red de distribución, mediante una silla o una tee de polietileno de alta densidad (PEAD), se conecta perpendicularmente hacia la acera, utilizando el sistema de electrofusión, un tubo de polietileno de alta densidad (PEAD), Ø 32 mm, con una longitud aproximada de 1,5 metros de longitud y terminado en un tapón de polietileno de alta densidad, (PEAD), Ø 32 mm.

1.7.3 Sistema de baja presión

Es definido según [44], como el sistema que le pertenece al usuario, penetra en su casa, le lleva el gas a sus artefactos. Por esa razón, su presión debe ser la mínima permisible, 103,1 KPa (un cuarto $\frac{1}{4}$ de psig), o también siete pulgadas de agua, (7" H₂O). En las edificaciones multifamiliares, puede llegar al doble 104,8 KPa, ($\frac{1}{2}$ psig), (14" H₂O). Se llama línea de servicio, va desde la acometida hasta el o los artefactos.

Según lo establecido en [45], entre los artefactos de uso doméstico más comunes que emplean combustibles gaseosos y deben ser considerados en el sistema de baja presión, se encuentran: cocinas, estufas, hornos, calentadores de agua (de paso y de acumulación), secadoras de ropa, equipos de aire acondicionado, neveras, asadores, chimeneas, entre otros.

La capacidad de estos artefactos y su localización dentro de las residencias, además de su importancia en el cálculo de la red, tiene aspectos muy significativos con respecto a la seguridad, tales como la ventilación, que favorece un adecuado intercambio de aire y el sistema de evacuación al exterior de los productos de la combustión.

Todos los artefactos a gas que se instalen han de cumplir con los reglamentos técnicos emitidos por la autoridad competente; en este último caso deberán disponer del respectivo certificado de conformidad. Para las cocinas, calentadores y todos los artefactos a gas considerados en el diseño y por ende en la construcción de la red, se cumplirán, las siguientes medidas de seguridad:

- Todo artefacto a gas llevará asociado una válvula de paso de fácil identificación y acceso que permita suspender o restituir, según se requiera, el servicio de gas.
- Los artefactos a gas, en general, deben poseer válvula con enclavamiento que impida su operación accidental.
- Las cocinas mixtas tendrán ambientes aislados entre ambos servicios (energía eléctrica y gas).

- En caso que las cocinas (tanto las sólo a gas como las mixtas) y los calentadores posean piloto, éste tendrá una protección que impida el paso del gas al ambiente en el evento que aquél se apague.
- Los artefactos a gas tendrán una placa con información visible del tipo de gas para el cual fueron diseñados e información suficiente sobre su operación y calibración, además de la información exigida por las autoridades competentes.

1.8 Componentes básicos de una estación

En toda estación de gas natural para realizar sus funciones, necesita la interrelación operativa de una serie de equipos, entre los cuales se encuentran: separadores, depuradores, sistemas de interconexión de tuberías, equipos auxiliares, como por ejemplo: equipos de medición, control y seguridad.

Los elementos que conforman una estación pueden agruparse por funciones, de acuerdo con [33] sus funciones principales son: limpieza, regulación, control, medición, seguridad y odorización, con equipos interrelacionados entre sí que permiten limpiar o separar los líquidos e impurezas, regular la presión tomando en cuenta la capacidad permitida y requerida, considerando manómetros y termómetros en lugares estratégicos, permite controlar el suministro de gas mediante válvulas, protegiendo el sistema evitando posibles alzas de presión, medir el caudal de gas con ayuda de la presión diferencial y estática registrada, fundamentados en estas estaciones en la medición del gas por placa orificio (AGA-3). Y se odoriza el gas garantizando la correcta detección e inmediata corrección de fugas o escapes.

Todo esto con normas que permiten la segura operatividad y funcionamiento de las estaciones, siendo necesario que todos los instrumentos de control y equipos contenidos en la estación se mantengan en buen estado de funcionamiento, lo que se logra con una atención programada de mantenimiento preventivo.

1.9 Red de distribución

Las estaciones de regulación y medición (EMR), situadas en los nodos que unen la red de transporte y las redes de distribución, adaptan la presión del caudal de gas en los gasoductos de transporte a la presión requerida en la red de distribución de gas,

siendo está definida por [33] como una red de tuberías que se utiliza para distribuir el gas natural en una ciudad o región.

Para el autor en mención, se puede hablar de la red de gas de una ciudad, de un país o de un continente. El objetivo principal es llevar el gas desde los centros de producción hasta los sitios donde se requiere o se consume. Se diseñan en forma de ramal (cada usuario tiene una única línea de suministro o ramal) o de forma mallada (la red que suministra al usuario está interconectada en varios puntos con el resto de la red de distribución). El diseño mallado es más costoso, aunque ofrece mayor fiabilidad y garantía de suministro en caso de averías.

La presión a la que se entrega el gas natural depende del tipo de cliente, variando desde presiones menores para los consumidores más pequeños (los domésticos) hasta presiones superiores para las entregas a grandes consumidores industriales que frecuentemente se alimentan directamente desde el sistema de transporte.

Los gasoductos poseen ciertas propiedades y características que son importantes mencionar. Entre ellas, según [33], se encuentran: el diámetro nominal (\emptyset), longitud (pies), schedule o cédula y espesor (pulg). Estas son propiedades básicas, pero para un buen manejo de cantidades numerosas de gasoductos (los cuales la mayoría sobrepasan los 1000 pies de longitud), es necesario contar con un historial que permita un control de cada característica específica que sea vital para las operaciones. Entre estas destacan el año de tendido, reparaciones, inspecciones, sistema de protección catódica, tratamiento químico, limpieza, entre otros.

Por otro lado, según [45], las redes de gas son el conjunto de tuberías, accesorios y equipos que integran el sistema de suministro de servicio de gas al inmueble a partir del medidor. Para edificios de propiedad horizontal o condominios, es aquél sistema de suministro del servicio al inmueble a partir del registro de corte general cuando lo hubiere.

Asimismo, [13], señala que una red de gas es un sistema de distribución en donde la mayor parte de las tuberías están interconectadas. Esta interconexión entre las diferentes ramas de tuberías, hace que el gas fluya a diferentes tasas y por diversas vías. Tomando como punto de partida estas definiciones, cabe señalar que existen

muchas ciudades en el mundo que están provistas de redes ciudadinas para satisfacer la demanda de los usuarios. Y, de igual manera, hay tuberías que parten de la Siberia y llevan el gas hasta Europa, o desde Argentina, para satisfacer la demanda de Chile o del Brasil.

En Colombia, desde 1.976, se puso empeño en que los ingenieros y técnicos aprendieran a diseñar redes de gas y, en la actualidad, es una política gubernamental la “Masificación del gas”, con lo cual se pretende proveer de energía barata a la gran mayoría de los ciudadanos. En Venezuela, por su parte, dado que es un país eminentemente petrolero, el gas natural ha sido utilizado desde comienzos del siglo XX. Existen redes de tuberías que cubren toda la zona norte del país y ciudades, como Maracaibo, que poseen redes de gas desde el año 1.938.

En la industria del petróleo las redes de recolección y distribución de gas son parte de la actividad rutinaria y se deben construir tanto para la satisfacción de las necesidades internas como para mantener la producción cuando los pozos han perdido su presión natural. En ese caso se habla de redes de levantamiento artificial de gas (“gas lift”). Las redes de gas se instalan para garantizar que cada pozo reciba la cantidad necesaria de gas, a la presión debida, para impulsar el petróleo hasta la superficie.

La Figura 3, muestra la determinación de límites entre los sistemas de transporte, distribución y domiciliario de gas natural. El sistema de distribución de gas natural es el que se encuentra delimitado por la salida de la última regulación en el sistema de transporte, hasta la salida del medidor; incluyendo regulaciones intermedias, sistemas de protección por sobre-presión, conductos de distribución y medidor. Pueden darse situaciones en que usuarios se conecten directamente al sistema de transporte, a través de un by-pass físico del sistema de distribución.

El estudio realizado por [38], titulado “Propuesta de un diseño para la construcción de la red de gas metano en la comunidad de Barrio Panamá”, Universidad del Zulia, tuvo como finalidad la recopilación de la información real relacionada con las características, distribución y organización de la comunidad de Barrio Panamá, así como la descripción de los insumos, los recursos humanos, tecnológicos y financieros

necesarios para crear una red de tuberías para la distribución de gas metano a las viviendas fabricadas en la mencionada comunidad.

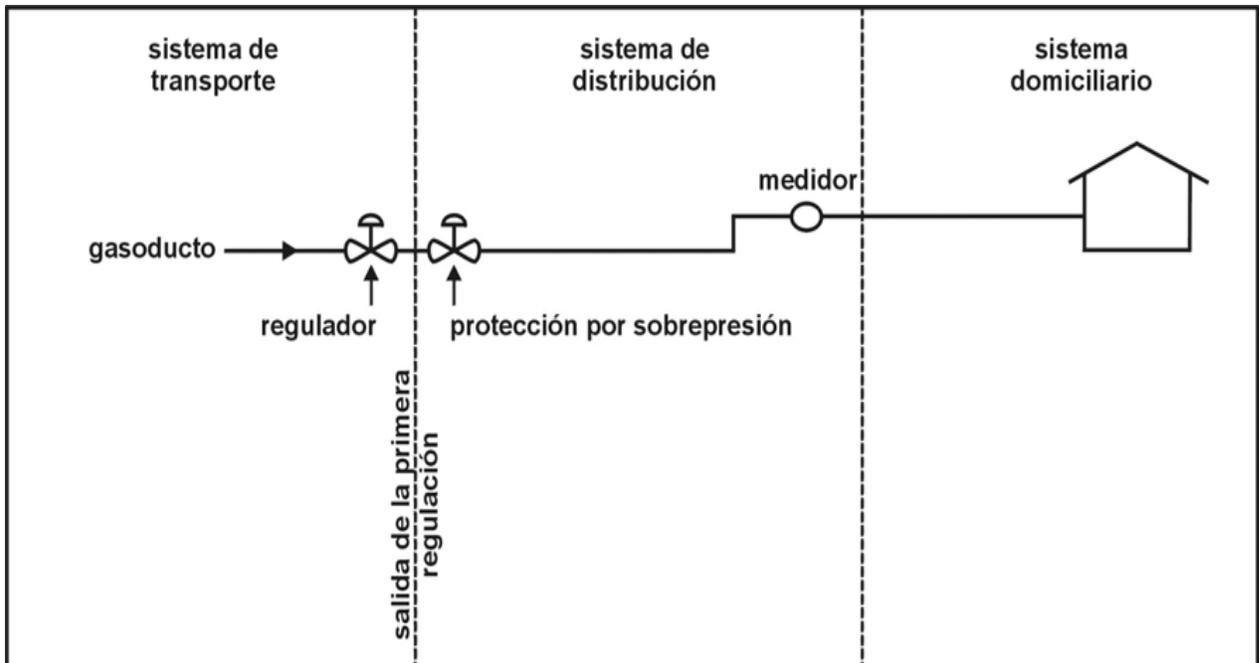


Figura 3. Instalación típica de sistemas de transporte, distribución y domiciliario de gas natural [46]

Desde esa perspectiva, se constituyó en una investigación descriptiva, no experimental, en la modalidad de proyecto factible, cuyas técnicas de recolección de datos estuvieron representadas por la observación directa y una encuesta semi-estructurada conformada por un total de treinta (30) ítems dirigidos a los habitantes de la comunidad de Barrio Panamá, quienes confirmaron la necesidad urgente de contar con una red de distribución de gas, puesto que dicho servicio lo estaban obteniendo a través de bombonas, lo cual resultaba altamente costoso y riesgoso.

Tomando como punto de partida la información recabada, se procedió a elaborar la propuesta, la cual estuvo soportada por una justificación, así como por unos objetivos, estudios de factibilidad, presupuestos de gastos, listas de materiales y recursos a implementar, diseños gráficos computarizados de la red de distribución, con sus respectivas tuberías y accesorios. Lo anterior, arrojó como resultado el diseño de una red de distribución de gas metano, altamente factible, la cual fue sometida a aprobación del gobierno local, el cual la aprobó y desarrolló de manera eficiente.

Es importante destacar que la investigación reseñada reviste especial importancia para el presente estudio, por cuanto describe los aspectos teóricos y metodológicos a considerar en el diseño de una red de gas doméstico. Asimismo, contiene un instrumento de recolección de datos que puede ser utilizado para corroborar la situación problemática existente en el municipio Miranda del Estado Zulia, objeto de estudio.

Asimismo, el estudio realizado por [39], estuvo dirigido al “Diseño para la construcción de una red de distribución de gas doméstico en la comunidad de Barrio Horizonte, Parroquia La Rosa”, Instituto Universitario Tecnológico de Cabimas, el mismo, se efectuó bajo la modalidad descriptiva, inductiva, experimental. Ameritó la realización de un procedimiento mediante el cual se diagnosticaron las necesidades actuales de la comunidad de Barrio Horizonte con respecto al servicio de gas doméstico, quedando evidenciada la escasez y mal estado de las redes destinadas a dicho servicio.

Por otro lado, se hizo necesario establecer el diseño de la red de gas, los requerimientos materiales para su construcción, y por último, someter el diseño a diversas pruebas que permitieran demostrar la factibilidad del mismo. A través del análisis de los datos recabados se determinó que, el diseño propuesto fue funcional, por cuanto contribuyó a la solución del problema de escasez del servicio en la comunidad considerada.

Cabe señalar que el estudio mencionado representa un antecedente importante para la presente investigación, puesto que el mismo refleja un diseño metodológico que sirve de guía para su desarrollo, así como también proporciona información teórica relevante para sustentar la propuesta para el sistema de distribución de gas doméstico dirigida al municipio Miranda.

1.9.1 Cálculo de redes de gas

El cálculo de la caída de presión de una sola tubería requiere solamente de la aplicación de una ecuación de flujo. Sin embargo, en un sistema de distribución la mayor parte de las tuberías está interconectada, formando una red. Como consecuencia de la interconexión entre los diferentes tramos, el gas puede fluir desde la fuente hasta los nodos de consumo, por diferentes vías y a distintas tasas de flujo. Por

eso, cuando se habla de diseñar una red de distribución de gas doméstico, se requiere especificar el cálculo del caudal en cada tramo y la presión en cada nodo [13].

Desde esa perspectiva, el cálculo de redes de gas, suele ser necesario cuando: a) se desarrollan planes para reforzar una red existente para distribución de gas; b) cuando se trata de determinar el efecto de nuevas tasas de flujo agregadas a un sistema de distribución en operación; c) Cuando se estudia el efecto de válvulas y reguladores de presión en tuberías existentes y d) cuando se persigue el tendido y cálculo de diámetros de ductos para una nueva red de distribución, tal es el caso de la presente investigación.

1.10 Factores para el diseño de redes de gas

Para el diseño de redes de gas doméstico se toman en cuenta determinados factores, los cuales se explican a continuación:

1.10.1 Requerimientos de consumo

El ente Nacional del gas, ENAGAS, determina un consumo doméstico, promedio mensual, por vivienda unifamiliar, de 40 m^3 . Al dividir $40 \text{ m}^3/\text{mes}$ entre 30 días por cada mes y entre 8 horas por día, se obtiene $0,1666 \text{ m}^3/\text{h}$. Adicionalmente, se debe considerar el consumo comercial, el cual estadísticamente, se ubica en un 20% del consumo doméstico. En consecuencia, el consumo total, doméstico más comercial, es de, aproximadamente, $0,20 \text{ m}^3/\text{h}$, para cada consumidor doméstico.

Sin embargo, durante la construcción de la red de gas de Maracaibo, se midieron los consumos horarios máximos, hora pico 11:15 am, y se obtuvo un resultado de $0,25 \text{ m}^3/\text{h}$, que utilizado como base para considerar el consumo comercial del 20 %, se obtiene un consumo total de $0,30 \text{ m}^3/\text{h}$. Tomaremos el valor de $0,30 \text{ m}^3/\text{h}$, para mantener un factor de seguridad.

1.10.2 Puntos de suministro

El o los puntos de suministro, normalmente, deben estar situados fuera del área urbana de las poblaciones, de acuerdo con el postulado N° 1 del PISEC GAS, el cual establece lo siguiente: Las instalaciones del sistema de alta presión o sistema fuente, (presiones mayores de 653 KPa que equivalen a 80 libras por pulgada cuadrada,

manométricas 80 psig) deben quedar fuera del límite urbano de las ciudades pueblos o caseríos.

En este sentido, la presión de entrada al sub-sistema de alimentadores de mediana presión, debe ser igual o menor de 515 KPa (60 psig). Para el cálculo, el o los puntos de suministro representan a los nodos de alimentación del sistema de mediana presión o sistema de distribución.

1.10.3 Alimentadores de mediana presión

El sub-sistema alimentadores de mediana presión, se encarga de distribuir el gas, desde el o los puntos de suministro, hasta el sub-sistema redes de distribución. En las pequeñas poblaciones, normalmente, solo se utiliza un alimentador; pero, en las ciudades, los alimentadores, se enmallan formando redes, que se utilizan para realizar macro diseños y macro cálculos, como es el caso de la Urbanización Ezequiel Zamora.

1.11 Mantenimiento del sistema de distribución

La función del mantenimiento es asegurar que todo activo físico continúe desempeñando las funciones deseadas. Con este enfoque [36] promueve las acciones predictivas, preventivas y correctivas para mantener capacidad, disponibilidad y confiabilidad, respetando los requerimientos de calidad, seguridad industrial y cuidado del medioambiente.

1.12 Confiabilidad operacional

El objetivo del mantenimiento es asegurar la competitividad del producto. En esa medida [36] plantea que aumentar la confiabilidad del sistema; es decir, disminuir la cantidad de fallas que generan interrupciones no programadas, permite entregar la disponibilidad requerida por operaciones. En consecuencia, el área de mantenimiento no es la única responsable por la confiabilidad final de los equipos, es todo el sistema, ya que toda planta industrial o empresa de servicios, está integrada por: procesos, tecnología y personal.

1.13 Eficiencia energética

La eficiencia energética es la relación entre las energías consumidas y el volumen o cantidad producida. Implica poder realizar el mismo trabajo, con igual o menos

energía. Para poder lograr esto, según [36] se debe: reducir las pérdidas de energía y aumentar el rendimiento energético, es decir, el trabajo que se obtiene, para la misma energía consumida.

Muchas veces se asocia la eficiencia energética, únicamente a energías renovables, sin analizar las fuentes de energía sin explotar con las que se cuentan. En afinidad con [36], al comenzar un proyecto de mejora para instalaciones existentes, es importante, realizar una evaluación previa para detectar los problemas de diseño que puedan limitar la mejora de la eficiencia energética. En ocasiones, la inversión para el rediseño y reforma de las instalaciones puede ser justificada con el potencial ahorro energético que esto conlleva.

1.14 Problemas o riesgos más frecuentes del uso del gas natural

En términos generales, el origen del gas para el uso industrial y/o comercial es igual al que se suministra para fines domésticos. Las variantes prácticamente se refieren al caudal utilizado y a las condiciones de presión y temperatura a las cuales recibe el gas el consumidor mayor. Todas las consideraciones a desarrollar aplican en el mismo grado para consumidor doméstico, comercial e industrial, advirtiendo que, debido a que este último utiliza volúmenes considerablemente superiores, también aumentan los peligros ante el posible riesgo de incendio o explosión. Para este tipo de usuarios es imperativo que la instalación sea hecha siguiendo estrictamente las normas técnicas existentes.

En el sistema de suministro del gas hacia los clientes se pueden presentar daños o roturas en la tubería provenientes de la acción del tiempo, por corrosión, o cualquier otra causa que actúe sobre los materiales originando escapes de gas que pueden representar un riesgo de incendio o explosión, igualmente esto puede presentarse al ocurrir fallas en los artefactos que utilizan gas como fuente de energía.

En ningún caso, para [19], se debe realizar una toma clandestina del servicio de gas natural ya que someten al usuario a graves riesgos de incendio y explosión, con los subsiguientes daños para las personas y la propiedad, siendo evidente el robo del combustible. Entre los riesgos potenciales para este autor destacan los siguientes:

- Conjuntamente con el gas natural puede existir agua en estado líquido. En caso de que el agua llegue a una caldera, horno o similar, se expande y al evaporarse aumenta su volumen mil setecientas veces, lo cual pudiera generar una explosión.
- En las conexiones clandestinas, en vista de que no existen los filtros, separadores, reguladores de presión y demás equipos obligatorios, los líquidos de hidrocarburos pueden llegar hasta los artefactos generando incendios o explosiones.
- La falta de reguladores apropiados para controlar la presión pudiera ocasionar la concentración en el sitio de volúmenes tan grandes, que aumentarían en grado considerable el impacto de la explosión.
- En hornos de pizzerías, panaderías, entre otros, donde no se hayan tomado las debidas precauciones para producir una combustión completa de los hidrocarburos, los residuos pueden generar graves daños a la salud, porque los contaminantes llegan hasta los productos comestibles que se elaboran.

Conclusiones parciales

1. La falta de procedimientos operativos, y las malas prácticas operativas, atentan tanto, la confiabilidad operacional, como a la eficiencia energética.
2. Para procedimientos manuales es fundamental capacitar y entrenar al operador, con la finalidad de crear conciencia de su incidencia en el cuidado del equipo y en la eficiencia energética.
3. En el caso del sistema de distribución de gas metano, existen oportunidades de mejoras de la eficiencia energética, integrando mayor automatización en el sistema, para permitir modular la capacidad y minimizar el tiempo en funcionamiento.
4. El Mantenimiento, es uno de los pilares de la eficiencia energética y del funcionamiento del sistema, por ello es importante jerarquizar las fallas relacionadas con la eficiencia energética, realizar una revisión de los planes de mantenimiento, incluyendo acciones para prevenir las consecuencias de las mismas, eso requerirá básicamente de rutinas de inspección y monitoreo de condición de ciertos parámetros operativos.

5. Para poder implementar un sistema de gestión energética en los sistemas, es necesario establecer Indicadores de eficiencia energética, para tener mayor sensibilidad y detectar cualquier desvío.
6. Los estándares de calidad del gas natural cónsonos con lo establecido a nivel internacional, están dirigidos a conservar, proteger y preservar el medio ambiente en los Sistemas de Transporte y Distribución (NTA), promoviendo el uso eficiente y la aplicación de las mejores prácticas en la industria del gas, conforme a las normas legales, reglamentarias y técnicas de eficiencia, seguridad y calidad relacionadas.
7. La creación de leyes, reglamentos y normas ambientales, están orientadas a controlar los impactos negativos que algunas actividades humanas tienen sobre el ecosistema, y a que sus consecuencias sean evitadas o saneadas por el agente causante. En tal sentido, quienes realicen obras o actividades que afecten o puedan afectar el ambiente, están obligados a prevenir, minimizar o reparar los daños que cause, así como a asumir los costos que implique dicha afectación.

CAPÍTULO II

CAPÍTULO II

CARACTERIZACIÓN DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN DE GAS DOMÉSTICO DEL MUNICIPIO MIRANDA

2.1 Caracterización del proceso de obtención y suministro del gas doméstico en el municipio Miranda

Se logró caracterizar la condición actual de las estaciones principal y secundaria así como la red de distribución de gas doméstico del municipio Miranda por medio de la recopilación de información teórica y de campo (documentos, informes técnicos, planos, facturas de consumo de gas, inspecciones), que han permitido identificar y describir los componentes que lo conforman, y posteriormente comprobar la confiabilidad del sistema a las condiciones de operación determinadas para el fluido, detectar las fallas y los márgenes de seguridad inaceptables generando estrategias factibles que permitan mejoras en el funcionamiento del sistema de distribución de gas doméstico. (Se anexan en la Figura 5 y Figura 6 la caracterización del proceso de suministro de gas al municipio Miranda, Figura 7 y Figura 8 los planos de la condición actual de las estaciones y en la Figura 9, Figura 10, Figura 11, Figura 12 y Figura 13 los planos generales de la red de distribución del municipio).

Actualmente el municipio Miranda se alimenta de gas proveniente del Gasoducto Transoceánico “Antonio Ricaurte”, el cual, es un proyecto energético binacional para promover el desarrollo e integración de los países, rumbo a la constitución del Cono Energético Suramericano. La importancia de la puesta en marcha de este proyecto gasífero, se concentra en la inversión para el desarrollo social de las comunidades que habitan la frontera colombo-venezolana, además de promover la integración y soberanía energética de ambas naciones.

Venezuela recibe gas extraído de yacimiento gasífero en los campos de Ballenas, situados en el mar Caribe Guajiro-Colombia por medio del gasoducto Transoceánico “Antonio Ricaurte”, cuya extensión es de 224,4 kilómetros, de los cuales 202,0 kilómetros de tuberías son de diámetro 660,4 mm (26”) y 22,4 kilómetros de tuberías de 508 mm (20”) de diámetro sublacustre, encontrándose 88,5 kilómetros en Territorio

Colombiano y 135,9 kilómetros en Territorio Venezolano, el gasoducto cuenta con 9 estaciones de seccionamiento (3 en Colombia y 6 Venezuela) y 5 estaciones terminales (1 en Colombia y 4 Venezuela).

El gasoducto inicia en Colombia con 660,4 mm o 26" de diámetro recorriendo todas sus estaciones: estación terminal Ballena, y estaciones de seccionamiento: Marauasahu, Cuatro Vías y Carraipia. Posteriormente ingresa a territorio venezolano manteniendo el diámetro de 660,4 mm, Majayura es la primera estación terminal presente, seguida de seis estaciones de seccionamiento: El Cerro, Rio Limón, Siloé, Tulé, La Concepción y Los Cortijos, finalizando el gasoducto con tres estaciones terminales, la primera de ellas es Bajo Grande (ETBG), en la cual se modifica el diámetro del gasoducto de 660,4 mm a 304,8 mm para dirigirse a la Estación de Regulación y Medición (EMR) Rafael Urdaneta I, y de la estación terminal Bajo Grande hasta la EMR Ramón Laguna Nueva se disminuye el diámetro del gasoducto de 660,4 mm a 508 mm.

Para el suministro de gas al Occidente de Venezuela con gas proveniente de Colombia se conecta la E.M.R Rafael Urdaneta I con un gasoducto de diámetro 304,8 mm con la estación de envío y recibo La Isla, quien a la par recibe gas de la planta compresora TJ-3, ubicada en el Lago de Maracaibo en el área de Tía Juana. Aguas abajo de la estación La Isla se conectan dos líneas, una de 406,4 mm y otra de 508 mm que pasando por los Múltiples de gas M-604 y M-604-A, respectivamente, suministrando el gas al Sistema Ulé-Amuay, en la estación de válvulas automáticas (E.V.A.) KM-00. Luego ambas líneas llegan a la E.V.A Km 4+600 la cual interconecta el múltiple de gas La Pica con el Complejo Petroquímico Ana María Campos (El Tablazo). Del complejo sale una línea de 406,4 mm y otra de 508 mm que se dirigen a Puerto Miranda. Alimentando a la estación principal de SUGAS con una conexión para su suministro en el gasoducto La Pica-El Tablazo (406,4 mm) que va hacia Maracaibo, propiedad de PDVSA GAS. De dicho gasoducto de gas seco se toma el gas a conducir hasta la estación principal del municipio Miranda, con una tubería de alimentación de diámetro 101,6 mm (4"), de acero, norma API 5L, grado B, que finalmente con una ampliación del diámetro de 101,6 mm (4") a 203,2 mm (8") conduce el gas seco a la estación principal de distribución de gas doméstico.

Actualmente se tiene tubería de PEAD 152,4 mm (6") de diámetro entre las estaciones principal y secundaria de SUGAS, de esta última sale una tubería de PEAD con 127 mm diámetro, dando origen a la red de distribución que atraviesa el municipio Miranda, encargada de abastecer a los subsectores de la ciudad sin exceder los 515 KPa (60 psi). En cada subsector o distrito de una misma ciudad, existe una red más pequeña que recibe el gas de la red matriz y distribuye hasta los puntos de entrega del sector. Alrededor de cada cuadra pasa una tubería de menor diámetro (por ejemplo de 25,4 mm) que lleva el gas que necesitan los consumidores del sector. Para suministrar gas a los comercios y viviendas fueron construidas acometidas de servicio, de las cuales se pega la tubería que ingresa a las instalaciones de los respectivos clientes para servirle el gas sin exceder la presión requerida, siendo 104,8 KPa (½ psig) para uso doméstico.

El proceso de suministro hacia el municipio Miranda puede variar de acuerdo a la disposición del hidrocarburo por parte de PDVSA GAS. En caso de suministrar gas al Complejo Ana María Campos a través de la E.M.R. Ramón Laguna Nueva el proceso sería:

Al llegar el gas de Colombia a la estación terminal Bajo Grande, se envía gas a la E.M.R. Ramón Laguna Nueva con un gasoducto de 508 mm, y posteriormente se conecta con el Complejo Ana María Campos con un tendido de 304,8 mm de diámetro, continuando el proceso de suministro hacia SUGAS por el gasoducto de 406,4 mm que se encuentra aguas abajo del Complejo. Siguiendo el proceso descrito en la opción anterior para la alimentación de gas al municipio Miranda.

Como otra opción el gas proveniente de Colombia llega a la estación terminal Bajo Grande, y posteriormente se conecta al E.M.R. Rafael Urdaneta con un gasoducto de diámetro 304,8 mm, que puede suministrar gas a la E.M.R. Ramón Laguna Nueva con un gasoducto igualmente 304,8 mm de diámetro a través de la estación de trampas Ramón Laguna. Posteriormente, la E.M.R. Ramón Laguna Nueva envía gas al Complejo Ana María Campos con un tendido de 304,8 mm de diámetro y aguas abajo del complejo el gasoducto de 406,4 mm le suministra gas al sistema de distribución de SUGAS siguiendo el proceso a partir de este punto anteriormente descrito.

Tabla 2. Factura por consumo de gas metano. Fecha: 03/05/2011.

Muestra: Gas natural		Empresa: SUGAS
Temperatura: 35 °C (95 °F)		Presión: 380 KPa (55 psi)
Período facturado: 01/04/11 al 30/04/11		
Componentes	Porcentaje Molar	Contenido Líquido (GPM)
CO ₂	0,019997	
H ₂ S	0,000400	
N ₂	0.939858	
H ₂ O	0,014700	
Metano (C ₁)	91,914119	
Etano (C ₂)	6,718985	
Propano (C ₃)	0,366945	0,100883
Isobutano (i-C ₄)	0,011998	0,003916
Normalbutano (n-C ₄)	0,010998	0,003460
Isopentano (i-C ₅)	0,001000	0,000365
Normalpentano (n-C ₅)	0,001000	0,000361
	Σ 100.0000	Σ 0,108985
Características del Gas Natural		
Gravedad específica	0,594458	
Peso molecular	17,217673 g/gmol (lb/lbmol)	
Presión seudocrítica	4608 KPa (668,335444 psi absolutas)	
Temperatura seudocrítica	-74,7 °C (-102,4086 °F)	
Presión seudocrítica corregida	4607 KPa (668,172499 psi absolutas)	
Temperatura seudocrítica corregida	-74,72 °C (-102,49567 °F)	
Factor de corrección por acidez	-273,1 °C (-459,582898 °F)	
Contenido líquido (GPM) (C ₃ ⁺)	4,125.10 ⁻⁴ m ³ /28,32 m ³ (0,108985 gal/1000 ft ³)	
Valor calorífico bruto	39393,7 KJ/m ³ (1057,29 BTU/ft ³)	
Valor calorífico neto	35540,9 KJ/m ³ (953,88 BTU/ft ³)	
Contenido de H ₂ S	4.00000 ppm, v	

Fuente: SUGAS, (2011).

Se muestra la composición real de alimentación a la estación principal de SUGAS, que se ha obtenido por medio de análisis cualitativos y cuantitativos que permiten obtener y apreciar los componentes presentes con su respectivo porcentaje de la composición total, [16]. La tabla muestra la variación de porcentajes que tienen los

componentes del gas en estudio. Indicando que el componente principal es el metano con un 91,91 de porcentaje molar, teniendo un mayor porcentaje de miembros más volátiles de la serie parafínica de hidrocarburos, los otros hidrocarburos son parte del gas en menores cantidades, como el etano con 6,72 de porcentaje molar, y proporciones de propano, butanos y pentanos que no superan el 1 %, por lo que puede denominarse gas doméstico (pobre o seco).

Además de los hidrocarburos presentes, también se detecta la presencia o no de otras sustancias que merecen atención, ya que pueden ocasionar perturbaciones en las operaciones de manejo, tratamiento y procesamiento industrial del gas. Es notoria la presencia de impurezas o cantidades variables de otros gases no hidrocarburos como dióxido de carbono, sulfuro de hidrógeno, nitrógeno y vapor de agua.

El sulfuro de hidrógeno aparece en muestra con 4 ppm,v ó $4 \cdot 10^{-4}$ de porcentaje molar, creando propiedades en el gas como ser tóxico en pequeñas proporciones y posible causante de severas irritaciones de la vista. De allí que si en las operaciones hay que manejar gas que contengan sulfuro de hidrógeno se deben tomar todas las precauciones y medidas de seguridad correspondientes. Al tomar en cuenta que con 10 ppm de H_2S no es amenazante, pero con valores de 400 ppm si existe peligro, siendo fatal un valor de 800 ppm, permitiendo considerar la cantidad de H_2S que tiene la composición de la Tabla 2 (4 ppm) dentro de los niveles permisibles.

Esta composición muestra un gas apto para ser transportado por tuberías, cumpliendo con especificaciones del GPSA, [20], [37], como contener cantidades no mayores de 4 ppm de sulfuro de hidrógeno (H_2S), menos del 3 % de dióxido de carbono (CO_2), y de 6 a 8 libras de agua por millón de pie cúbico en condiciones normales. Al no cumplir especificaciones se tienen como consecuencias, por ejemplo, la formación de ácidos, en presencia de CO_2 y H_2S conjuntamente con agua libre, mezcla que formara ácidos que corroen las tuberías y el resto de los componentes metálicos del sistema.

Este gas tiene características específicas para consideración, como la gravedad específica, peso molecular, condiciones pseudocríticas de presión y temperatura, contenido de líquido o GPM, valor calorífico bruto y neto. Posee un peso molecular de 17,22 g/gmol (lb/lbmol), que desde el punto de vista de seguridad se debe relacionar

con el peso molecular del aire, reflejando que en caso de fugas este gas doméstico tenderá a ascender por ser más liviano que el aire, disipándose a la atmósfera, disminuyendo así el peligro de explosión.

A medida que el gas aumenta el valor de la gravedad específica los cambios en la composición deben ser observados con detenimiento. Se debe mantener presente el peso molecular del gas con el cual se trabaja, para incrementar la seguridad en la operación. Los valores de presión pseudocrítica 4,6 MPa (668,33 psia), y temperatura pseudocrítica -74,67 °C (-102,41 °F), son utilizados para calcular el factor de compresibilidad “z”.

La cantidad de calor liberado, en KJ o BTU que se desprende al quemar un pie cúbico de gas, se conoce como valor calorífico, ya sea valor calorífico bruto teniendo en esta composición 39,4 MJ/m³ (1057,29 BTU/ft³) y valor calorífico neto de 35,6 MJ/m³ (953,89 BTU/ft³) El valor calorífico bruto o superior se refiere al valor calorífico que se mide a combustión completa, considerando que el agua formada durante la combustión se recoge en estado líquido. El calor que se desprende al condensar el agua se agrega al valor calorífico neto del gas, punto que coincide con el límite de inflamabilidad superior del gas. Mientras que el valor calorífico neto considera que el agua obtenida durante el proceso de combustión permanece en estado gaseoso.

Haciendo referencias a los ppm, v; es necesario saber que los ppm son una parte en un millón de partes iguales, el cual al estar referido a una millonésima de volumen o de masa se denota ppm,v. Un ppm,v de sulfuro de hidrógeno en el gas natural indica la presencia de un pie cúbico del contaminante en un millón de pies cúbicos de gas natural, teniendo en cuenta en esta composición 4ppm,v de sulfuro de hidrógeno.

Sin embargo, por medio del porcentaje real que enseña el análisis de muestra de gas doméstico se puede calcular la cantidad de líquido, caracterizando el gas como seco o no, con un GPM (galones por minuto de líquido extraído) de 0,11, es un gas seco, describiendo dicho valor como el número de galones de propano y componentes más pesados que se pueden extraer de mil pies cúbicos de gas natural, medidos a condiciones normales. A mayor contenido de líquidos en el gas natural el GPM será más alto, también será mayor el valor calorífico y, por lo tanto, la cantidad de calor que

se puede obtener de cada pie cúbico de gas natural. La presencia de dióxido de carbono o nitrógeno actúa de manera contraria, disminuyendo la capacidad calorífica, y por tanto se tendrá menor costo del gas.

El contenido de agua en la tubería reduce el diámetro permisible y reduce la presión, disminuye la eficiencia de la tubería, forman hidratos, que son formaciones cristalinas que se crean en la tubería con ciertas condiciones de presión y temperatura, taponan el gasoducto e impiden que el gas pueda circular, dicho de otro modo, se interrumpe el servicio, necesitando calentar los tubos o agregarles sustancias capaces de destruir estos bloques para que se reinicie la circulación.

A pesar de que el gas que transporta la red permanece en estado gaseoso a las condiciones de presión y temperatura de las tuberías, es conveniente indicar que esta mezcla de hidrocarburos contiene componentes que a condiciones apropiadas de presión y temperatura se pueden condensar, siendo uno de los riesgos potenciales de las instalaciones clandestinas el hecho de que el usuario estaría conectado a una red de alta presión, con una mezcla que posee un alto contenido de componentes licuables, capaces de generar una explosión si llegaran a evaporarse en el horno o cocina.

Sin embargo este fluido estará en estado gaseoso ya que es muy poco probable la presencia de hidrocarburos condensados en la tubería, siempre y cuando no se tengan operaciones indebidas, arrastres en los separadores y cualquier otra falla que podría introducir líquidos en la red.

Por lo general, cuando entra líquido a una red citadina ya no es posible drenarlo debido a los diámetros pequeños con los cuales se debe trabajar, recomendando en estos casos cuidar muy bien que no exista la posibilidad de condensarse líquidos dentro de la red, logrando su uso considerablemente más económico.

En la Tabla 2 y Tabla 3 se muestran la composición del gas de entrada a la estación principal de SUGAS, presentando diferencias en las proporciones de cada componente y período de análisis de muestra, ya que la Tabla 2 presenta una composición promedio mensual de los análisis realizados, y la Tabla 3 muestra la composición de un día analizada en un determinado momento.

Tabla 3. Composición del gas que alimenta la red de acuerdo al análisis de la gerencia de fraccionamiento Occidente. Superintendencia Bajo Grande laboratorio planta de fraccionamiento Bajo Grande reporte de la calidad del gas. Fecha: 03/05/2011.

Muestra: Gas natural	
Componentes	Porcentaje Molar
Fecha de toma de muestra	18/04/2011
Fecha de análisis	20/04/2011
Gravedad específica	0.628
Peso molecular	18,19 g/gmol (lb/ lbmol)
Presión operacional	1035 KPa (150 Psi)
Temperatura operacional	35 °C (95 °F)
Contenido líquido	2,8.10 ⁻³ m ³ / 28,3 m ³ (0,74 gal/1000 ft ³)
Valor calorífico neto	37631,5 KJ/m ³ (1010 BTU/ft ³)
Valor calorífico bruto	41655,5 KJ/m ³ (1118 BTU/ft ³)
Factor Z del gas	0.9975 A.C.N
Viscosidad del gas	0.0109 CENTIP. A P Y T
Componentes	Porcentaje molar
Metano (C ₁)	87,61
Etano (C ₂)	9,25
Propano (C ₃)	2,30
Isobutano (i-C ₄)	0,15
Normalbutano (n-C ₄)	0,15
Isopentano (i-C ₅)	0,02
Normalpentano (n-C ₅)	0,01
Compuestos de más de 6 carbonos (C ₆ +))	0,01
N ₂	0,49
CO ₂	0,01
Total porcentaje molar	Σ100.0000

Fuente: PDVSA GAS, (2011).

De acuerdo al análisis de la Tabla 3 no se reporta la presencia de sulfuro de hidrógeno, ni de agua, y reporta C₆+ que difiere de la Tabla 2. Para este tipo de composición o muestra cromatográfica, se deben realizar los cálculos pertinentes para reconocer la cantidad de líquido que se tiene en la composición, ya que la misma no se escapa de este componente, [9], [10], [11].

En comparación con la Tabla 2 es notoria la diferencia en porcentaje molar de los componentes del gas en estudio, por ejemplo, en la Tabla 3 se tiene metano (C₁) con menor proporción, mientras que el etano (C₂), propano (C₃), ibutano (iC₄), nbutano (nC₄), ipentano (iC₅) y npentano (nC₅), aumentan su porcentaje molar.

Esto comprueba que la composición del gas no es constante cada día, y requiere de análisis diarios que permitan detectar el comportamiento de los gases para prevenir

inconvenientes operacionales o alteraciones que perjudiquen el buen funcionamiento de las estaciones, buscando cumplir los requerimientos mínimos de calidad del gas para la distribución de gas doméstico. Por ello la importancia de la Tabla 4 que muestra valores de presión y flujo por día reportado por el registrador de la estación principal de SUGAS, que pertenece a PDVSA GAS, valores que permiten dar a conocer la cantidad de caudal diario que se abastece a los consumidores.

Reportando un flujo casi constante en MMPCSD, pequeñas variaciones de presión estática y diferencial, con un período promedio entre análisis y análisis de 6 días, con un factor constante de 0,007, facilitando así el cálculo del consumo mensual para ser facturado y llevar un control de dicho recurso.

La composición del gas es importante para la medición, afectando en forma notable su comportamiento, razón por la cual se sugiere a SUGAS tomar muestras del gas de alimentación periódicamente. Tomando en cuenta que la exactitud de la medida exige considerar entre otros componentes, el agua en estado de vapor y el dióxido de carbono que estén presentes en el gas natural. Siendo la gravedad específica un factor determinante en el cálculo del caudal, en este caso por medio de registros aportados por la placa orificio, afectando los cambios de la composición del gas las variaciones de la gravedad.

2.1.1 Estaciones

En la red de gas del municipio Miranda existen dos estaciones:

- Estación principal de limpieza, regulación, medición y control: es la estación en la cual se recibe el gas que alimenta la red, al inicio del gasoducto de PEAD, la alimentación de gas proviene del gasoducto La Pica-El Tablazo (406,4 mm) y es transportado a través de un gasoducto de acero al carbono que finalmente llega a la estación con un diámetro de 203,2 mm. El espacio reservado para esta estación es de 20 metros de largo por 10 metros de ancho, lo cual permite el crecimiento futuro, cercado con bloques, y la entrada de la estación no cuenta con las dimensiones acordes para que el portón permita el acceso de grúas y/o camiones.

Tabla 4. Mediciones de Gas. La nomenclatura empleada es la siguiente: ΔP es la presión diferencial, P la presión, P_s es la presión estática, Q el caudal, \bar{Q} es el caudal promedio, cum Q es el caudal acumulado, d los días y F el factor diario.

Fecha:	ΔP	% ΔP	P_s	% P_s	Q (MMPCSD)	cum Q (MMPCSD)	\bar{Q} (MMPCSD)	Q (MM ³)	cum Q (MM ³)	\bar{Q} (MM ³)	día	F
03/01/11	49,871	99,741	44,800	44,800	0,650	0,650	0,650	18,822	18,822	18,547	3	0,007
10/01/11	48,734	97,467	42,201	42,201	0,612	4,934	0,611	17,721	142,872	17,509	10	0,007
14/01/11	50,335	100,670	49,150	49,150	0,713	7,786	0,704	20,646	225,457	20,420	14	0,007
04/02/11	50,510	101,020	56,000	56,000	0,812	24,838	0,797	23,513	719,225	23,404	35	0,007
08/02/11	50,965	101,930	46,307	46,307	0,672	27,526	0,668	19,459	797,061	19,144	39	0,007
15/02/11	50,335	100,670	48,584	48,584	0,705	32,461	0,702	20,414	939,962	20,176	46	0,007
07/03/11	50,085	100,170	49,436	49,436	0,717	46,801	0,711	20,762	1.355,200	20,605	66	0,007
14/03/11	50,480	100,960	50,318	50,318	0,730	51,911	0,723	21,138	1.503,169	21,057	73	0,007
17/03/11	50,055	100,110	48,548	48,548	0,704	54,023	0,695	20,385	1.564,325	20,050	76	0,007
04/04/11	50,000	100,000	50,852	50,852	0,738	67,307	0,726	21,370	1.948,985	21,284	94	0,007
08/04/11	50,000	100,000	47,674	47,674	0,692	70,075	0,691	20,038	2.029,137	19,836	98	0,007
15/04/11	51,800	103,600	52,633	52,633	0,763	75,416	0,760	22,094	2.183,795	22,063	105	0,007

Fuente: PDVSA GAS, (2011).

El área sobre la cual descansan las tuberías y los instrumentos/equipos tiene una base de concreto, mientras que el área restante no cuenta con esta base y actualmente posee gran vegetación. Igualmente la estación cuenta con tuberías exteriores de acero con diámetro de 203,2 mm y 101,6 mm, API 5L, grado B, sin costura, sin protección anticorrosiva, saliendo y entrando a sus respectivas zanjas con un ángulo de 45°.

Consta de un separador, medidor de flujo por orificio, controladores de presión, reguladores de presión, manómetros, termómetros, fosa, válvulas, accesorios y tuberías (Figura 7, **Error! Reference source not found.**, Figura 14, Figura 15 y Figura 16) (Tabla 10 a Tabla 29). De acuerdo a las condiciones actuales de operación el gas que alimenta a la red entra a la estación a 1135,6 KPa (150 psig) y se regula hasta 446,1 KPa (50 psig), contando con un caudal promedio de $8,29 \cdot 10^4 \text{ m}^3/\text{d}$.

- Estación secundaria de regulación, odorización y control: está ubicada en La Curva del Pato, al final del gasoducto de PEAD proveniente de la estación principal de SUGAS, en un terreno plano de 6 m de longitud por 3 m de ancho, 18 m^2 , con una superficie que permite los trabajos y expansiones futuras para la instalación de nuevos equipos. Alimenta al gasoducto de PEAD de diámetro 127 mm, el cual atraviesa el municipio Miranda.

- El área total de la estación tiene una base de concreto de 10 cm de espesor, las tuberías exteriores son de acero con 101,6 mm de diámetro, API 5L, grado B, sin costuras, saliendo y entrando a la zanja con un ángulo de 45° respectivamente. La estación se construyó para regular, controlar y odorizar el gas a distribuir en buenas condiciones de operación, contando con un odorante, controlador de presión, regulador de presión, manómetros, termómetros, válvulas, accesorios y tuberías (Figura 8, Figura 17, Figura 18 y Figura 19)(

- (Tabla 30 a Tabla 42). No obstante la estación no ha realizado su funcionamiento estipulado desde su creación.

Tomando en cuenta las condiciones de la estación destacan en el aspecto físico, la ubicación de la estación, al tener una vía principal para vehículos al lado de la estación,

y solo presentar cercado perimetral de bloques, genera peligro para la comunidad y equipos que conforman la estación. De acuerdo a las condiciones actuales de operación el gas que alimenta la red entra a la estación a 344,74 KPa (50 psig) y mantiene la misma presión, al fluir el gas en la estación a través del bypass, garantizando así la presión mínima requerida para servir gas a las zonas más alejadas.

2.1.2 Red de alimentación y distribución

Las estaciones de SUGAS situadas en los nodos que unen la red de transporte con las redes de distribución, adaptan la presión del caudal de gas al valor requerido en la red de distribución. En las proximidades a los centros de consumo el gasoducto principal de suministro de PEAD de 127 mm de diámetro y aproximadamente 11 Km de longitud, cuya presión de operación es de 344,74 KPa (aproximadamente 50 psia), presenta derivaciones de la red de distribución, o conjunto de tuberías de diámetros y presiones menores, construidas con tuberías pequeñas de PEAD, diámetro 50,8 mm (aproximadamente 31 km de longitud), 25,4 mm (longitud estimada 140 Km), o menores que llevan el gas natural hasta los consumidores finales (doméstico-comercial), variando la presión de entrega del gas natural según el tipo de cliente, hasta presiones por el orden de 104,8 KPa (0,5 psig) para los consumidores más pequeños (los domésticos).

El total de suscriptores del servicio es de 7113, de los cuales 6851 actualmente gozan del suministro de gas distribuidos en dieciséis (16) sectores (Gráfico 2, Figura 9, Figura 10, Figura 11, Figura 12 y Figura 13): Nueva Miranda (653 suscriptores), Urb. Felipe Baptista (327 suscriptores), Pueblo Nuevo (1000 suscriptores), Salinas del Sur (554 suscriptores), Casco Central (1012 suscriptores), Haticos del Norte (436 suscriptores), Acacias y Araguaney (187 suscriptores), Haticos del Sur (133 suscriptores), Punta de Piedra y el Hornito (965 suscriptores), Alto Viento (346 suscriptores), Valle Verde (105 suscriptores), Sabaneta (107 suscriptores), Santa Eduvije (56 suscriptores), Santa Ana (85 suscriptores), El Florido (72 suscriptores), San Crispulo (412 suscriptores) y la Parroquia San José (actualmente en proyecto).

Si se considera que los usuarios en los mencionados sectores pertenecen a los siguientes 3 tipos de viviendas:

1. Viviendas multifamiliares: dentro de esta categoría pueden considerarse aquellos usuarios que se encuentren en casas diferentes dentro de un mismo terreno con tomas independientes de gas desde la línea de distribución de la calle.
2. Viviendas unifamiliares: esta categoría comprenden los usuarios que pertenezcan a una familia grande o pequeña que mantenga solo una conexión a la línea del servicio de gas.
3. Viviendas unifamiliares con comercios: esta clase de usuarios la comprenden los que independientemente del número de miembros que componen la familia una parte de ella mantiene actividades comerciales que dependen directa o indirectamente del suministro de gas, como pueden ser los comercios de comidas, alfarerías, etc.

Como puede observarse en el Gráfico 3 y Anexo 72

Tabla 43, puede verse que la mayor cantidad de viviendas son unifamiliares, representando aproximadamente el sesenta y seis por ciento (65,67%) del total de viviendas, seguidas de las unifamiliares con comercio representadas por un dieciocho por ciento (18,08%) y finalmente las multifamiliares, constituyen un dieciséis por ciento (16,25 %).

2.2 Procedimiento para el diagnóstico del sistema

Permitiendo delimitar la población que va a ser estudiada y sobre la cual se pretende generalizar los resultados, es definida, la población como la totalidad del fenómeno a estudiar, en donde las unidades de la población poseen una característica común, la cual estudia y da origen a los datos del investigador [30]. La unidad de análisis son organizaciones, periódicos, entre otros, que van a ser medidos en una investigación y dependen de precisar claramente el problema a investigar y los objetivos de la investigación, siendo en esta investigación la población y unidad de análisis las estaciones principal y secundaria, la red de distribución, que suministran gas a 7113 suscriptores totales estimados del municipio Miranda [26].

La población es finita, porque es menor a 100.000 unidades y el interés de la investigación se centra en el estudio de la población total, [31]. En este estudio, la población se considera totalmente accesible por parte de la investigadora, razón por la cual se utilizará un censo poblacional definido como el análisis del universo de estudio,

[29]. Debido a ello, se puede decir que el diseño muestral fue de tipo censo. Sobre el asunto se plantea que el censo poblacional es la muestra en la cual entran todos los miembros de la población y representa el tipo de muestra más representativa [29].

En ciertos estudios es necesaria la opinión de sujetos expertos en un tema, siendo frecuente en investigaciones que pretenden generar hipótesis más precisas, recurriendo a personal calificado en el área de estudio, como ingenieros, el diseñador de las estaciones, personal obrero con experiencia, instrumentistas, profesores, considerando que estos son los sujetos idóneos para hablar de la red de distribución de gas doméstico, siendo esta población válida y útil cuando los objetivos del estudio así lo requieren [26].

2.2.1 Técnicas de recolección de datos

La presente investigación tiene un diseño de campo que indujo a la autora a seleccionar como técnica de recolección de datos la observación directa del fenómeno a estudiar, así como se recolectó la información técnica-económica de la red de distribución de gas doméstico del municipio Miranda del Estado Zulia a través de entrevistas semi-estructuradas a expertos en esta área, basándose en una guía de asuntos o interrogantes, teniendo la libertad de introducir preguntas adicionales para precisar conceptos u obtener mayor información sobre los temas deseados [3].

En esta investigación la observación directa fue utilizada como fuente primaria, siendo una técnica que consiste en el uso sistemático de los sentidos orientados a la captación de la realidad que se quiere estudiar [8]. Esta investigación se realizó a través de interacción con la realidad en cuanto al área de trabajo se refiere, permitiendo la obtención de los datos que se procesarán en la investigación.

Es una técnica que consiste en observar atentamente el fenómeno de estudio, hecho o caso, tomar información y registrarla para su posterior análisis. La observación es un elemento fundamental de todo proceso investigativo; en ella se apoya el investigador para obtener el mayor número de datos. Observar, más que solo ver representa identificar las relaciones o hechos que tienen algún rol en el fenómeno investigativo. Gran parte del acervo de conocimientos que constituye la ciencia ha sido lograda mediante la observación.

Las técnicas documentales utilizadas para el desarrollo de este proyecto permiten la descripción, análisis e interpretación del fenómeno estudiado, centrada en la “observación”, “entrevistas” y “revisión documental”; en esta última se emplearon las siguientes técnicas:

- Documentación teórica-histórica: Información recopilada que se relaciona con los antecedentes y el marco de aplicaciones donde se ubica el problema. Se agregan citas de textos, artículos e investigación online entre otras.
- Documentación práctica: Información que sirve de apoyo a los aspectos del diseño del dispositivo y al análisis de los resultados.
- Herramientas computarizadas: el PIPESIM versión 8.1 es programa utilizado para llevar a cabo el desarrollo de esta investigación, el cual es un simulador multifásico de estado estacionario que puede ser utilizado para tuberías, redes y sistemas de producción. Es uno de los más avanzados simuladores de flujo en estado estacionario para tuberías y redes, puede trabajar con sistemas de una fase o de varias fases.

Para la Simulación del proceso se consideró la siguiente metodología:

- Aplicación del simulador PIPESIM.
- Simulación de la red de gas bajo las condiciones operacionales actuales.
- Evaluar las condiciones actuales de las líneas asociadas.
- Creación de escenarios críticos, basados en escenarios referenciales que comprendan la disponibilidad del servicio para los usuarios

La recolección de los datos en forma directa se realizó registrando las variables presión y flujo del sistema de distribución de gas doméstico del municipio Miranda por sector, así como la información referente al consumo de los usuarios. Posteriormente se validó la data en el simulador PIPESIM, se revisó y evaluó con respecto a la respuesta del simulador.

Luego esta respuesta arrojó sectores críticos dentro de la red, se realizaron las simulaciones necesarias para determinar cuáles son las alternativas más eficientes para minimizar la despresurización o fallas en el sistema. De igual forma se evaluaron otros

esquemas para el manejo de gas en el municipio Miranda. Para el estudio y análisis de las fuentes documentales se emplean las siguientes técnicas:

- Técnica de análisis de contenido: permite abordar las características más importantes del contenido para transformarlas en definiciones propias después de ser analizadas.
- Técnica de resumen lógico: concentra de manera lógica las ideas de un texto de acuerdo a su importancia y relaciones existentes entre ellas.

2.3 Programa PIPESIM como herramienta de simulación para identificar los problemas presentes en el sistema de distribución

Para el cálculo y diagnóstico del comportamiento de las redes de gas objeto de estudio, se utilizó el programa para la simulación de redes de tuberías PIPESIM. Este programa es un simulador de flujo en tuberías en condiciones de estado estable, el cual es capaz de calcular la caída de presiones, temperatura, velocidades, posible condensación de líquido en líneas, por mencionar algunos. Los fluidos a ser considerados en las simulaciones de PIPESIM incluyen líquidos, gas, vapor y flujo multifásicos de mezclas de gas y líquidos. Para esta investigación se seleccionó la fase gaseosa, debido a que la simulación se basa en resolver la red de gas que suministra el servicio al municipio Miranda.

El programa utiliza un lenguaje específico para la programación el cual es perfectamente relacionado con los accesorios de trabajo y puede ser adaptado a la aplicación de estudio por poseer una serie de opciones entre las cuales se destacan: versatilidad en el manejo de unidades, diferentes tipos de ecuaciones, variación en las condiciones para la realización de análisis de sensibilidad, eficiencia de transporte en las tuberías, cálculos de transferencia de calor sobre el fluido de trabajo, entre otros. Adicionalmente los resultados incluyen perfiles de presión, temperatura, velocidad y la distribución de los flujos en el arreglo. Es útil para diseñar nuevos sistemas, supervisar sistemas actuales y prevenir o solucionar problemas.

Algoritmos de resolución: Una vez especificado el sistema de unidades a utilizar (internacional) y de haber seleccionado el modelo de fluido, bajo el cual va correr la simulación (por ejemplo: fase gaseosa, black oil, vapor) se procede a estructurar y

armar la simulación. En el caso de redes de tubería, el flujo se mueve de un origen a su destino a través de tuberías, accesorios, bombas y otros dispositivos. Frecuentemente siguen trayectorias únicas o bien se mezclan con otros flujos provenientes de otras líneas. Para resolver las condiciones de operación y predecir el comportamiento de todos los fluidos involucrados a lo largo de toda la red, PIPESIM trabaja con la siguiente estructura:

Fuente: Son los puntos de donde sale un flujo cualquiera. Dependiendo del modelo de fluido seleccionado, la configuración de la fuente cambia. Según el caso se puede especificar: caudal total, presión del flujo en ese instante, porcentaje de agua de la mezcla, temperatura en ese punto y gravedad específica ($^{\circ}$ API en caso de crudo) del flujo. De una fuente solo puede salir un flujo.

Enlaces: Son los dispositivos que se encuentran entre la fuente y el destino del flujo. En un enlace se pueden definir y especificar cualquier equipo involucrado en la simulación: tuberías (horizontales y verticales), válvulas (por ejemplo: globo, compuerta, mariposa), codos, bombas, compresores y otros. En los enlaces es donde se ubican todos los dispositivos que de una u otra forma afectarán el comportamiento de un flujo, observando cambios o alteraciones en éste o en los extremos (fuentes y destinos).

Destinos y cálculo por segmento: los destinos son los sumideros o llevaderos en donde llega el flujo. Igualmente permite especificar el caudal de llegada, presión, temperatura del fluido. A un destino puede llegar únicamente un solo flujo. El PIPESIM determina unidades o divisiones llamadas segmentos, para calcular la diferencia de temperatura, caída de presión, acumulación de líquidos y las propiedades del flujo en una tubería o tubo. El procedimiento es dividir una tubería en segmentos de manera que se puedan realizar por equilibrios de fases.

Por supuesto el usuario debe ingresar datos para que el PIPESIM ejecute sus cálculos. Anteriormente se señalaron los valores a ingresar tanto en la fuente como en el destino, pero se debe recalcar que no se deben ingresar todos, ya que el simulador con datos de entrada debe obtener datos de salida. Por ejemplo: Si se especifica el caudal y la presión de la fuente y además se detalla las dimensiones y longitudes de una tubería, junto con las condiciones del medio que la rodea; el PIPESIM es capaz de

determinar la pérdida de calor en la tubería, la caída de presión y por consiguiente la presión y la temperatura del fluido al destino.

Resoluciones de redes: Se debe tener en cuenta que las redes poseen la misma estructura fuente- enlace- destino, pero con la diferencia que existen varios flujos o varios recorridos involucrados. Como una fuente puede generar un solo flujo, deben existir por lo tanto tantas fuentes como flujos diferentes existan. Igualmente, a un mismo destino puede llegar únicamente un solo flujo, por lo que para simular casos reales se hace uso de los nodos, que tienen como función unir 2 ó más enlaces de flujos diversos en uno o más enlaces.

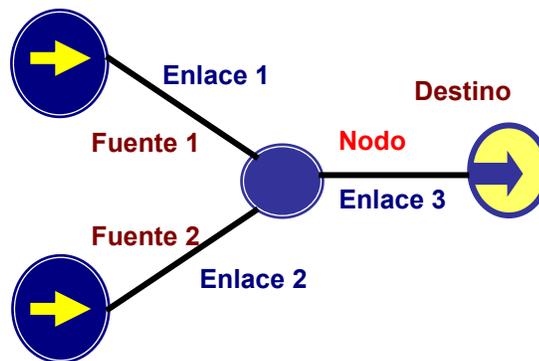


Figura 4. Arreglo de redes de gas en el simulador PIPESIM 2008.1

El PIPESIM al resolver las redes implementa proceso iterativo, por lo que ciertos datos de entrada deben ser suministrados por el usuario, como una presión o flujo estimado. El PIPESIM utiliza un esquema matricial y de Newton Raphson para resolver redes de este tipo, ya que tiene que efectuar los balances energéticos y de masa para todos los enlaces presentes. La resolución de las redes se puede llevar bajo varios enfoques, que se explican a continuación.

Método de Balance de presión (PBAL): Se utiliza para determinar la distribución de presión y caudal en una línea cualquiera. Como punto de partida trabaja con cada enlace sin importar que estén interconectados entre sí por medio de nodos. Toma los valores iniciales de caudal y presión de las fuentes ó destinos involucrados y resuelve las incógnitas presentes. Los desbalances de presión entre enlaces contiguos, se

registran y luego se produce resolver el conjunto de ecuaciones no lineales con el método de Newton Raphson.

Método de Balance de Masa (MBAL): Es un método que permite proporcionar al PBAL unos valores de iteración más cercanos a la realidad de presión y caudal. Lleva a cabo sumas y balances de flujos en los nodos (entrantes y salientes), donde el valor total debe ser cero (0). Estos balances de masa en nodos, se pueden interpretar como ecuaciones no lineales de funciones de presión y temperatura en dichos nodos. Por lo que se aplica el principio de conservación de masa y energía e igualmente se hace el método de Newton Raphson.

Especificación de tuberías: El PIPESIM posee distintas ecuaciones que afectan la simulación de equipos como por ejemplo bombas, compresores, válvulas, codos. En el caso concerniente a ésta investigación el simulador se aplicará al tratamiento de redes de tuberías, por lo que a continuación se menciona lo siguiente:

El simulador posee valores de diámetro de tuberías estándar, así como también celdas en donde se pueden asignar valores medidos de campo. La rugosidad, factor de fricción y grado de obstrucción de las tuberías debe ser especificado. La rugosidad y el factor de fricción pueden ser especificados por el usuario o calculados por el programa a partir de la selección del material integrante de la tubería. En cuanto al grado de obstrucción, es un porcentaje modificable por el usuario que refleja el desgaste de la tubería (eficiencia de flujo). Si es 100% significa que no se encuentra en desgaste y que el diámetro efectivo es el interno estándar.

El Schedule puede ser especificado por el usuario y el coeficiente global de transferencia de calor (U) puede ser calculado por el programa ó especificado. El coeficiente de transferencia (U) se encuentra preestablecido en el simulador, pero se encuentra sujeto al medio circundante y a su temperatura. Esto se debe a que la mayor resistencia para la transferencia de calor para tuberías sin aislante es la convección externa. Se puede especificar como medio circundante: agua, tierra, aire y otros a cualquier temperatura.

Conclusiones parciales

1. En la medida en que la red este bien diseñada cada cliente debe recibir el caudal que desea. Las redes de gas se calculan para un período de vida útil que, como mínimo, es de veinte años y se espera que, durante ese lapso, el diseño satisfaga las necesidades.
2. La aplicación de estrategias que garanticen la promoción de procesos de gestión, técnicos y operativos; mediante tomas de decisiones en concordancia con los requerimientos del presente y del futuro, enmarcados en la cultura de la optimización, de manera que sean ejecutados efectiva, eficiente y eficazmente, permiten asegurar la calidad en la prestación del servicio de gas, logrando satisfacer las expectativas de los usuarios beneficiando la colectividad Mirandina.
3. Los estudios de la situación actual en las diferentes áreas operativas, basado en la buena práctica de la ingeniería, permiten fortalecer fases como planificación, proyecto, construcción, y mantenimiento, con la finalidad de detectar los problemas referidos al funcionamiento global del sistema y de esta manera obtener los elementos necesarios que permitan tomar acciones inmediatas que conduzcan a soluciones efectivas y por ende permita aprovechar al máximo la utilización de los recursos disponibles.
4. La simulación del sistema permite entender su comportamiento y evaluar posibles cambios operacionales, reduce los riesgos económicos y físicos comprendidos en el manejo real, ofrece la posibilidad de minimizar el tiempo de experimentación y permite estimar rápidamente el impacto de cambio en las variables del proceso.

CAPÍTULO III

CAPÍTULO III

DIAGNÓSTICO Y PROPUESTA DE MEJORAS PARA EL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN DE GAS DOMÉSTICO

3.1 Diagnosticar el sistema

Los diagramas de fase son una representación gráfica del comportamiento de un fluido, que permite predecir su estado (gas, líquido o bifásico) a determinadas condiciones de presión y temperatura. Es por tanto un gráfico que describe el comportamiento de los componentes que conforman el gas.

Esta “envolvente” o “diagrama de fases”, permite interpretar la información de las Tabla 2 y Tabla 3, superponiendo sobre el diagrama la presión y la temperatura a la cual se trabaja, teniendo 480,6 KPa (55 psig) y 35 °C (95 °F) para la Tabla 2, y 1135,6 KPa (150 psig) con 35 °C (95 °F) para la Tabla 3, dichas condiciones describen un estado gaseoso para las respectivas muestras de gas. E incluso para alcanzar algún tipo de condensación se tendría, por ejemplo, que disminuir la temperatura abismalmente. Al hacer este ejercicio se pueden prevenir una gran variedad de problemas y saber las razones por las cuales funcionan adecuadamente o se salen de su operación normal.

En el diagrama de fases se describen puntos de importancia como el punto crítico, cricondentérmico y cricondenbárico del sistema, como también el lugar geométrico de los puntos de rocío y burbujeo de una mezcla de gas natural. Siendo el punto cricondentérmico quien determina la temperatura más alta en la que se puede producir un punto de rocío (-80°F para el Gráfico y -28,5 °F para el Gráfico 1), visto de otra manera es la temperatura más alta a la cual puede coexistir en equilibrio las fases de líquido y de vapor. Diferenciándose del punto cricondenbárico que representa la presión por debajo de la cual puede haber líquido, es decir, es la presión más alta a la cual puede coexistir en equilibrio las fases de líquido y de vapor (5,8 MPa o 820 psig para el Gráfico y 7,1 MPa o 1010 psig para el Gráfico 1).

La curva de burbujeo o burbuja representa el lugar geométrico de los puntos donde el líquido produce la primera burbuja de vapor, limitado por el punto crítico del

sistema, [17]. Mientras que la curva de rocío es el lugar geométrico de los puntos de rocío que tiene por límite superior el punto crítico de la mezcla, también interpretado como la secuencia de valores de presión y temperatura donde la mezcla pasa del estado gaseoso al líquido o donde se condensa formando la primera gota de líquido, [17].

Al observar las gráficas en referencia (Gráfico y Gráfico 1), se podrá apreciar cómo se comportará este gas a determinadas condiciones de presión y temperatura. Por ejemplo, en el diagrama de fase de la Tabla 2 se ha podido determinar que para valores mayores de $-80\text{ }^{\circ}\text{F}$ aproximadamente, el fluido estará en estado gaseoso, a cualquier presión. Mientras que para temperaturas por debajo de $-80\text{ }^{\circ}\text{F}$ aproximadamente, el fluido estará en dos fases y tendrá más líquido (hidrocarburos condensados) a menores temperaturas, considerando en dos fases todo lo que esté dentro de la envolvente.

Para temperatura por debajo de la curva de burbujeo señalada, el sistema estará completamente licuado. Resaltando que la zona ubicada entre el punto crítico del sistema y el cricondentérmico, por encima de la envolvente, se le clasifica como zona de condensados, requiriendo temperaturas muy bajas y presiones demasiado altas, comparadas con las condiciones de presión y temperatura de las composiciones en estudio. De tal manera que la composición de la Tabla 2 y Tabla 3 con las condiciones descritas no están ubicadas dentro de estos límites, alejándose de ser clasificadas como una composición condensada, y se ratifica su procedencia seca.

En cambio, en el diagrama de fase de la Tabla 3 se ha podido determinar que para valores mayores de $-33,611\text{ }^{\circ}\text{C}$ ($-28,5\text{ }^{\circ}\text{F}$) aproximadamente, el fluido estará en estado gaseoso, a cualquier presión. Para una temperatura por debajo de $-28,5\text{ }^{\circ}\text{F}$ aproximadamente, el fluido estará en dos fases y tendrá más líquido (hidrocarburos condensados) cuanto menor sea la temperatura.

De la observación de cada una de las muestras se podrá verificar el comportamiento de los distintos fluidos y la forma del diagrama que los representa. La posición del punto crítico permite clasificar el fluido en función de los componentes pesados que posee, ya que a medida que el punto crítico se desplace hacia la derecha

de la envolvente, el fluido será más pesado. Por lo que estos son diagramas de gas seco, en los que el punto crítico tiende su posición al lado izquierdo de la envolvente, apoyado este criterio en el valor de la densidad relativa de 0,594458 para la Tabla 2 y 0,628 para la Tabla 3, valores representativos de un gas seco, conservándose en estado gaseoso sin condensarse a condiciones de presión y temperatura de operación como lo son 1135,6 KPa ó 480,6 KPa y 35 °C.

3.1.1 Estación principal

De acuerdo a las condiciones actuales de operación el gas que alimenta a la red entra a la estación a 1135,6 KPa (150 psig) y se regula hasta 446,1 KPa (50 psig), observándose grandes diferencias en cuanto a las variables de diseño (2170 KPa o 300 psi en la entrada y 1135,6 KPa en la salida). Las temperaturas medias de operación promedian los 38 °C, aunque se ha considerado para la simulación un valor conservador de 35°C. El caudal de alimentación es variable con valores medios como los dados en la Tabla 4 anterior.

3.1.1.1 Elementos de la estación principal

- **Regulador de presión:** es de gran importancia que el regulador opere a las condiciones calibradas, ya que si la presión sube demasiado aumentarían considerablemente las posibilidades de escapes y riesgos de explosión. La estación actualmente cuenta con un regulador de presión en funcionamiento instalado aguas abajo del separador, [15], a diferencia del tren secundario, el cual no cuenta con el regulador, y en caso de tener solo esta vía en marcha, la presión de descarga de la estación sería 1135,6 KPa (150 psig), y al tener la estación secundaria operando con el bypass se tendría un gran riesgo en la distribución de gas doméstico por la sobrepresión en la red.

Por lo que es necesario tomar en cuenta en el diseño de las estaciones dos vías o trenes que cuenten con los mismos equipos de medición, regulación y control, requiriendo la instalación de un regulador de presión en el carrito bridado ubicado en el tren secundario, o en su defecto se considera un tren de regulación, medición y control con un desvío, así en caso de algún tipo de mantenimiento en la vía principal no se requeriría cerrar el servicio, y pueda seguir distribuyéndose el gas doméstico por el tren

secundario a los consumidores, según los márgenes de seguridad y condiciones requeridas.

- **Medidor por orificio (medidor de gas):** las dimensiones de este instrumento de precisión están rígidamente establecidas en las normativas, entre estas se destacan American Gas Association (AGA), específicamente AGA-3, (2000) las cuales son fundamentalmente demarcadas por la calidad y cantidad del gas que se va a medir y el tubo medidor en el cual se encuentra empotrado el orificio. A pesar de los diferentes equipos existentes en el mercado, la medición por orificios sigue siendo la de mayor aceptación en la industria del petróleo y del gas natural, por sus costos más accesibles y su compatibilidad con la calidad del gas de la región.

La estación utiliza medidor por orificio del tipo placa orificio instalada en la línea principal y secundaria por su confiabilidad, bajo mantenimiento y por la experiencia de su uso en la industria petrolera. El medidor Ø 50,8 mm del tren principal ubicado aguas abajo del separador está en funcionamiento con su respectivo registrador de flujo y presión, controlado por PDVSA GAS, sin garantizar los cálculos requeridos para determinar el caudal que pasa por dicha estación, y así determinar el consumo mensual de la comunidad para facturarle a SUGAS.

El desconocimiento del verdadero caudal diario que manejan las estaciones y la red de distribución, es a consecuencia del aumento progresivo de la población en la región, lo que ha conllevado un incremento del consumo a través del tren de medición de Ø 50,8 mm, tornando ineficiente el registro de la presión diferencial (plumilla roja), la cual se encuentra al 100% de la escala del disco o en límites superiores que no registra, teniendo una parte del gas que no se está facturando, es decir, que la medición no es real, ya que el consumo excede los valores para los cuales fue diseñado este tren de medición Ø 50,8 mm.

De igual forma se tiene un bypass o derivación con una placa orificio de 101,6 mm, fuera de servicio y sin registrador, aunada a que en esa línea no hay controlador de flujo que garantice la presión del gas adecuada cuando el bypass se ponga en servicio. En caso de que la estación trabaje por la derivación, PDVSA GAS y SUGAS

tendrían desconocimiento del caudal que se manejaría por la falta del registrador conectado a la placa orificio Ø 101,6 mm.

- **Válvula de seguridad:** Actualmente solo se cuenta con una (1) válvula de seguridad en la salida de la estación desconectada a la línea de venteo, mientras que el separador no tiene válvula de seguridad aguas arriba ni aguas abajo que podrían evitar posibles explosiones en caso de sobrecarga, lo que repercute en una situación de alerta por no cumplir los márgenes de seguridad permisibles.
- **Válvulas, manómetros, termómetros, accesorios y tuberías:** en cuanto a las tuberías, en el tren secundario ubicado aguas abajo del separador, se encuentra una carrito bridado Ø 50,8 mm y de aproximadamente 1/2 m de longitud, que al diferir del resto de la tubería Ø 101,6 mm, produce una caída de presión natural del gas, requiriendo homogeneizar el tramo.

Los manómetros y termómetros presentan una situación desfavorable de operación y su rango de presión y temperatura respectivamente, debe tomar en cuenta las condiciones operacionales presentes en los puntos de instalación, ayudando de esta manera a prevenir problemas mayores, aun cuando están ubicados antes y después de las regulaciones permitiendo visualizar los efectos de caída de presión y comprobar que las válvulas estén trabajando de manera apropiada. Ambos parámetros son importantes al momento de garantizar el caudal medido y para efectos de seguridad en la estación.

En cuanto a la válvula de compuerta instalada en el bypass ubicado aguas arriba del separador, esta no ofrece la hermeticidad requerida ni la facilidad de maniobrar en caso de operar por esta vía, requiriendo más tiempo para cumplir la operación de cierre o apertura de la válvula.

En vista de las condiciones descritas de los componentes de la instalación (corrosión, calibración, ubicación), hacen susceptible a la instalación en cuanto a fallas en el sistema, riesgo de operacionales y de seguridad del sistema/usuarios del servicio se refiere. Siendo evidente la necesidad de efectuar mantenimiento a los equipos, instrumentos y accesorios que presenten fallas, problemas, desajustes o discordancia tomando en cuenta las condiciones operaciones actuales y proyecciones futuras de la instalación.

Presentan un alto grado de corrosión, así como establecer un sistema de protección y prevención de la corrosión de los equipos que conforman la estación, realizando además ajuste de los equipos e instrumento.

- **Controladores de presión:** la estación cuenta con una válvula de control que no realiza su función, ya que quien controla las condiciones actuales de operación es el regulador que se encuentra aguas abajo del separador. Al llegar a estar en mantenimiento la vía donde se encuentra el regulador (aguas abajo del separador), y no estar en funcionamiento el controlador de la entrada de la estación, la presión de descarga sería la misma presión de entrada de 1135,6 KPa (150 psi), y no 480,6 KPa (55 psi) como es requerido para la salida de la estación principal según las condiciones actuales de operación, lo que sería desfavorable para el sistema considerando inicialmente que la estación secundaria está trabajando por el bypass, en el cual no se cuenta con regulador o controlador de presión.

- **Separación gas-líquido (separador tipo peerless):** El separador es de suma importancia en la estación, a pesar de que el gas que transporta la red permanece en estado gaseoso a las condiciones de presiones y temperaturas de las tuberías, es conveniente indicar que esta mezcla de hidrocarburos contiene componentes que a condiciones apropiadas de presión y temperatura se pueden condensar.

En la estación se cuenta con un separador tipo peerless de 304,8 mm (12”), del cual se desconoce su diseño interno, lo cual es necesario para garantizar la eficiencia de la operación, además, no tener una base de datos o antecedentes dificulta precisar las condiciones internas actuales del mismo, aunado a esto no tiene una válvula de seguridad asociada a él, ni conectada a la línea de venteo que evitarían una posible explosión en caso de una sobrecarga.

Continuando con este orden de ideas, el separador no está conectado a la salida de líquido a la fosa, lo que implica riesgo de arrastre de líquidos en la corriente de gas que se dirige a las comunidades aumentando así la posibilidad de daños en la población, así mismo, las válvulas automáticas indicadores del NBBL y NAAL están dañadas evitando el control de la cantidad de líquidos que se puedan tener en el separador. Cabe destacar que el separador debe someterse cada dos meses a limpieza

y eliminación de los líquidos que condensan en la tubería, lo cual no se ha cumplido, ya que desde hace 16 años, específicamente desde el año 1995 no se le realiza mantenimiento de cualquier tipo.

3.1.2 Estación secundaria

La estación se construyó para regular, controlar y odorizar el gas a distribuir en buenas condiciones de operación. No obstante la estación no ha realizado su funcionamiento estipulado desde su creación. Actualmente, la odorización no se realiza, dificultando la detección de fugas a lo largo de la distribución, no cumple la función de regular o controlar el gas, pero si garantiza la presión del gas que pasa al alimentar del gasoducto de PEAD de diámetro 127 mm, el cual atraviesa el municipio Miranda, sin exceder los 515 KPa (60 psig), en vista de que la presión de entrada es de 446,1 KPa (50 psig) y al trabajar con el bypass la descarga es la misma.

Todo esto conlleva a describir esta estación en cuanto al funcionamiento como una extensión más de tubería que no cumple con su proceso de diseño, pero si garantiza la presión mínima requerida para servir gas a las zonas más alejadas. En todo caso genera costos de mantenimiento sin retribución defunción útil.

3.1.2.1 Elementos de la estación secundaria

- **Odorante:** Se emplea un odorante tipo reservorio con una capacidad para almacenar mercaptano de 25 litros, de tal manera que permite operar varios meses sin reaprovisionamiento. El odorante opera usando un flujo de gas proporcional a través de una placa orificio o válvula de restricción en la tubería principal. Un diferencial de presión originado por restricción de la línea principal es usado para producir un flujo de gas a través del odorante, el cual es proporcional al flujo en la línea principal
- **Regulador de presión:** Se cuenta con un regulador de 101,6 mm (4"-300 psi manométricas"), está instalado en la línea principal, por lo que no está en funcionamiento. Esta es una operación característica de la estación, y a consecuencia de los valores de presión suministrados por la estación principal (446,1 KPa o 50 psig) la instalación no cumple con una de sus características de diseño (regulación de presión) para una distribución más segura.

- **Válvulas, accesorios y tuberías:** la estación cuenta con cuatro (4) válvulas de bola Ø 101,6 mm (cerradas), dos (2) válvulas de compuerta con el mismo diámetro, ubicadas en el bypass. También existen los accesorios necesarios para sistemas de tuberías, como codos, bridas y dieciocho (18) metros de tubería Ø 101,6 mm. Siendo notorios los daños de corrosión presentes a lo largo de las tuberías, válvulas y accesorios, observándose daños en pintura e incluso algunas válvulas le faltan pernos.

En cuanto a las válvulas de compuerta instaladas en el bypass, estas no ofrecen la hermeticidad requerida, según [25], ni la facilidad de maniobrar en caso de operar por esta vía, requiriendo más tiempo para cumplir la operación de cierre o apertura de la válvula. Lo cual hace susceptible a la instalación en cuanto a fallas en el sistema, riesgo de operacionales y de seguridad del sistema/usuarios del servicio se refiere. Siendo evidente la necesidad de efectuar mantenimiento a los equipos, accesorios que presenten fallas, problemas, desajustes o discordancia tomando en cuenta las condiciones operaciones actuales y proyecciones futuras de la instalación.

- **Manómetros y termómetros:** Se cuenta con un (1) termómetro y un (1) manómetro, tienen una situación desfavorable de operación. Están ubicados solo en la salida de la estación secundaria, es decir, después de los reguladores de presión, por lo que solo se realizan las mediciones de las condiciones mencionadas a la descarga de la estación, sin verificar estas condiciones en la entrada de la misma, por lo cual, se debe tomar en cuenta las condiciones operacionales presentes en los puntos de instalación de los instrumentos carentes, ayudando de esta manera a prevenir problemas mayores.

- **Controladores de presión:** en la instalación se tiene una válvula de control ubicada al final de la estación, con medición de presión y temperatura solo aguas abajo de la misma, no está en funcionamiento, por encontrarse en la línea principal, y al alimentarse con las condiciones de presión requeridas opera por el bypass. Por lo que la estación no cumple una de sus descripciones de diseño que es regular y controlar el flujo de gas doméstico a distribuir.

3.1.3 Red de alimentación y distribución

El anillo periférico de la red de distribución del municipio Miranda es de PEAD, la cual comparada con el acero al carbono, que es el material que comúnmente se utiliza, puede empacar la red principal con una presión adecuada, pero menor a la que se lograría con una tubería de acero al carbono, y en cuanto a seguridad se refiere este último proporciona mayor seguridad para el sistema. Para las subredes, construidas con tuberías pequeñas (50,8 mm, 25,4 mm o menores) el uso de polietileno de alta densidad en tuberías es común.

Así mismo, el tendido principal de la red de 127 mm de diámetro, PEAD, que distribuye el caudal promedio de 24000 m³/d (0,829 MMPCSD), junto con el anillo periférico del municipio Miranda, fueron construidos en forma de ramal (Red abierta) y no en forma mallada (desde la estación principal hasta el sector Punta de Piedra), efectuando la distribución del gas en forma ramificada, llegando a cada sub red por una sola línea de suministro o ramal. En este arreglo los diámetros van disminuyendo a medida que se alejan de la fuente, por su similitud también se le conoce como “red de espina de pescado”.

Sin embargo, las sub redes, alimentadas del tendido principal fueron construidas en su mayoría en forma mallada, circuito cerrado, pudiendo alimentar cada cliente por varias líneas o ramales ya que la red que suministra al usuario está interconectada en varios puntos con el resto de la red de distribución, manteniendo la distribución del fluido en forma mallada, el diseño es más costoso, aunque ofrece mayor fiabilidad y garantía de suministro en caso de averías, evitando interrupciones en la prestación del servicio a los suscriptores.

En cuanto a la demografía asociada a la red, se asumirá un índice de 4,5 personas por vivienda de tres habitaciones lo que significa 1,5 personas por habitación los equipamientos propuestos excederán lo requerido previendo que, como es usual, en el futuro ocurrirán densificaciones por remodelación, sustitución o ampliación de las viviendas. El equipamiento de índole económica queda soslayado por considerar que el criterio de incorporar productividad a las viviendas sustituirá este índice.

3.2 Evaluación del sistema utilizando como herramienta el programa PIPESIM, proponiendo nuevos arreglos o soluciones en el sistema, estableciendo para ello el mejor esquema operacional

La evaluación del sistema de distribución de gas en el municipio Miranda será una combinación de los resultados arrojados por el simulador y los análisis de la situación en campo. En conjunto, se atenderá con mayor énfasis técnico a la simulación y con mayor énfasis operacional los datos recolectados en campo. Así podrá establecerse conclusiones sólidas respaldadas o contrastadas con diferentes herramientas o métodos.

Las propiedades y métodos empleados para valorar la red serán todos aquellos disponibles en el simulador. Sin embargo, se tomaron en cuenta enfoques alternativos cuando fue posible, los cuales incluye las recomendaciones publicadas en el GPSA por ejemplo.

3.2.1 Características dinámicas de la red

La red de distribución presenta como rasgo distintivo la ausencia de circulación de gas por algunas líneas para ciertos valores del caudal de entrada. Así mismo, empleando el simulador, pudo observarse que la dirección de flujo en las líneas es sensible al consumo en los sectores y a las pérdidas de presión. Como consecuencia puede establecerse que la red posee un carácter dinámico inestable en cuanto a condiciones de operación se refiere, siendo un indicativo de que el diseño ronda las condiciones límite para la cual fue creada.

Las pérdidas de presión por fricción son mínimas, comparadas por las debidas a escapes de gas o tomas ilegales. Este déficit de flujo volumétrico debido a escapes y tomas ilegales representa la casi totalidad de las pérdidas de presión en las líneas de suministro. La caída de presión debido a un menor caudal de gas transportado es más un fenómeno localizado que general a toda la red. Por tal motivo puede esperarse que en aquellos puntos de la red donde se detecten pérdidas existan tomas ilegales o defectos en las líneas de transmisión de gas como orificios, resquebrajamiento o estrangulamiento de la línea.

A pesar que la red está construida por materiales poliméricos puede sentirse una muy leve influencia de la temperatura en el comportamiento de la red. Este hecho es una consecuencia quizás de los extremos cambios en el tiempo atmosférico propios del cambio climático global. Es así como puede verse que las líneas de distribución reportan menor caída de presión en las horas de la tarde, entre las 3:00 pm y las 5:00 pm, período en donde las líneas reciben calor del medio y no existe un consumo tan elevado (el máximo de consumo se encuentra alrededor de las 12:00 m).

3.2.2 Estabilidad de la red

El entramado de líneas que conforman la red de trasmisión de gas es en conjunto estable ante cambios de temperatura, pero inestable a cambios en la distribución de material gaseoso dentro de la red. Se ha visto que cambios pequeños en la cantidad de gas transportado por algunas líneas puede resultar en la inoperatividad de otras líneas, o en el sobrepaso de las condiciones límites del sistema.

Evaluando el sistema en forma estática puede decirse que el tiempo de distribución del material gaseoso no es tan rápido como se requiere. Este factor influye en la forma como la red responde a aumentos de caudales de gas, tanto en la entrada como en algún subsistema de distribución, produciéndose los llamados cuellos de botella los cuales impiden que el gas pueda trasportarse equitativamente y en un tiempo suficientemente corto.

El fenómeno de cuello de botella conduce a que algunas líneas tengan una presión elevada, con el consecuente daño en la tubería o en las interconexiones entre las distintas partes que conforman la red (como las uniones entre las tuberías, codos o Tee).

3.2.2.1 Puntos críticos de la red

Los puntos críticos de la red se indican en la Tabla 5 y Tabla 6, en los cuales los problemas más frecuentes fueron bajo caudal de gas trasportado, el cambio recurrente en la dirección de flujo de gas y presiones menores a las permitidas en la línea considerada. Note que se sigue la nomenclatura de la tabla **Anexo 72**

Tabla 43 para los sectores (número de sector). En su mayoría las líneas con problemas pertenecen a la zona centro-norte del sistema de distribución de gas, con

algunas líneas en la zona sur, aunque también se encontraron problemas en sectores tan poblados como el casco central.

Las líneas que presentan presiones mayores a las permitidas no mantienen tal condición establemente por largo tiempo, así que puede considerarse que es una característica de cálculo del simulador si no se encuentra evidencia en campo que sustente tal resultado.

Tabla 5. Líneas con problemas en la red de distribución de gas.

Item	B	Sector/ Zona	Pe (KPa)	L (m)	$\Delta P / L$ (KPa)	Ps (KPa)	Ps (psig)	Q (m3/d)	ID (mm)
1	B1:Flowline	9	110,286	665,46	1,20387E-02	102,2747436	0,133697439	6203,800246	57,20
2	B1022:Flowline	12	110,286	229,08	1,23740E-01	81,93971801	-2,81564867	1880,041764	29,00
3	B1100:Flowline	6	110,286	156,41	8,44863E-02	97,07149844	-0,620969467	2070,268673	29,00
4	B1101:Flowline	6	110,286	144,54	7,80746E-02	99,00109636	-0,341104951	2072,159439	29,00
5	B1120:Flowline	16	110,286	149,58	8,07831E-02	98,202467	-0,456936346	4472,803229	29,00
6	B1121:Flowline	16	110,286	138,11	7,46014E-02	99,98280297	-0,198720444	2128,514924	29,00
7	B1140:Flowline	16	110,286	281,37	1,51985E-01	67,52209702	-4,9067478	2161,080385	29,00
8	B1141:Flowline	16	110,286	272,94	1,47431E-01	70,04617079	-4,540661852	2161,16589	29,00
9	B1142:Flowline	16	446,091	444,5	9,76804E-01	11,90150605	-12,97383249	2161,447673	29,00
10	B1160:Flowline	13	110,286	193,54	1,04542E-01	90,05286274	-1,638936512	2203,070448	29,00
11	B1222:Flowline	13	110,286	114,79	6,20049E-02	103,1684608	0,263320164	2326,753947	29,00
12	B1242:Flowline	3	110,286	570,5	3,08108E-01	65,4894313	-5,201561039	4597,378556	29,00
13	B1263:Flowline	3	446,091	473,57	1,04069E+00	46,74692584	-7,919931629	2374,61408	29,00
14	B1300:Flowline	5	110,286	147,95	7,99165E-02	98,46234652	-0,419244009	2489,229627	29,00
15	B1321:Flowline	5	110,286	307,72	1,66218E-01	59,13746467	-6,122835908	2540,459395	29,00
16	B1422:Flowline	5	110,286	122,88	6,63748E-02	102,1298696	0,112685245	2769,875029	29,00
17	B1461:Flowline	5	110,286	181,9	9,82550E-02	92,413424	-1,296566046	2848,186943	29,00
18	B1521:Flowline	5	110,286	142,7	7,70807E-02	99,28658215	-0,299698738	2985,017302	29,00
19	B1536:Flowline	5	446,091	476,2	1,04629E+00	52,15022241	-7,136249719	4811,365766	29,00
20	B1555:Flowline	15	446,091	402,54	8,84443E-01	90,06720146	-1,636856857	4862,303605	29,00
21	B1572:Flowline	16	446,091	474,11	1,04169E+00	47,78634761	-7,769176248	4895,267379	29,00
22	B160:Flowline	8	110,286	1025,6	1,85539E-02	91,25714115	-1,464270695	6344,332075	57,20
23	B166:Flowline	8	110,286	123,91	6,69196E-02	101,9939944	0,092978205	5031,674597	29,00
24	B205:Flowline	8	110,286	139,04	7,50908E-02	99,84537751	-0,218652322	5178,884597	29,00
25	B220:Flowline	4	446,091	478,12	1,05050E+00	56,17605723	-6,552351744	5223,489158	29,00
26	B226:Flowline	4	110,286	232,19	1,25398E-01	81,16985337	-2,927308094	5276,048635	29,00
27	B246:Flowline	4	110,286	288,4	1,55755E-01	65,36624418	-5,21942782	5327,179336	29,00

Item	B	Sector/ Zona	Pe (KPa)	L (m)	$\Delta P / L$ (KPa)	Ps (KPa)	Ps (psig)	Q (m3/d)	ID (mm)
28	B266:Flowline	4	110,286	117,82	6,36306E-02	102,7890449	0,208290532	5371,60732	29,00
29	B345:Flowline	4	110,286	199,32	1,07646E-01	88,83000636	-1,816296834	5586,511121	29,00
30	B346:Flowline	4	110,286	199,29	1,07630E-01	88,83646463	-1,815360141	5586,772629	29,00
31	B366:Flowline	4	110,286	432,35	2,33498E-01	9,333331935	-13,34631465	5623,124013	29,00
32	B386:Flowline	4	110,286	118,74	6,41274E-02	102,6715075	0,191243176	5673,725305	29,00
33	B387:Flowline	4	110,286	228,15	1,23216E-01	82,17425395	-2,781632107	5678,948146	29,00
34	B405:Flowline	4	110,286	117,74	6,35874E-02	102,7992223	0,209766645	5725,654865	29,00
35	B43:Flowline	9	446,091	419,84	9,22454E-01	58,80789485	-6,17063597	5816,382764	29,00
36	B524:Flowline	5	110,286	128,5	6,94105E-02	101,3667567	0,002005077	3300,248123	29,00
37	B545:Flowline	5	110,286	118,24	6,38684E-02	102,734198	0,200335662	3387,312036	29,00
38	B606:Flowline	5	110,286	141,69	7,65352E-02	99,44173417	-0,277195839	3571,872218	29,00
39	B632:Flowline	15	446,09	405,08	0,890177019	85,49789008	-2,299579441	3603,957739	29,00
40	B665:Flowline	15	110,286	212,6	0,11483784	85,87147525	-2,245395493	3670,058086	29,00
41	B70:Flowline	2	446,09	433,66	0,952818241	32,89163859	-9,929471149	5931,065882	29,00
42	B728:Flowline	11	110,286	200,63	0,108372135	88,54329865	-1,857880273	3840,615656	29,00
43	B75:Flowline	9	110,286	504,24	0,272322903	27,03010085	-10,77961532	5953,150946	29,00
44	B776:Flowline	10	110,286	253,94	0,13716802	75,45355301	-3,756387367	3956,910031	29,00
45	B777:Flowline	10	110,286	153,81	0,083081882	97,50717571	-0,557779822	3957,047416	29,00
46	B778:Flowline	10	110,286	207,01	0,11181835	87,13848335	-2,061631504	3959,967789	29,00
47	B78:Flowline	9	110,286	188,11	0,101591824	91,17556197	-1,476102755	5987,286944	29,00
48	B794:Flowline	10	110,286	287,22	0,15511777	65,7330741	-5,166223637	6001,213295	29,00
49	B795:Flowline	10	110,286	338,5	0,18284388	48,39334679	-7,68113846	3974,29891	29,00
50	B796:Flowline	10	110,286	332,89	0,179813587	50,42785517	-7,386057967	3976,706965	29,00
51	B802:Flowline	10	110,286	149,49	0,080734473	98,21700358	-0,454827994	6017,400905	29,00
52	B807:Flowline	10	110,286	154,59	0,083503206	97,37723934	-0,576625499	3995,08468	29,00
53	B808:Flowline	10	110,286	266,6	0,143981608	71,90050328	-4,271713662	6023,749106	29,00
54	B809:Flowline	10	110,286	267,86	0,144662091	71,53681222	-4,324462591	6024,663723	29,00
55	B810:Flowline	10	110,286	135,54	0,073213174	100,3626864	-0,143623014	4000,75433	29,00
56	B812:Flowline	10	110,286	135,75	0,073326608	100,331913	-0,148086311	4007,551372	29,00
57	B819:Flowline	10	110,286	403,24	0,217776233	22,46991191	-11,44101481	6025,838765	29,00
58	B823:Flowline	1	110,286	149,11	0,080529248	98,27828379	-0,44594005	6029,777455	29,00
59	B83:Flowline	9	110,286	185,71	0,100295666	91,66009195	-1,405827623	6050,717207	29,00
60	B841:Flowline	1	110,286	239,45	0,129341114	79,31527035	-3,19629262	4059,020969	29,00
61	B846:Flowline	1	110,286	133,03	0,071844986	100,7284615	-0,090571821	6071,179699	29,00
62	B849:Flowline	1	110,286	135,57	0,073229379	100,3582931	-0,144260204	4081,49284	29,00
63	B85:Flowline	9	110,286	150,74	0,081409556	98,01432354	-0,484224248	6071,408004	29,00
64	B852:Flowline	1	110,286	235,61	0,127266902	80,30064513	-3,053376091	4092,002412	29,00

Item	B	Sector/ Zona	Pe (KPa)	L (m)	$\Delta P / L$ (KPa)	Ps (KPa)	Ps (psig)	Q (m3/d)	ID (mm)
65	B857:Flowline	1	110,286	256,73	0,138675064	74,6839508	-3,86800873	4101,005214	29,00
66	B862:Flowline	1	110,286	205,95	0,111226602	87,37888124	-2,026764738	6081,681347	29,00
67	B87:Flowline	9	110,286	233,59	0,126154028	80,81768062	-2,978386433	6089,679	29,00
68	B88:Flowline	7	110,286	157,16	0,08487678	96,94676527	-0,639060485	6102,378387	29,00
69	B884:Flowline	1	110,286	238,76	0,128946169	79,4988126	-3,169672067	6111,271273	29,00
70	B886:Flowline	1	110,286	302,09	0,163176684	60,99195551	-5,853864753	4130,489701	29,00
71	B888:Flowline	1	110,286	211,98	0,114483201	86,01785113	-2,224165467	6117,616274	29,00
72	B889:Flowline	1	110,286	146,8	0,079281696	98,64744707	-0,392397443	6119,427882	29,00
73	B89:Flowline	9	110,286	158,89	0,085811094	96,65147524	-0,681888682	6120,478774	29,00
74	B893:Flowline	1	110,286	259,69	0,140249752	73,86454198	-3,986853933	6135,438535	29,00
75	B894:Flowline	1	110,286	233,92	0,12633225	80,73436015	-2,990471046	6135,629668	29,00
76	B900:Flowline	1	110,286	308,22	0,166459157	58,97995864	-6,145680227	6148,342082	29,00
77	B902:Flowline	1	110,286	303,4	0,163856039	60,57207788	-5,914762854	6149,480217	29,00
78	B903:Flowline	1	110,286	189,59	0,102391122	90,87366721	-1,519888888	6156,300062	29,00
79	B904:Flowline	1	110,286	310,45	0,167663504	58,2348651	-6,253746908	6157,073544	29,00
80	B907:Flowline	1	110,286	316,69	0,171063008	56,112056	-6,561634337	4138,672309	29,00
81	B909:Flowline	1	110,286	168,29	0,090903387	94,98786901	-0,923174366	4139,433142	29,00
82	B91:Flowline	7	110,286	257,34	0,138980597	74,5207333	-3,891681428	6162,954502	29,00
83	B913:Flowline	6	110,286	151,07	0,081601846	97,95840912	-0,492333949	4147,61079	29,00
84	B916:Flowline	6	110,286	173,44	0,093685207	94,03723775	-1,061051773	4149,481461	29,00
85	B919:Flowline	6	110,286	212,81	0,114951273	85,82321954	-2,252394393	4158,227076	29,00
86	B92:Flowline	7	110,286	144,11	0,077828918	99,07007462	-0,331100499	6165,082642	29,00
87	B920:Flowline	1	110,286	285,34	0,154129018	66,30682602	-5,083007958	4164,29199	29,00
88	B922:Flowline	1	110,286	375,17	0,202651516	34,25723062	-9,731408769	4169,652433	29,00
89	B923:Flowline	1	110,286	115,61	0,062437036	103,0676543	0,248699414	6170,216395	29,00
90	B929:Flowline	1	110,286	232,83	0,12576526	81,00407455	-2,95135228	4173,277195	29,00
91	B93:Flowline	7	110,286	195,72	0,105701727	89,59805805	-1,704900355	6179,694587	29,00
92	B932:Flowline	6	110,286	404,21	0,218337739	22,03170266	-11,50457169	4179,608859	29,00
93	B933:Flowline	6	110,286	276,88	0,149559271	68,87602894	-4,710376578	4185,076671	29,00
94	B935:Flowline	6	110,286	322,27	0,174077096	54,18617422	-6,840959874	4186,695156	29,00
95	B943:Flowline	6	110,286	296,68	0,160254423	62,7417178	-5,600083189	4201,507246	29,00
96	B944:Flowline	6	110,286	269,98	0,145832173	70,91422991	-4,41476052	4202,000177	29,00
97	B947:Flowline	6	110,286	209,59	0,113211961	86,55790515	-2,145837253	4220,441417	29,00
98	B955:Flowline	12	110,286	182,54	0,098600655	92,28743641	-1,314839001	4241,468456	29,00
99	B956:Flowline	12	110,286	207,64	0,11215865	86,99737784	-2,082097128	4241,935059	29,00
100	B957:Flowline	12	110,286	197,69	0,106784067	89,17585788	-1,766135313	4243,205771	29,00
101	B958:Flowline	12	110,286	197,36	0,106605814	89,24627654	-1,75592195	4243,587514	29,00
102	B959:Flowline	12	110,286	212,08	0,114556957	85,99076055	-2,228094624	4245,888347	29,00
103	B967:Flowline	12	110,286	488	0,263597676	18,3496657	-12,038606	4250,827549	29,00

Item	B	Sector/ Zona	Pe (KPa)	L (m)	$\Delta P / L$ (KPa)	Ps (KPa)	Ps (psig)	Q (m ³ /d)	ID (mm)
104	B968:Flowline	12	110,286	450,37	0,243271486	0,723820849	-14,59501866	4251,407162	29,00
105	B969:Flowline	12	110,286	147,46	0,079651871	98,54053504	-0,407903722	4252,198916	29,00
106	B982:Flowline	6	110,286	164,02	0,088596907	95,75433527	-0,812007834	4279,821348	29,00
107	B984:Flowline	6	110,286	163,32	0,088218796	95,87810626	-0,79405637	4281,080816	29,00
108	B988:Flowline	6	110,286	168,55	0,091043828	94,94056273	-0,930035561	4285,307488	29,00
109	B989:Flowline	6	110,286	304,86	0,164672925	60,08381209	-5,98557982	4287,700159	29,00
110	B99:Flowline	7	110,286	115	0,062107595	103,1436265	0,259718254	6199,221451	29,00
111	B991:Flowline	6	110,286	305,32	0,164921398	59,9321987	-6,007569483	4295,09262	29,00

Fuente: Rincón, (2011).

Tabla 6. Pérdidas de presión total en la red.

Pérdidas por Fricción		Pérdidas por Accesorios			Accesorios				
	KPa	psia		KPa	psia	Codos de 90	T	Reducción	Reynolds
ΔP	250,964	36,399	ΔP	56,915	8,254	974	191	50	733746,499
Pérdidas Totales					Líneas con Problemas				
KPa	Psia	psig	Longitud de 29 mm (m)	Longitud 57,2 mm (m)	Longitud 113,6 mm (m)				
307,880713	44,65432215	29,95432215	3160,939	114,4	0				

Fuente: Rincón, (2011).

Esquematisaciones de las líneas críticas durante la simulación se muestran en la sección de anexos (Figura 34 a Figura 39) en las cuales se visualizan los diámetros de tubería por color, siendo el verde para las tuberías de 29 mm de diámetro, amarillos para las de 57 mm y rojo para 113,4 mm de diámetro interno.

Un resultado importante de la simulación es la gráfica del gradiente de presión, la cual representa la caída de presión con la distancia total de la línea de distribución de gas. En el Gráfico 4, se muestra la caída de presión para cada diámetro de tubería contenido en la red, en donde puede apreciarse que las mayores pérdidas se deben a las tuberías de menor diámetro.

3.2.3 Aspectos técnicos de la simulación

El simulador emplea aritmética de punto flotante para la realización de los cálculos, por lo que la simulación de grandes redes puede conducir a un tiempo considerable durante el cálculo por parte del ordenador. En general el tiempo de procesamiento del simulador se incrementa directamente con el número de líneas que posea la red. En especial aquellos sistemas que involucran condiciones límite (como las cercanas a cambios de estado termodinámico) conllevan largos tiempos de simulación.

El modelo termodinámico para la simulación de la transferencia de calor en las líneas incluye la determinación del coeficiente de transferencia de calor. Similarmente se ha elegido el modelo Panhandle B como la correlación adecuada para la determinación del comportamiento en las tuberías. El comportamiento termodinámico se caracterizó mediante la ecuación de estado de Peng y Robinson.

Se eligió como margen de error para la convergencia del modelo un 5%, y 100 como número máximo de iteraciones. Las opciones del simulador relacionadas con la erosión y corrosión de las líneas no fueron empleadas por considerarse innecesarias para nuestro caso. Adicionalmente se ha elegido al Sistema Internacional de unidades como el conjunto de unidades para trabajar la simulación.

Para tratar el problema de un modo más general no se especificaron límites a los valores permitidos del flujo másico, presión, temperatura y variables similares. De esa forma el simulador se ha trabajado considerando el comportamiento “puro” de las ecuaciones en el conjunto de tuberías que conforman la red. No obstante, podría especificarse un valor máximo y mínimo para la presión como un modo de acortar el tiempo de procesamiento de datos.

3.2.3.1 Características del simulador PIPESIM

El simulador de flujo PIPESIM versión 8.1 posee una barra de herramientas que permite seleccionar los componentes de la red necesarios para realizar el diagrama de flujo de proceso de la simulación, (ver Figura 20). Una vez seleccionados y ubicados los componentes en el ambiente de simulación, se clickea en cada uno de ellos para colocar sus características, para las líneas se identifican sus propiedades como se

muestra en la Figura 21, en el caso de las fuentes se ilustra en la Figura 22, y para los sumideros se detallan las propiedades descritas en la Figura 23.

Las Figura 24 a Figura 30 muestran el diagrama de flujo de proceso del sistema de distribución de gas doméstico del municipio Miranda, el cual fue realizado siguiendo las instrucciones dadas anteriormente.

En relación a los componentes del sistema-corriente de alimentación se seleccionan los compuestos y elementos químicos involucrados en el sistema de distribución de gas doméstico del municipio Miranda. Para ello, como se muestra en la Figura 31 se activó la opción “Setup” luego “Compositional Properties” para seleccionar los componentes del gas, se dio clic en “Add” para agregarlos, adicionándolos al ambiente de simulación con sus respectivas fracciones molares. Para la corrida del sistema es necesario proporcionar al simulador la información acerca de los componentes y condiciones de operación de la corriente de entrada o alimentación.

Peng-Robinson fue el método termodinámico seleccionado para la simulación del sistema de distribución de gas doméstico del municipio Miranda. Este método es usado en sistemas con hidrocarburos livianos, de igual forma PIPESIM versión 8.1 incluye constantes de interacción binaria para predecir el equilibrio de N_2 /Hidrocarburos. Trabaja correctamente en el cálculo de la densidad de hidrocarburos livianos hasta el C_{10} (Decano). Para introducir el método termodinámico tal como se muestra en la Figura 32, se hizo clic en el icono opción “Setup” luego “Compositional Properties” y “Options”, se selecciona las opciones pertinentes y se da aceptar.

Para que los resultados arrojados por el simulador lo más aproximado a la realidad, fue necesario suministrar información detallada de los componentes del sistema (fuentes, tuberías, sumideros), tal como se detalla en las Figura 21 a Figura 23. Para ello, se hizo doble clic en cada una de los componentes para introducir los paramentaros operacionales con los cuales se deseó correr la simulación, entre los cuales se pueden mencionar: temperaturas, presiones, entre otros.

Una vez cumplido cada uno de los pasos anteriores es posible realizar la corrida de la simulación y obtener de esta manera los resultados arrojados por la misma. Para correr la simulación es necesario hacer clic en la opción “Run” ubicada en la barra

superior del ambiente de simulación, terminada la misma en condiciones óptimas se obtiene una ventana identificando “Finished OK”, como se muestra en la Figura 33.

3.2.3.2 Resultados claves de la simulación con PIPESIM

El resultado más importante que se observa con la simulación es el déficit de gas que existe para mantener las especificaciones del servicio en todos los puntos de la red. A primera vista parece que la red puede manejar la cantidad de gas suministrado actualmente pero no puede distribuirse adecuadamente entre las diferentes zonas del sistema de distribución de gas.

El simulador no reporta transferencia de calor significativa en las tuberías, con todo mediciones en campo constatan que la transferencia de calor es la responsable de un leve aumento de presión en las líneas en horas de la tarde, aunque dicho aumento de presión no tiene un efecto apreciable como para que el funcionamiento de la red y la calidad del servicio mejore. De igual manera no se detectan pérdidas de presión significativas en las líneas de mediana longitud. Un claro indicio de que en tuberías de PEAD con poca fricción las pérdidas de presión se deben más a pérdida de material gaseoso que a fenómenos viscosos.

3.2.4 Simulación de la estación de flujo

Mediante el uso del simulador pudo constatarse que las especificaciones operacionales del diseño pueden ser alcanzadas por el sistema de recepción de gas constituido por las dos estaciones de flujo, la principal y la secundaria. Las condiciones de operación del separador no permiten la formación de líquidos confirmándose así que el separador ha sido emplazado en la estación principal como medida de seguridad y de regulación del régimen de flujo.

Teniendo en cuenta este último resultado, es fácil ver que dada la caída de presión que presenta el conjunto de equipos no es posible la formación de líquidos, y cualquier presencia de líquido se debe a infiltraciones, probablemente en tuberías por las cuales no circule gas. Tampoco se detectó transferencia de calor apreciable en los equipos, por lo que el gas mantiene su temperatura constante durante el proceso.

La presión a la salida de las estaciones de distribución de gas doméstico se estima en unos 391,76 KPa (56,82 psia) que es un poco mayor a lo requerido. Esto puede indicar la existencia de una pequeña obstrucción de las líneas si la presión de salida medida ronda exactamente los 344,74 KPa (50 psia). Al mismo tiempo la simulación establece que la división de flujo cuando las válvulas se encuentran 100% abiertas es de 50% de flujo másico por cada línea, la directa y el bypass.

3.3 Establecimiento de causas

Las causas del mal funcionamiento del sistema de distribución de gas doméstico del municipio Miranda han resultado ser de diversa índole, abarcando desde un mal diseño hasta falta de mantenimiento, pasando por factores externos como las tomas ilegales de gas. En lo que sigue se tratará de detallar las causas por cada componente del sistema de distribución de gas del municipio Miranda.

3.3.1 Estaciones de distribución

Entre las causas del descontrol de presión figura el déficit de gas, razón por la cual PDVSA GAS está aumentando el suministro del mismo a sus distribuidores. En el caso particular de SUGAS, resaltan las condiciones de infraestructura en que se encuentra el sistema de distribución de gas doméstico, por lo que dicha acción beneficia en gran medida, minimizando los efectos de posibles fugas tanto en las estaciones como en la red de distribución (Ver Figura 28 a Figura 67). No obstante la capacidad de manejo de gas en las estaciones de distribución no puede aumentarse en el estado actual en el que se encuentran los equipos, a los cuales debe dárseles mantenimiento o en su defecto ser reemplazados.

3.3.1.1 Estación principal

De entre las principales causas encontradas en referencia a la estación principal se encuentran:

- La carencia total de mantenimiento, esto incluye el mantenimiento predictivo, preventivo y correctivo en cada uno de los equipos e instrumentos que se encuentran en esta estación. No se realizan inspecciones instrumentadas, revisión, calibración o lubricación de partes o pintura para mantener capacidad, disponibilidad y confiabilidad.

- Acumulación de impurezas y óxidos en el separador que lo mantienen operando ineficientemente.
- La corrosión de algunos equipos se debe a la ausencia de protección contra la corrosión, ni siquiera los más simples métodos de protección como el revestimiento por pintura.
- Desgaste considerable o daño total en las empacaduras o bridas en la interconexión de válvulas y demás accesorios en las tuberías que producen un sello no hermético con el consecuente escape de gas, especialmente en el regulador.
- Error de diseño en la estación, la cual no presenta línea de venteo para seguridad de operación.

3.3.1.2 Estación secundaria

Parte del mal funcionamiento de la estación secundaria reside en el déficit de gas lo cual impide que pueda ponerse en funcionamiento completamente por lo que desde su creación opera por el bypass. Este hecho es la razón por la cual el odorante no cumple su función útil pues éste se encuentra conectado a la línea principal de la estación secundaria.

Adicionalmente el funcionamiento continuado del bypass impide que el regulador y la válvula de control tengan una función útil pues estos equipos se encuentran también en la línea principal de la estación secundaria. Puede decirse pues que todas y cada una de las funciones que debe ejercer la estación secundaria quedan anuladas por el desvío del gas a través del bypass en vista de las condiciones de entrada que no son suficientes para hacer las especificaciones de diseño de la instalación.

Las válvulas y demás equipos que se encuentran en la estación secundaria han sido diseñados para operar en un mayor rango de presiones y caudal del que reciben de la estación principal. En consecuencia no pueden operar como se espera

3.3.2 Red de distribución

Las tuberías que conforman la red se encuentran en general en buen estado, más su conexión global de subred a subred y con las líneas principales de suministro de gas no es la adecuada. Es así como se puede observar que las localidades más

alejadas gozan de una menor calidad del servicio debido a que el gas se distribuye primero entre las localidades cuyas líneas se encuentran aguas arriba de la red. Por tanto, la red tiene el defecto de no suministrar gas en forma directa en las subredes que se encuentran aguas abajo, donde la presión de entrada es menor. Este hecho no puede visualizarse con el simulador el cual es estático, pues este fenómeno es dinámico y el simulador trabaja en condiciones estacionarias.

A pesar que no ha sido detectada ninguna infiltración de material externo en las tuberías como agua o partículas de polvo (barro) algunos puntos presentan un caudal extremadamente bajo, aun descartando pérdidas de presión o fugas de gas. Esto puede deberse principalmente a la acumulación de óxido proveniente de los equipos metálicos corroídos que se encuentran aguas arriba. También es posible que algunos accesorios metálicos como válvulas o reducciones presenten una menor área de paso para el gas como consecuencia de deformaciones u obstrucción total por corrosión.

Es posible que por reparaciones en las carreteras, avenidas y demás vías de tránsito se hayan producido roturas o estrangulamientos en las tuberías, y con ello se derive un mal funcionamiento en la red de distribución de gas doméstico. Al comenzar un ciclo de mantenimiento general es recomendable inspeccionar primero las zonas donde otras organizaciones de servicios hayan hecho reparaciones.

3.4 Propuesta de mejoras

En general se aconseja lo siguiente en relación al sistema de distribución de gas doméstico:

- Reemplazo de los equipos de mayor edad en las estaciones de distribución
- Reemplazo de los accesorios metálicos en las líneas de transmisión de gas
- Se exhorta el reemplazo del medidor \varnothing 50,8 mm por una placa orificio con tubo medidor de 101,6 mm, Schedule 40 (DI = 102,26 mm o 4.026”), presión de trabajo 1135,6 KPa (150 psig), temperatura de flujo 90 °F, gravedad del gas = 0.7, orificio máximo de 71,12 mm (2.8”) y mínimo de 15,875 mm (0.625”), capaces de medir hasta 5.6 MMPCSD, e instalación del registrador del medidor ubicado en la derivación de la estación, de tal manera que sirva para la ubicación del segundo ramal de medición,

buscando resolver esta situación preocupante al tomar en cuenta el compromiso de cumplir con los clientes actuales y con los futuros suscriptores de otras comunidades que se sumaran al plan de expansión de la red de gas doméstico de esta empresa.

En relación a la estación principal:

- El bypass asociado al regulador de presión es recomendado con válvulas de tapón, que al estar en funcionamiento permiten regular la presión del gas manualmente, censando la presión aguas arriba y abajo de la válvula con manómetros, logrando un mejor sello en comparación con las válvulas de bola y compuerta, adicionalmente las válvulas de tapón tienen un mantenimiento más fácil. Planteamiento que no fue tomado en cuenta en la construcción de la estación, perjudicando la distribución del servicio en el período de tiempo requerido para cualquier tipo de mantenimiento necesario.
- Se sugiere reemplazar/Instalar a la mayor brevedad tres (3) válvulas, una válvula de seguridad aguas arriba y aguas abajo del separador y a la salida de la estación para proteger el sistema contra presiones elevadas, descargando a una chimenea de venteo, garantizando mayor seguridad en las operaciones, adecuadas al rango de presiones requerido por las condiciones de operación, tomando en cuenta para la calibración de las válvulas un 10 % por encima del valor de presión estipulado operacionalmente.
- Al no contarse con el regulador en el tren secundario aguas abajo del separador, se tendría que interrumpir el servicio por el período de tiempo requerido para el mantenimiento de los equipos mencionados. Por tanto es aconsejable la instalación de estos equipos de regulación y control necesarios para cumplir con los márgenes de seguridad permisibles y no afectar la continuidad del servicio.
- El separador principal requiere un estudio exhaustivo a fin de conocer su integridad física actual, permitiendo ejecutar las acciones pertinentes para su mantenimiento y garantizar la eficiencia de la operación. Hay que tomar en cuenta que el separador tiene mallas internas que son delicadas y se les debe realizar mantenimiento cada cierto tiempo y en forma consecutiva porque de lo contrario se arrastrarían los contaminantes acortando la vida útil de la red de distribución.

Referente a la estación secundaria se estipulan las siguientes propuestas de mejoras:

- El odorante no tiene contacto con el bypass que es la vía en funcionamiento requiriendo mantenimiento para mejorar su estado y ponerlo en funcionamiento, siempre y cuando mejoren las condiciones del resto de los componentes de la instalación.

En relación a la red de suministro de gas se sugiere encarecidamente cerrar el anillo periférico de distribución de gas, bien sea mediante la instalación de nuevas líneas de suministro directo, o mediante la instalación de un mayor número de interconexiones entre subredes de modo que el material gaseoso se distribuya mejor. Adicionalmente se exhorta a realizar una inspección en los puntos clave mostrados en la Tabla 5.

De igual forma se propone emplear empacaduras de mejor calidad y unión termoplástica en lugar de uniones con brida metálica, para evitar la acumulación de material corroído dentro de las líneas, además esta es una forma de abaratar los costos de mantenimiento pues este tipo de unión es menos costosa a la vez que segura y eficiente que no requiere ningún mantenimiento posterior.

3.4.1 Mantenimientos pertinentes

Los estudios realizados, la información aportada por [6], y la experiencia en las operaciones de distribución de gas, indican que cada seis (06) meses se debe realizar mantenimiento preventivo a los equipos e instrumentos que conforman las estaciones de la empresa SUGAS, la cual, no ha cumplido con este requerimiento desde hace 16 años, específicamente desde el año 1995. Por lo antes expuesto.

La estrategia más factible en vista de las condiciones descritas, es realizar un mantenimiento correctivo, es decir, reemplazo de los equipos, instrumentos, tuberías y accesorios que presentan un alto grado de corrosión, así como, desperfectos que impiden su adecuado funcionamiento y establecer un plan preventivo, especificando las actividades y los procedimientos a seguir por parte del personal de mantenimiento para cada uno de los equipos e instrumentos que componen las estaciones.

Cabe destacar, que las actividades de mantenimiento para la empresa SUGAS fueron establecidas considerando el material bibliográfico, tales como, los manuales de los fabricantes y la información recopilada a través de la observación directa, así como, entrevistas no estructuradas realizadas a los operadores de las estaciones.

Lo antes expuesto corresponde a la propuestas de mejoras para el buen funcionamiento del sistema de distribución de gas doméstico del municipio Miranda, centrando el enfoque en las actividades planificadas considerando una serie de formatos (ver anexos “Descripción de Formato de Mantenimiento e Inspección”, Tabla 47 a Tabla 50) que recaudaran toda la información relacionada a los equipos e instrumentos.

Los formatos incluyen las órdenes de trabajo emitidas para aprobar las tareas de mantenimiento, el personal destinado a realizar las labores, componentes a inspeccionar, historial de falla, así como también especificar las actividades de mantenimiento preventivo para cada una de los equipos, logrando agrupar los datos históricos de los componentes de las estaciones, llevar una mejor administración de las horas hombre para su seguimiento y análisis, con la intención de aumentar los tiempos de operatividad, reducir los costos de mantenimiento, mantener la continuidad de suministro de gas a los suscriptores estimados, además de incentivar al personal a realizar este tipo de actividades en función de maximizar la eficiencia en la prestación del servicio.

Conclusiones parciales

1. Los problemas detectados en la red de suministro de gas doméstico del municipio Miranda son diversos en cuanto a su origen. Estos son el resultado de una falta de mantenimiento, de un mal diseño, de malas condiciones de operación y hasta de factores puramente sociales como las tomas ilegales de gas.
2. La solución a todos estos problemas no puede involucrar un solo método, es necesario que se aplique a la vez varios tipos de medidas para mantener la calidad del servicio. En general aquellas soluciones de carácter más técnico deben ser las primeras en ponerse en práctica, pues éstas no requieren más que solo capital económico y humano que ya se tienen.

3. Las herramientas de simulación constituyen un medio de inferencia práctico, pero sus resultados jamás deben apartarse de la experiencia de campo y la comprobación experimental, pues pudo verse que los resultados no siempre estuvieron acordes a los datos experimentales manejados.
4. Como una medida de contrarrestar las conexiones ilegales a la red se propone a las autoridades municipales a realizar jornadas de censo y ampliación del sistema de distribución de gas doméstico.

CAPÍTULO IV

CAPÍTULO IV

ANÁLISIS TÉCNICO ECONÓMICO DE LAS MEJORAS PROPUESTAS

Las alternativas para mejorar la red ya instalada se plantean en base a los hechos constatados en campo principalmente y a los resultados de la simulación, combinando criterios técnicos con el juicio y la experiencia de campo. Como limitante se encuentran los recursos económicos, la cual recae exclusivamente en el capital que dispone la alcaldía para tal fin.

Para tratar de sobrepasar este obstáculo se han realizado una serie de cálculos de presupuesto, de forma tal que puedan evaluarse varias alternativas. Estos cálculos incluyen parámetros económicos como el impuesto al valor agregado, aumento de precio por inflación y recálculo de precios por ganancias del proveedor; de modo que los resultados son bastante apegados a la realidad económica.

4.1 Conceptualización de la propuesta

Las propuestas de mejoras al sistema de distribución de gas doméstico de los Puertos de Altagracia pueden dividirse en dos partes:

- Propuesta de mejora en las estaciones de suministro de gas.
- Propuesta de mejora en la red de distribución de gas doméstico.

En ambos conjuntos de propuestas se concibe la solución como una tal que implique el menor costo posible y el menor trabajo de instalación o modificación. Permitiendo que incluso con escasos recursos monetarios, de mano de obra y tiempo puedan solventarse los problemas planteados del sistema de distribución de gas en esta comunidad.

4.2 Objetivo de la propuesta

El objetivo único y primordial de las modificaciones propuestas en este trabajo investigativo es el mejoramiento de la calidad del servicio de gas doméstico y la adecuación de las instalaciones para futuras ampliaciones o modificaciones.

4.3 Alcance de la propuesta

Las mejoras solo implican las siguientes modificaciones al diseño original y al modo operacional actual de trabajo:

- Reubicación de equipos e instrumentos existentes en las estaciones de distribución de gas
- Reajuste de las condiciones de operación de los equipos e instrumentos instalados
- Completar y reforzar el diseño de la red de distribución de gas.

4.4 Descripción de la propuesta

Las proposiciones hechas se subdividirán en dos categorías:

- Las referentes a las estaciones de distribución de gas del municipio Miranda
- Las referentes a la red de tuberías que transporta el gas hasta el usuario final

4.4.1 Modificaciones al diseño y operación de las estaciones de distribución

La modificación propuesta más sobresaliente referente a las estaciones de distribución es la anulación por completo de la estación secundaria. Cuya función, a juicio de esta investigadora, no está plenamente justificada y puede ser sustituida por la estación principal de distribución, sin que ello implique desmejora alguna de las variables operacionales pertinentes (como disminución de la seguridad de operación, por ejemplo).

La eliminación de la estación secundaria suprimiría el inconveniente de las pérdidas de presión, al mismo tiempo que permitiría al sistema principal tener una presión de salida aceptable cuando la presión y caudal de entrada sean menores a los requeridos por el diseño. El mantenimiento requerido por solo una estación sería menor, así que también sería ventajoso desde el punto de vista operacional y del mantenimiento.

Paralelamente se propone la reubicación del sistema odorante que se encuentra actualmente en la línea principal de la estación secundaria a la salida de la estación principal de distribución. Específicamente se propone que su ubicación esté aguas

abajo de la unión entre las dos líneas de la estación principal, luego de la unión de la línea proveniente del separador y la línea proveniente de la ramificación aguas arriba del separador.

Al colocar el sistema odorante en el mencionado lugar se asegura que el gas distribuido sea marcado por la sustancia odorante no importando si el gas es desviado por cualquiera de las líneas de la estación principal (la línea directa o el bypass). Además, puesto que la medición del gas se efectúa aguas arriba de este punto no se tiene interferencia con los valores arrojados para el cálculo de consumo de gas a facturar.

Aunado a todo esto se plantea un nuevo estado operacional para las válvulas de control, las cuales deberán operar ahora con un 100% de abertura para permitir el flujo total en la línea. Esta medida no representa ninguna desventaja operacional ni de seguridad y permitirá manejar sin problema los bajos caudales y las despresurizaciones de la línea de alimentación principal de la red de distribución (aguas arriba de la estación principal).

4.4.2 Modificaciones al diseño y operación de la red de distribución de gas

Las modificaciones a las líneas secundarias que conforman la red de distribución de gas solo abarcan la instalación y conexión de nuevas líneas en puntos claves de la red relacionados con las líneas de la Tabla 5. Así, el conjunto de mejoras a la red no representan un mayor esfuerzo técnico, más si económico. El resto de condiciones y configuraciones de la red que ya se tienen permanecen sin cambios.

Para las ampliaciones futuras de la red se impondrá como modalidad el cierre del circuito perimetral de las líneas de suministro principales, con la finalidad de evitar pérdidas de presión o mala distribución del material gaseoso entre las comunidades subsiguientes (aguas abajo) del sistema de distribución de gas.

Se establece así mismo, y basados en la normativa relacionada (ISO 9001, ISO 14001, ASTM, COVENIN 3568-1-2-2000), la presión de entrega al usuario final siendo igual a 110,3161 KPa (aproximadamente 16 psia) a 35°C de temperatura. Las tuberías en un mismo sector deben ser interconectadas de modo tal que aquellas líneas con una

presión mayor a 110,3161 KPa funjan de alimentador para las líneas con menor presión.

Un resultado de simulación con las modificaciones propuestas es como se muestra a continuación en la Tabla 7 y Tabla 8.

Tabla 7. Resultados de la simulación para las modificaciones propuestas.

Item	B	Sector/ Zona	Pe (KPa)	L (m)	$\Delta P / L$ (KPa)	Ps (KPa)	Ps (psig)	Q (m3/d)	ID (mm)
1	B1:Flowline	9	110,286	665,460	0,019	110,267	1,293	6203,800	57,200
2	B1022:Flowline	12	110,286	229,080	0,069	110,217	1,286	1880,042	28,999
3	B1100:Flowline	6	110,286	156,410	0,032	110,254	1,291	2070,269	28,999
4	B1101:Flowline	6	110,286	144,540	0,027	110,259	1,292	2072,159	28,999
5	B1120:Flowline	16	110,286	149,580	0,029	110,257	1,291	4472,803	29,000
6	B1121:Flowline	16	110,286	138,110	0,025	110,261	1,292	2128,515	28,999
7	B1140:Flowline	16	110,286	281,370	0,103	110,183	1,281	2161,080	28,999
8	B1141:Flowline	16	110,286	272,940	0,097	110,189	1,282	2161,166	28,999
9	B1142:Flowline	16	446,091	444,500	1,051	445,040	49,848	2161,448	28,999
10	B1160:Flowline	13	110,286	193,540	0,049	110,237	1,289	2203,070	28,999
11	B1222:Flowline	13	110,286	114,790	0,017	110,269	1,293	2326,754	28,999
12	B1242:Flowline	3	110,286	570,500	0,425	109,861	1,234	4597,379	29,000
13	B1263:Flowline	3	446,091	473,570	1,192	444,898	49,827	2374,614	28,999
14	B1300:Flowline	5	110,286	147,950	0,029	110,257	1,291	2489,230	28,999
15	B1321:Flowline	5	110,286	307,720	0,124	110,162	1,278	2540,459	28,999
16	B1422:Flowline	5	110,286	122,880	0,020	110,266	1,293	2769,875	28,999
17	B1461:Flowline	5	110,286	181,900	0,043	110,243	1,289	2848,187	28,999
18	B1521:Flowline	5	110,286	142,700	0,027	110,259	1,292	2985,017	28,999
19	B1536:Flowline	5	446,091	476,200	1,206	444,885	49,825	4811,366	29,000
20	B1555:Flowline	15	446,091	402,540	0,861	445,229	49,875	4862,304	29,000
21	B1572:Flowline	16	446,091	474,110	1,195	444,896	49,827	4895,267	29,000
22	B160:Flowline	8	110,286	1025,600	0,046	110,240	1,289	6344,332	57,200
23	B166:Flowline	8	110,286	123,910	0,020	110,266	1,293	5031,675	29,000
24	B205:Flowline	8	110,286	139,040	0,025	110,261	1,292	5178,885	29,000
25	B220:Flowline	4	446,091	478,120	1,215	444,876	49,824	5223,489	29,000
26	B226:Flowline	4	110,286	232,190	0,070	110,216	1,285	5276,049	29,000
27	B246:Flowline	4	110,286	288,400	0,109	110,177	1,280	5327,179	29,000

Item	B	Sector/ Zona	Pe (KPa)	L (m)	$\Delta P / L$ (KPa)	Ps (KPa)	Ps (psig)	Q (m3/d)	ID (mm)
28	B266:Flowline	4	110,286	117,820	0,018	110,268	1,293	5371,607	29,000
29	B345:Flowline	4	110,286	199,320	0,052	110,234	1,288	5586,511	29,000
30	B346:Flowline	4	110,286	199,290	0,052	110,234	1,288	5586,773	29,000
31	B366:Flowline	4	110,286	432,350	0,244	110,042	1,260	5623,124	29,000
32	B386:Flowline	4	110,286	118,740	0,018	110,268	1,293	5673,725	29,000
33	B387:Flowline	4	110,286	228,150	0,068	110,218	1,286	5678,948	29,000
34	B405:Flowline	4	110,286	117,740	0,018	110,268	1,293	5725,655	29,000
35	B43:Flowline	9	446,091	419,840	0,937	445,154	49,864	5816,383	29,000
36	B524:Flowline	5	110,286	128,500	0,022	110,264	1,293	3300,248	28,999
37	B545:Flowline	5	110,286	118,240	0,018	110,268	1,293	3387,312	28,999
38	B606:Flowline	5	110,286	141,690	0,026	110,260	1,292	3571,872	28,999
39	B632:Flowline	15	446,091	405,080	0,872	445,218	49,873	3603,958	28,999
40	B665:Flowline	15	110,286	212,600	0,059	110,227	1,287	3670,058	28,999
41	B70:Flowline	2	446,091	433,660	1,000	445,091	49,855	5931,066	29,000
42	B728:Flowline	11	110,286	200,630	0,053	110,233	1,288	3840,616	28,999
43	B75:Flowline	9	110,286	504,240	0,332	109,954	1,247	5953,151	29,000
44	B776:Flowline	10	110,286	253,940	0,084	110,202	1,283	3956,910	28,999
45	B777:Flowline	10	110,286	153,810	0,031	110,255	1,291	3957,047	28,999
46	B778:Flowline	10	110,286	207,010	0,056	110,230	1,288	3959,968	28,999
47	B78:Flowline	9	110,286	188,110	0,046	110,240	1,289	5987,287	29,000
48	B794:Flowline	10	110,286	287,220	0,108	110,178	1,280	6001,213	29,000
49	B795:Flowline	10	110,286	338,500	0,150	110,136	1,274	3974,299	28,999
50	B796:Flowline	10	110,286	332,890	0,145	110,141	1,275	3976,707	28,999
51	B802:Flowline	10	110,286	149,490	0,029	110,257	1,291	6017,401	29,000
52	B807:Flowline	10	110,286	154,590	0,031	110,255	1,291	3995,085	28,999
53	B808:Flowline	10	110,286	266,600	0,093	110,193	1,282	6023,749	29,000
54	B809:Flowline	10	110,286	267,860	0,094	110,192	1,282	6024,664	29,000
55	B810:Flowline	10	110,286	135,540	0,024	110,262	1,292	4000,754	28,999
56	B812:Flowline	10	110,286	135,750	0,024	110,262	1,292	4007,551	28,999
57	B819:Flowline	10	110,286	403,240	0,212	110,074	1,265	6025,839	29,000
58	B823:Flowline	1	110,286	149,110	0,029	110,257	1,291	6029,777	29,000
59	B83:Flowline	9	110,286	185,710	0,045	110,241	1,289	6050,717	29,000
60	B841:Flowline	1	110,286	239,450	0,075	110,211	1,285	4059,021	28,999
61	B846:Flowline	1	110,286	133,030	0,023	110,263	1,292	6071,180	29,000
62	B849:Flowline	1	110,286	135,570	0,024	110,262	1,292	4081,493	28,999
63	B85:Flowline	9	110,286	150,740	0,030	110,256	1,291	6071,408	29,000
64	B852:Flowline	1	110,286	235,610	0,073	110,213	1,285	4092,002	28,999

Item	B	Sector/ Zona	Pe (KPa)	L (m)	$\Delta P / L$ (KPa)	Ps (KPa)	Ps (psig)	Q (m3/d)	ID (mm)
65	B857:Flowline	1	110,286	256,730	0,086	110,200	1,283	4101,005	28,999
66	B862:Flowline	1	110,286	205,950	0,055	110,231	1,288	6081,681	29,000
67	B87:Flowline	9	110,286	233,590	0,071	110,215	1,285	6089,679	29,000
68	B88:Flowline	7	110,286	157,160	0,032	110,254	1,291	6102,378	29,000
69	B884:Flowline	1	110,286	238,760	0,074	110,212	1,285	6111,271	29,000
70	B886:Flowline	1	110,286	302,090	0,119	110,167	1,278	4130,490	28,999
71	B888:Flowline	1	110,286	211,980	0,059	110,227	1,287	6117,616	29,000
72	B889:Flowline	1	110,286	146,800	0,028	110,258	1,292	6119,428	29,000
73	B89:Flowline	9	110,286	158,890	0,033	110,253	1,291	6120,479	29,000
74	B893:Flowline	1	110,286	259,690	0,088	110,198	1,283	6135,439	29,000
75	B894:Flowline	1	110,286	233,920	0,072	110,214	1,285	6135,630	29,000
76	B900:Flowline	1	110,286	308,220	0,124	110,162	1,278	6148,342	29,000
77	B902:Flowline	1	110,286	303,400	0,120	110,166	1,278	6149,480	29,000
78	B903:Flowline	1	110,286	189,590	0,047	110,239	1,289	6156,300	29,000
79	B904:Flowline	1	110,286	310,450	0,126	110,160	1,277	6157,074	29,000
80	B907:Flowline	1	110,286	316,690	0,131	110,155	1,277	4138,672	28,999
81	B909:Flowline	1	110,286	168,290	0,037	110,249	1,290	4139,433	28,999
82	B91:Flowline	7	110,286	257,340	0,087	110,199	1,283	6162,955	29,000
83	B913:Flowline	6	110,286	151,070	0,030	110,256	1,291	4147,611	28,999
84	B916:Flowline	6	110,286	173,440	0,039	110,247	1,290	4149,481	28,999
85	B919:Flowline	6	110,286	212,810	0,059	110,227	1,287	4158,227	28,999
86	B92:Flowline	7	110,286	144,110	0,027	110,259	1,292	6165,083	29,000
87	B920:Flowline	1	110,286	285,340	0,106	110,180	1,280	4164,292	28,999
88	B922:Flowline	1	110,286	375,170	0,184	110,102	1,269	4169,652	28,999
89	B923:Flowline	1	110,286	115,610	0,017	110,269	1,293	6170,216	29,000
90	B929:Flowline	1	110,286	232,830	0,071	110,215	1,285	4173,277	28,999
91	B93:Flowline	7	110,286	195,720	0,050	110,236	1,288	6179,695	29,000
92	B932:Flowline	6	110,286	404,210	0,214	110,072	1,265	4179,609	28,999
93	B933:Flowline	6	110,286	276,880	0,100	110,186	1,281	4185,077	28,999
94	B935:Flowline	6	110,286	322,270	0,136	110,150	1,276	4186,695	28,999
95	B943:Flowline	6	110,286	296,680	0,115	110,171	1,279	4201,507	28,999
96	B944:Flowline	6	110,286	269,980	0,095	110,191	1,282	4202,000	28,999
97	B947:Flowline	6	110,286	209,590	0,057	110,229	1,287	4220,441	28,999
98	B955:Flowline	12	110,286	182,540	0,044	110,242	1,289	4241,468	28,999
99	B956:Flowline	12	110,286	207,640	0,056	110,230	1,287	4241,935	28,999
100	B957:Flowline	12	110,286	197,690	0,051	110,235	1,288	4243,206	28,999
101	B958:Flowline	12	110,286	197,360	0,051	110,235	1,288	4243,588	28,999
102	B959:Flowline	12	110,286	212,080	0,059	110,227	1,287	4245,888	28,999
103	B967:Flowline	12	110,286	488,000	0,311	109,975	1,250	4250,828	28,999

Item	B	Sector/ Zona	Pe (KPa)	L (m)	$\Delta P / L$ (KPa)	Ps (KPa)	Ps (psig)	Q (m3/d)	ID (mm)
104	B968:Flowline	12	110,286	450,370	0,265	110,021	1,257	4251,407	28,999
105	B969:Flowline	12	110,286	147,460	0,028	110,258	1,292	4252,199	28,999
106	B982:Flowline	6	110,286	164,020	0,035	110,251	1,291	4279,821	28,999
107	B984:Flowline	6	110,286	163,320	0,035	110,251	1,291	4281,081	28,999
108	B988:Flowline	6	110,286	168,550	0,037	110,249	1,290	4285,307	28,999
109	B989:Flowline	6	110,286	304,860	0,121	110,165	1,278	4287,700	28,999
110	B99:Flowline	7	110,286	115,000	0,017	110,269	1,293	6199,221	29,000
111	B991:Flowline	6	110,286	305,320	0,122	110,164	1,278	4295,093	28,999

Fuente: Rincón, (2011).

Tabla 8. Pérdidas de presión total en la red con las modificaciones propuestas.

Pérdidas por Fricción		Pérdidas por Accesorios		Accesorios					
	KPa	psia		KPa	psia	Codos de 90	T	Reducción	Reynolds
ΔP	164,542	23,864	ΔP	57,984	8,409	979	197	58	733746,499
Pérdidas Totales					Líneas con Problemas				
	KPa	psia		psig	Longitud de 29 mm (m)	Longitud 57,2 mm (m)	Longitud 113,6 mm (m)		
	221,458	32,119		17,419	0	0	0		

Fuente: Rincón, (2011).

Algunos planos con las líneas propuestas se encuentran en la sección de anexos (Figura 42 a Figura 46). En los planos se sigue la misma convención de color que para el simulador. Nótese que la línea que cierra el anillo periférico rodea toda la zona sur.

4.5 Costos

El valor agregado de ejecución de las propuestas está dividido entre la mano de obra, los equipos a sustituir, y los materiales de trabajo. También se incluye el tiempo de trabajo en horas hombre como un recurso que agrega valor al costo total de ejecución de la obra.

4.5.3.1 Costo de sustitución de equipos

El cálculo de los costos se ha realizado en forma predictiva, tratando de estimar los aumentos en el presupuesto para un tiempo de dos años a partir del período de

culminación de este trabajo investigativo. De esta manera se asegura que los resultados tengan cierta vigencia aun cuando culmine la investigación.

Se incluye en el análisis los gastos por concepto de mano de obra y el tiempo estimado de horas hombre de trabajo. La Tabla 9 muestra un resumen de resultados.

Tabla 9. Resumen de costos para la propuesta de mejoras.

	Reemplazo de todos los equipos (estaciones)	Reemplazo parcial de los equipos (estaciones)	Red de distribución
Costo de materiales	Bs 312.402,08	Bs 61.492,02	Bs 1.030.401,34
Costo de mano de obra	Bs 32000,00	Bs 24000,00	Bs 36000,00
Horas hombre de trabajo	160	120	248
Número de trabajadores requeridos	8	8	6

Fuente: Rincón (2011).

Como puede observarse en la tabla las alternativas de solución para las estaciones de flujo conllevan un gasto que puede oscilar entre los 61.942,02 BsF y los 312.402,08 BsF aproximadamente. Esta inversión tendría un período útil de al menos 15 años, una solución bastante económica a largo plazo.

La mano de obra requerida puede ser establecida de dos formas. Una atendiendo al criterio de menor tiempo de ejecución del trabajo, y otro requiriendo el menor costo posible. En la tabla anterior se ha presentado un costo de mano de obra que balancea ambos criterios, logrando tener el menor tiempo de ejecución posible con el menor costo de trabajo posible. A pesar de lo laborioso que pueden resultar algunas actividades, las modificaciones propuestas no ofrecen grandes fuentes de empleo, por lo que la generación de empleos no es uno de los beneficios sociales de la propuesta.

Para la estimación del costo de mano de obra se ha elegido como referencia el salario mínimo establecido en la República Bolivariana de Venezuela en gaceta oficial para el año 2011, el cual es de unos 1600 BsF aproximadamente. Considerando el grado de preparación técnica del empleado puede aumentar el costo de mano de obra. El tiempo de trabajo por jornada se ha establecido como lo dicta la ley del trabajo, unas

ocho (8) horas al día. La estimación de costos no toma en cuenta la adquisición de otros instrumentos de trabajo aparte de los que se listan en las Tabla 44 a Tabla 46.

Debe mencionarse que todos y cada uno de los costes de equipos y material fueron promediados del valor ofertado por los distintos proveedores, especialmente SUCOIN. El establecimiento de la ponderación de precios se efectuó atendiendo a la disponibilidad del equipo o material en el resto de proveedores, de modo que los resultados se ajusten mejor al proveedor de mayor disponibilidad y menor precio.

Como resultado del trabajo investigativo se han elaborado unas tablas de cálculo en Microsoft Excel que permiten una rápida estimación de costos para todos los equipos, instrumentos y materiales que se requieren en el sistema de distribución de gas doméstico del municipio Miranda. Como parámetros macroeconómicos externos a los análisis técnicos de costos se encuentran el impuesto al valor agregado, el cual se ha tomado en esta investigación como teniendo un valor de 9% (el valor actual para agosto 2011).

Como limitación del análisis se encuentra la estimación imprecisa de la cantidad exacta de tubería necesaria para las reparaciones. La estimación de las longitudes de tubería requerida se efectúa empleando los levantamientos planimétricos que reposan en formato digital DWG. Dichos planos no suelen ser lo suficientemente precisos y pueden existir diferencias con la realidad de ± 100 metros, así que deben tomarse las previsiones necesarias.

4.5.2 Estudio de factibilidad

La evaluación de factibilidad de la propuesta se hará atendiendo a los criterios de factibilidad técnica, factibilidad económica, factibilidad social y factibilidad institucional. La propuesta es perfectamente posible, por cuanto ésta no requiere gran inversión económica ni de recursos humanos.

4.5.3 Factibilidad técnica

Las modificaciones propuestas son viables desde el punto de vista técnico puesto que el personal que labora en SUGAS se encuentra capacitado para realizar todas y cada una de las modificaciones planteadas en las secciones anteriores. El personal de

SUGAS cuenta con la experiencia para llevar a cabo las modificaciones sin ninguna novedad, en procedimientos rutinarios de trabajo. Adicionalmente se cuenta con el apoyo del personal de otras instituciones como PDVSA que también realizan actividades relacionadas en las mismas instalaciones.

4.5.4 Factibilidad económica

Las modificaciones propuestas son factibles por cuanto implican en su mayoría un simple cambio en las variables de operación y reconfiguración de los equipos ya instalados en campo. Desde esta perspectiva los inconvenientes recaen en la mano de obra ejecutora de las modificaciones propuestas. Sin embargo una solución más profunda y duradera puede requerir mayor inversión económica y de mano de obra. A pesar de ello dichos requerimientos no serían desmesurados y estarían dentro de la capacidad de los entes competentes para solventar la situación.

4.5.5 Factibilidad social

La factibilidad social se refiere al grado de aceptación por parte de la población para la solución planteada. En el caso específico del municipio Miranda lo que se busca es brindarle a la comunidad una mejor calidad de vida, proporcionándole una red de gas doméstico que funcione plenamente, y mediante este servicio público los integrantes de la comunidad podrán realizar diversas actividades del hogar como: cocinar, disfrutar del servicio de agua caliente y calefacción. También se emplea para el funcionamiento de lavadoras y secadoras de ropa, equipos de refrigeración, lavavajillas, neveras, incineradoras de basura, entre otras.

La realización de las actividades que implican las modificaciones planteadas no representan en modo alguno un inconveniente para la comunidad ni la interrupción de las actividades cotidianas de los usuarios. En consecuencia la propuesta es socialmente posible de realizarse con éxito.

4.5.6 Factibilidad institucional

La factibilidad institucional se refiere al apoyo jurisdiccional en la región y, el establecimiento de una entidad ejecutora territorial descentralizada que sea el

instrumento motor para la implantación del plan y de los proyectos. En el caso específico del municipio Miranda, el proyecto estará sustentado por SUGAS y PDVSA.

Es importante acotar, que de acuerdo a la constitución nacional de 1999, [47]. El poder nacional debe ser el responsable del sistema de alta presión: fuentes de suministro (pozos de petróleo con gas asociado, pozos de gas natural), estaciones de flujo, refinerías, petroquímicas, plantas de extracción de líquidos, plantas de compresión de gas, gasoductos y en las afueras de cada ciudad deben instalar, operar, administrar y mantener la o las estaciones principales de distribución, medición, odorización y control, (ERMC), de gas metano de las poblaciones.

Por su parte, el poder municipal debe ser el responsable del sistema de mediana presión y del sistema de baja presión: desde la salida de la o las estaciones, la competencia debe pasar al poder municipal, el cual debe dotar, operar, administrar y mantener el servicio de gas metano doméstico directo por tuberías de las poblaciones.

Conclusiones parciales

1. Una vez revisado todo el material técnico y los resultados de las simulaciones, y una vez terminada la estimación de los costos implicados, puede afirmarse que las mejoras al sistema de distribución de gas doméstico en el municipio Mirando son completamente posibles y viables, sin que se requieran recursos o condiciones extraordinarias.
2. El mejoramiento de la calidad del servicio de gas doméstico en las comunidades de Los Puertos de Altagracia es un hecho que solo involucra un buen uso de las instalaciones que se tienen, cuyos elementos se encuentran en mal estado por la ausencia de mantenimiento desde que fueron instalados. De esa manera puede establecerse que el mejoramiento de la calidad del servicio está completamente en manos de los entes encargados de las operaciones en las instalaciones de transporte y distribución de gas.
3. Algunas soluciones a los problemas de distribución no requieren inversión económica alguna, solo requieren fuerza de trabajo para ponerlas en marcha. Pero si se está en busca de una solución integral más duradera es necesario al menos realizar una inversión moderada. En cualquier caso la solución más económica mantendría las

mejoras en el sistema por al menos 5 años, mientras que los reemplazos de equipos e instrumentos que implican una inversión de capital tendrían una utilidad de al menos unos 10 a 15 años.

4. Como alternativa sustentable para atender la problemática de conexiones ilegales a la red de gas doméstico las autoridades locales deben impulsar un programa general de censo e instalación del servicio a más usuarios. Así mismo las empresas proveedoras y SUGAS deben aumentar el suministro total de gas a la red, de manera de poder satisfacer la demanda creciente de gas para uso doméstico.

CONCLUSIONES GENERALES

1. En el análisis de la bibliografía consultada pone de manifiesto la falta de procedimientos y prácticas operativas, la pobre capacitación de operadores y bajo nivel de gestión energética, así como la necesidad de aplicar leyes, reglamentos y normas ambientales orientadas a controlar los impactos negativos que el manejo y uso del gas tiene sobre el ecosistema. El software PIPESIM es una herramienta que permite el análisis del impacto de cambios en el diseño del sistema de distribución de gas doméstico permitiendo determinar mejores prácticas de gestión de calidad y un buen comportamiento del recurso energético.
2. La estación principal constituye un sistema de alta presión, mientras que la secundaria y la red son propias de un sistema de mediana presión. El diseño de las estaciones y calibración de los equipos no son apropiados para el escenario operacional actual, algunos equipos, instrumentos y accesorios presentan deficiencia o se encuentran inoperativos, lo cual irrespeta los márgenes de seguridad permisibles en la prestación del servicio. En cuanto a la red existe un alto nivel de incertidumbre en la información suministrada, en relación al historial de fallas, fechas de tendidos, inspecciones y vida útil, condición que genera alta probabilidad de fallas inesperadas y por ende un impacto no programado en el sistema de distribución.
3. Con los resultados de la simulación se aprecia una caída de presión en líneas pertenecientes a los sectores Urb. Nueva Miranda/Norte, Haticos del Norte/Norte, Alto Viento/Norte, Salinas del Sur/Centro, Nuevo Hornito y Punta de Piedra/Sur, Casco Central/Norte, Acacias y Araguaney/Sur, Sabaneta/Norte y San Crispulo/Norte cuya discrepancia con los valores medidos son un indicativo de tomas clandestinas, fugas en las líneas y/o deficiencia en la configuración de la red, lo cual se ve agravado por la cantidad de gas que alimenta el sistema.
4. Según los resultados de simulación la estación principal puede realizar la limpieza, regulación, medición y odorización del gas doméstico sin contar con el funcionamiento de la estación secundaria. Al mismo tiempo el diseño de la red demostró ser capaz de soportar las presiones necesarias. Sin embargo al evaluar escenarios con cambios en

la configuración de la red, considerando el cierre del anillo periférico, se obtuvo mayor confiabilidad y mejores condiciones operacionales. Es relevante el hecho de que esta confiabilidad es representativa para la inversión necesaria en las propuestas realizadas.

5. En cuanto al estudio de factibilidad de la propuesta de mejoras del sistema de distribución de gas doméstico del municipio Miranda, se evidenció que es factible técnica, social, económica e institucionalmente. Para llevar a cabo la propuesta parcial se necesita la cantidad mínima de 1.151.893,36 BsF. Es por ello que se debe contar con el apoyo del gobierno nacional y las entidades correspondientes.

RECOMENDACIONES

Dados los análisis y conclusiones acerca del suministro de gas doméstico en el municipio Miranda pueden establecerse las siguientes recomendaciones:

1. Crear una base de datos y conjunto de antecedentes referente a los equipos que conforman el sistema de suministro de gas, tomando como punto de partida la información que se maneja en PDVSA GAS y SUGAS. La carga de la data se efectuará con los datos recolectados según el procedimiento indicado en las secciones anteriores.
2. Considerar las condiciones de presión de entrada y salida de las estaciones al momento de reemplazar algún equipo, asimismo normalizar las condiciones inseguras en las estaciones teniendo relevancia el separador tipo peerles, válvulas de seguridad, línea de venteo y el odorizador, para evitar cualquier accidente.
3. Efectuar la sustitución de los equipos y accesorios que presenten un alto grado de corrosión para prevenir la obstrucción de las líneas aguas abajo y la sobrecarga del sistema, asimismo, establecer un sistema de protección catódica para prevenir la corrosión de los equipos que conforman estaciones de recepción y distribución de gas.
4. Relocalizar y reacondicionar el sistema de odorización a fin de activar su funcionamiento.
5. Actualizar los planos de instalación de las tuberías, colocando puntos de referencia actuales para facilitar la localización de las líneas de transmisión de gas en campo. Adicionalmente se recomienda demarcar en los planos los límites de los sectores.
6. Instalar a la mayor brevedad nuevas válvulas de seguridad descritas en el diseño de las estaciones, adecuadas al rango de presiones recomendados.
7. Solicitar mayor alimentación por parte de PDVSA GAS o en su defecto otro proveedor para la estación principal.

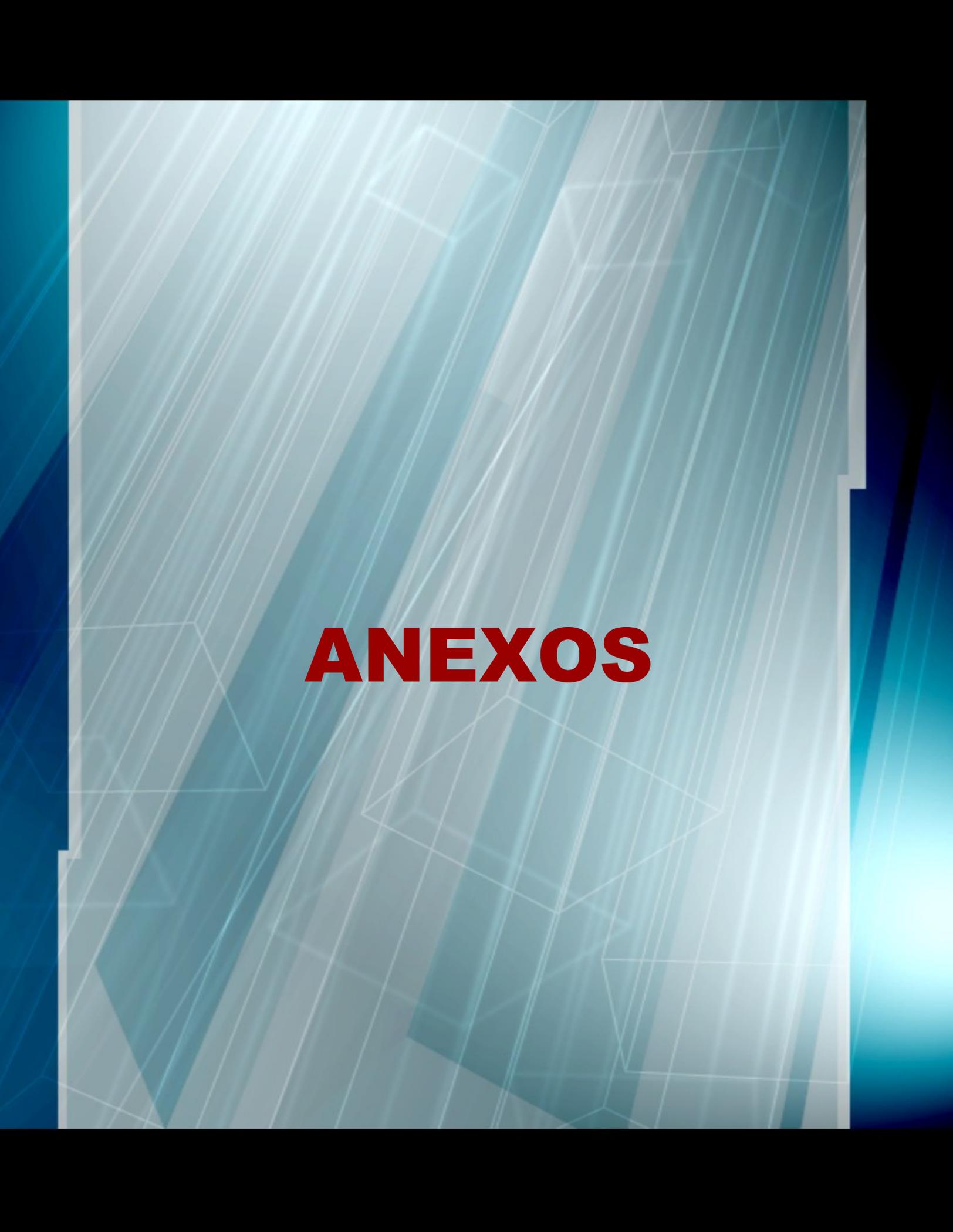
8. Instalar un nuevo conjunto de instrumentos de medición tales como manómetros y termómetros en ambas estaciones tomando en cuenta que los ya instalados se encuentran en mal estado o son de difícil lectura.
9. Realizar inspecciones con mayor frecuencia en las estaciones y en la red por parte del personal que labora en la empresa o personal calificado buscando mantener los márgenes de seguridad permisibles en las condiciones de operación.
10. El separador tipo peerless es un equipo primordial de la estación principal, por lo cual requiere su evaluación inmediata a fin de conocer su integridad física actual, permitiendo ejecutar las acciones pertinentes para su mantenimiento y garantizar la eficiencia de la operación.
11. Considerar la propuesta de mejoras para las estaciones y la red de distribución de gas doméstico para el municipio Miranda, puesto que resulta de beneficio para la comunidad en estudio.
12. Realizar continuamente mantenimientos a las instalaciones y sus equipos con el fin de conservar su buen estado y mantener cada uno de los parámetros manejados en las instalaciones.
13. Realizar calibraciones periódicas a la instrumentación instalada, a fin de obtener valores confiables, para poder simular y diagnosticar verazmente las condiciones operacionales, visualizar y predecir posibles fallas en el sistema.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

1. **Servicio Autónomo Social Bolivariano de Administración, Infraestructura y Suministro de Gas Doméstico (SUGAS).** *Manual de Normas y Procedimientos para la Instalación de Líneas de Servicio de Gas Doméstico.* Los Puertos de Altagracia, 2007.
2. **A., Ramos R. y Soscún.** *Diseño de una estación de gas convencional para la Parroquia Raúl Leoni.* 2005.
3. **Martínez, Macías J.** *Análisis de Fallas en Redes de Gas.* Maracaibo : ICONSA, 1995. Vol. I.
4. **PDVSA.** Petróleos de Venezuela Sociedad Anónima (PDVSA). [En línea] mayo-septiembre de 2011. www.pdvsa.com.
5. **Barrientos, L. y Parra, O.** *Plan de Mantenimiento de las Estaciones Principal y Secundaria de la Empresa GASMICA.* Universidad Nacional Experimental Rafael María Baralt. Los Puertos de Altagracia, 2005.
6. **Bermúdez, Alejandro.** *Evaluación del Sistema de Mantenimiento de la Red de Distribución de Gas del Municipio Cabimas.* Universidad Nacional Experimental Rafael María Baralt. Cabimas, 2003.
7. **Salvat Editores, S. A.** *Gran Enciclopedia SALVAT.* Barcelona : Salvat Editores, S. A. Barcelona., 2001. ISBN 84-345-9888-4.
8. wikipedia.org. *Wikipedia Org Web site.* [En línea] Wikipedia Org., Marzo de 2011. [Citado el: 24-28 de Marzo de 2011.] www.wikipedia.org.
9. **Fowlis, Ian A.** *Gas Chromatography.* Ontario Canadá : John Wiley & Sons, Inc., 1995. ISBN 0-471-95467-5.
10. **Harold M., McNair y James M., Miller.** *Basic Gas Chromatography.* New York : John Wiley and Sons, Inc., 1998. ISBN 0-471-17260-X.
11. **Jennings, Walter.** *Analytical Gas Chromatography.* s.l. : Academic Press, 1987.
12. **Sole Creu, Antonio.** *Instrumentación Industrial.* Sexta. Barcelona : Marcombo S.A., 1997.
13. **Martínez, Marcías J.** *Cálculo de Tuberías y Redes de Gas.* Maracaibo : ICONSA, 2007.
14. **Barrientos, J.** *Comportamiento del Gas Natural.* Maracaibo : Manniron Consultores, 2000.
15. **Martínez, Marcías J.** *Diseño Conceptual de Separadores.* Maracaibo : ICONSA, 2005.
16. —. *Ingeniería de Gas, Principios y Aplicaciones.* Maracaibo : ICONSA, 2007.
17. —. *El Diagrama de Fases, un Lenguaje en la Industria del Gas Natural.* Maracaibo : ICONSA, 2002.

18. **Martínez, Marcías J.** *Características y Comportamiento de los Hidrocarburos*. Maracaibo : ICONSA, 2006.
19. **Martínez, Marcías J.** *Seguridad en Redes de Gas*. Maracaibo : ICONSA, 2005.
20. **ENGINEERING DATA BOOK. Gas Processors Suppliers Association (GPSA)**. Tulsa, Oklahoma., 2004, ENGINEERING DATA BOOK. See error on this edition.
21. **COVENIN.** *Norma Venezolana de Seguridad*. Caracas, 2000. Ver revisiones a las normas COVENIN.
22. **(ISO), International Standarization Organization.** *Título de NORMA*. 2008.
23. **PDVSA, CIED.** *Criterios para la Medición del Gas Natural*. Caracas, 2004.
24. **Rodríguez, V. y Valiente, G.** *Evaluación de los Sistemas de Distribución y Recolección de Gas de la Unidad de Explotación LAGOMAR*. La Universidad del Zulia (LUZ). Maracaibo : s.n., 2002. Tesis Doctoral.
25. **Greene, Richard W.** *Válvulas, Selección, Uso y Mantenimiento*. México DF. : McGraw Hill, 1987.
26. **Hernández Sampieri, Roberto, Fernández Callado, Carlos y Baptista Lucio, Pilar.** *Metodología de la Investigación*. Tercera. México DF : McGraw Hill Interamericana, 2003.
27. **Bavaresco de Prieto, Aura M.** *Las Técnicas de la Investigación, Manual para la Elaboración de Tesis, Monografías, Informes*. Octava. Maracaibo : Imprenta Internacional C.A., 2008.
28. —. *Proceso Metodológico en la Investigación, Cómo Hacer un Diseño de Investigación*. Quinta. Maracaibo : Editorial de la Universidad del Zulia, 2008.
29. **Sabino, Carlos.** *El Proceso de Investigación*. Caracas : Panapo, 2002.
30. **Tamayo y Tamayo.** *El Proceso de la Investigación Científica*. [ed.] Noriega Editores. Cuarta. México DF : Limusa, 1999.
31. **Chávez, Nilda.** *Introducción a la Investigación Educativa*. Cuarta. Maracaibo, 2001.
32. *Reporte de Estadísticas Nacionales. ENAGAS*. [ed.] Manuel Deza Rafael Salazar, Pablo Ramírez y Rodrigo Bello Jorge Luis Sánchez. Caracas : ENAGAS Editores, 2011, Entre Gas.
33. **Alcántara, Edinson.** *Instalaciones de Gas Natural, Curso de Mejoramiento Personal*. Los Puertos de Altagracia, 2007.
34. **Gobierno de España, Ministerio de Industria, Turismo y Comercio.** Ministerio de Industria, Turismo y Comercio. [En línea] 2011. [Citado el: 29 de Marzo de 2011.] <http://www.mityc.es/energia/gas/Gas/Paginas/gasnatural.aspx>.
35. **PDVSA.** *Evaluación Técnica del Sistema de Gas del Municipio Miranda*. Gerencia de Coordinación Operacional, Petróleos de Venezuela S.A. Maracaibo, 2006. Evaluación Técnica.
36. **Altmann, Carolina.** *El Mantenimiento y la Eficiencia Energética*. México DF : COPIMAN, 2010.

37. **GPSA.** Gas Processor Suppliers Association. [En línea] 2011. [Citado el: 29 de Marzo de 2011.] www.gpaglobal.org.
38. **Barbies, J. y Otros.** *Gas Natural y LP*. México : Mc Graw Hill, 2000.
39. **Vivas, F.** *Memoria descriptiva de la Urbanización Ezequiel Zamora*. Costa Oriental del Lago : DUCOLSA, 2007. pág. 35.
40. **Carreño, M.** *Propuesta de un diseño para la construcción de la red de gas metano en la comunidad de barrio Panamá*. Universidad del Zulia, LUZ. Maracaibo-Venezuela, 2000. Tesis de Grado.
41. **Gómez y Silveira.** *Diseño para la construcción de una red de distribución de gas doméstico en la comunidad de Barrio Horizonte, Parroquia La Rosa*. Instituto Universitario Tecnológico IUTC. Cabimas-Venezuela : s.n., 2004. Tesis de Grado.
42. **Alaña y Pereira.** *Proponer un diseño para la construcción de un gasoducto en la Barrio Sucre*. Instituto Universitario Tecnológico de Cabimas IUTC. Cabimas-Venezuela, 2005. Tesis de Grado.
43. **González, D.** *Análisis de Sistemas de Distribución de Gas por Medio de Aplicación del Método de Balance de Presiones*. Universidad del Zulia. Maracaibo-Venezuela, 2007. Tesis de Grado.
44. **Isea, P.** *Sistema de máxima presión*. Maturín-Venezuela : Pisec Gas, 2006. pág. 41.
45. *Guía de Diseño de Redes de Gas*. 2008. Gas Natural: La nueva Energía de la Vida. Medellín.
46. **Ollé, J. y Otros.** *Instalaciones de Gas Doméstico y Comerciales: un enfoque sistémico*. [ed.] UOC. Medellín, 2003.
47. *Constitución de la República Bolivariana de Venezuela*. Disponible en la página www.google.com, 1999.



ANEXOS

Anexo 1

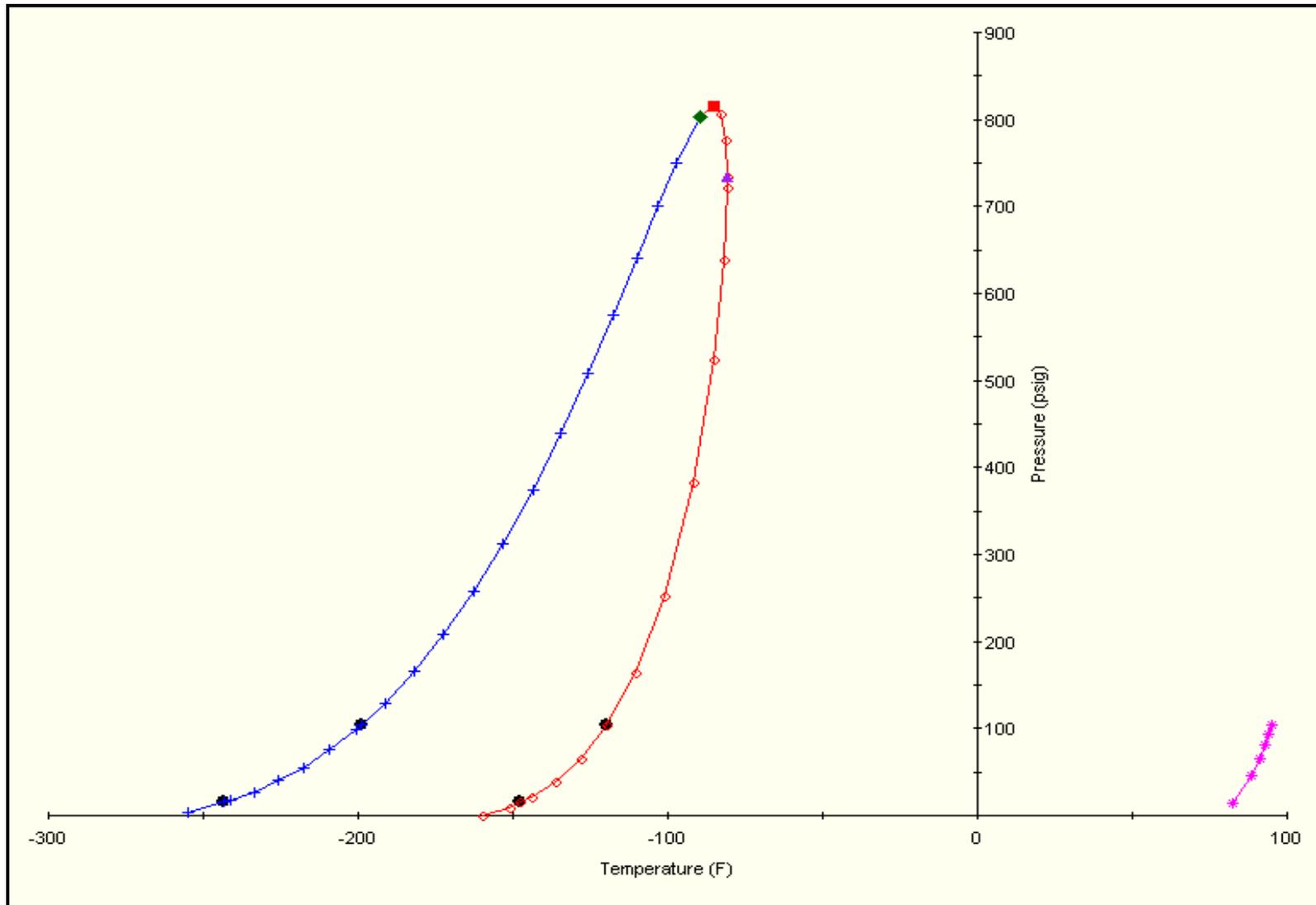


Gráfico 1. Diagrama de fases de la muestra de gas natural mostrada en la tabla No. 1. Fuente: Rincón (2011).

Anexo 2

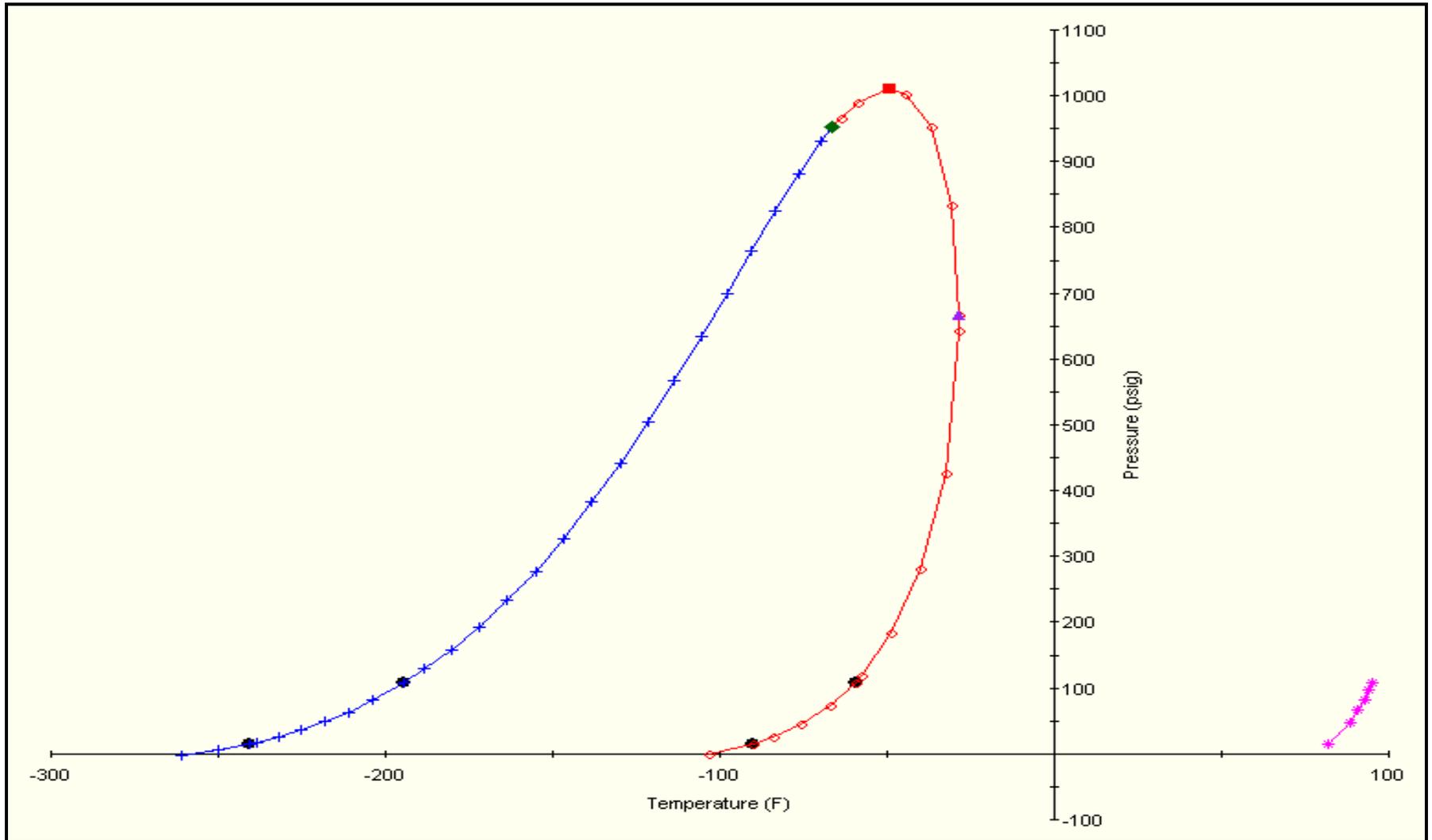


Gráfico 1. Diagrama de fases de la muestra de gas natural mostrada en la tabla No. 2. Fuente: Rincón (2011).

Anexo 3

Suscriptores del Servicio por Sector

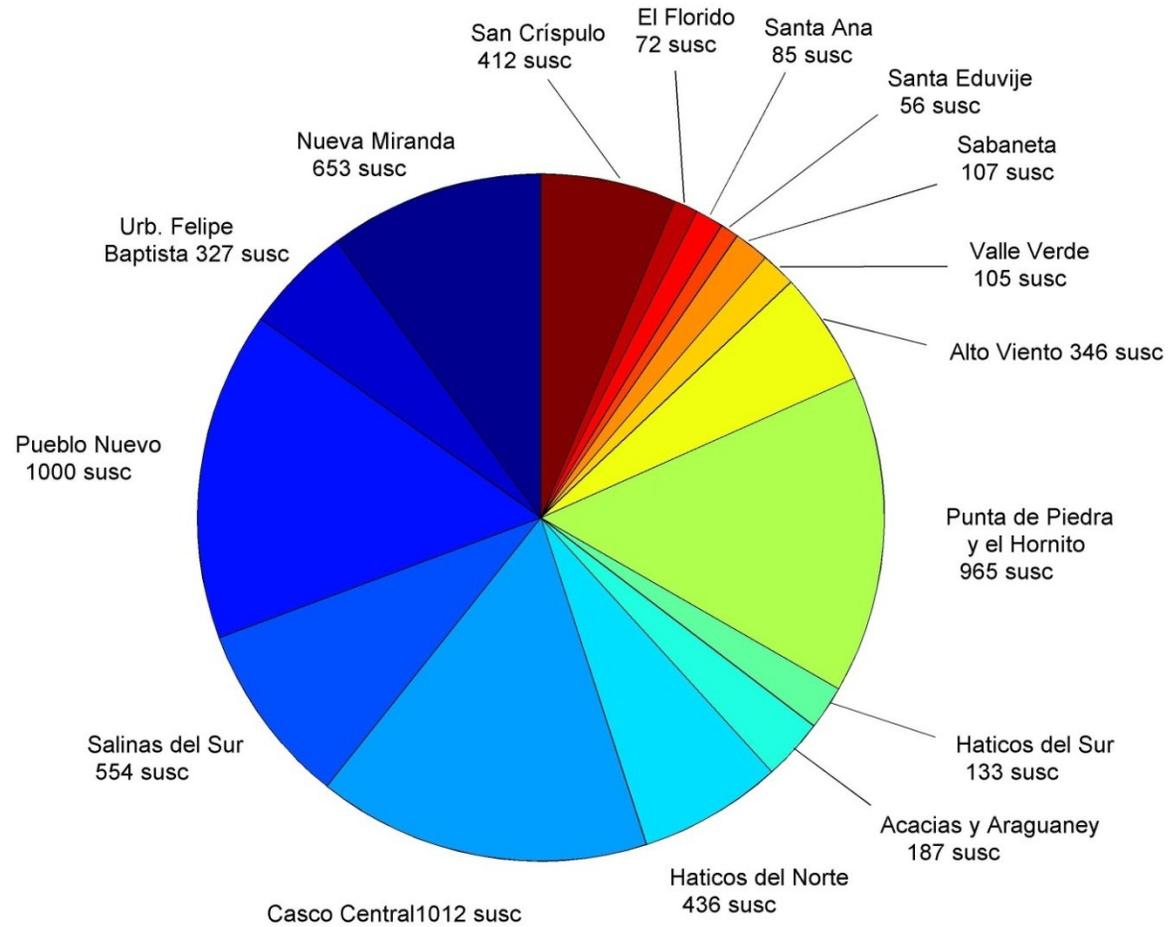


Gráfico 2. Distribución de suscriptores por sector. Fuente: Rincón, (2011).

Anexo 4

Tipos de Viviendas por Sector

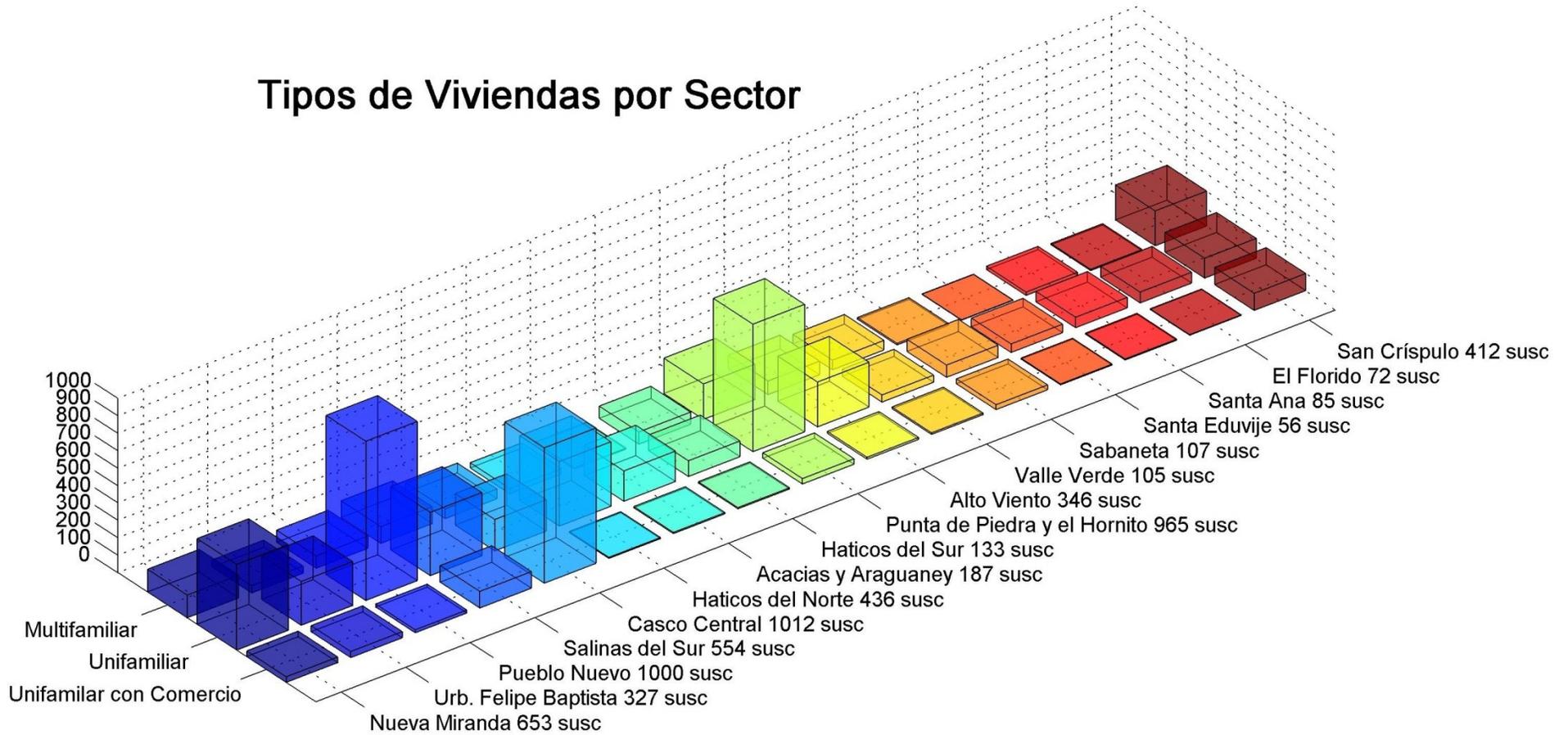


Gráfico 3. Distribución de suscriptores por tipo de consumo. Fuente: Rincón, (2011).

ΔP como Función de la Distancia L

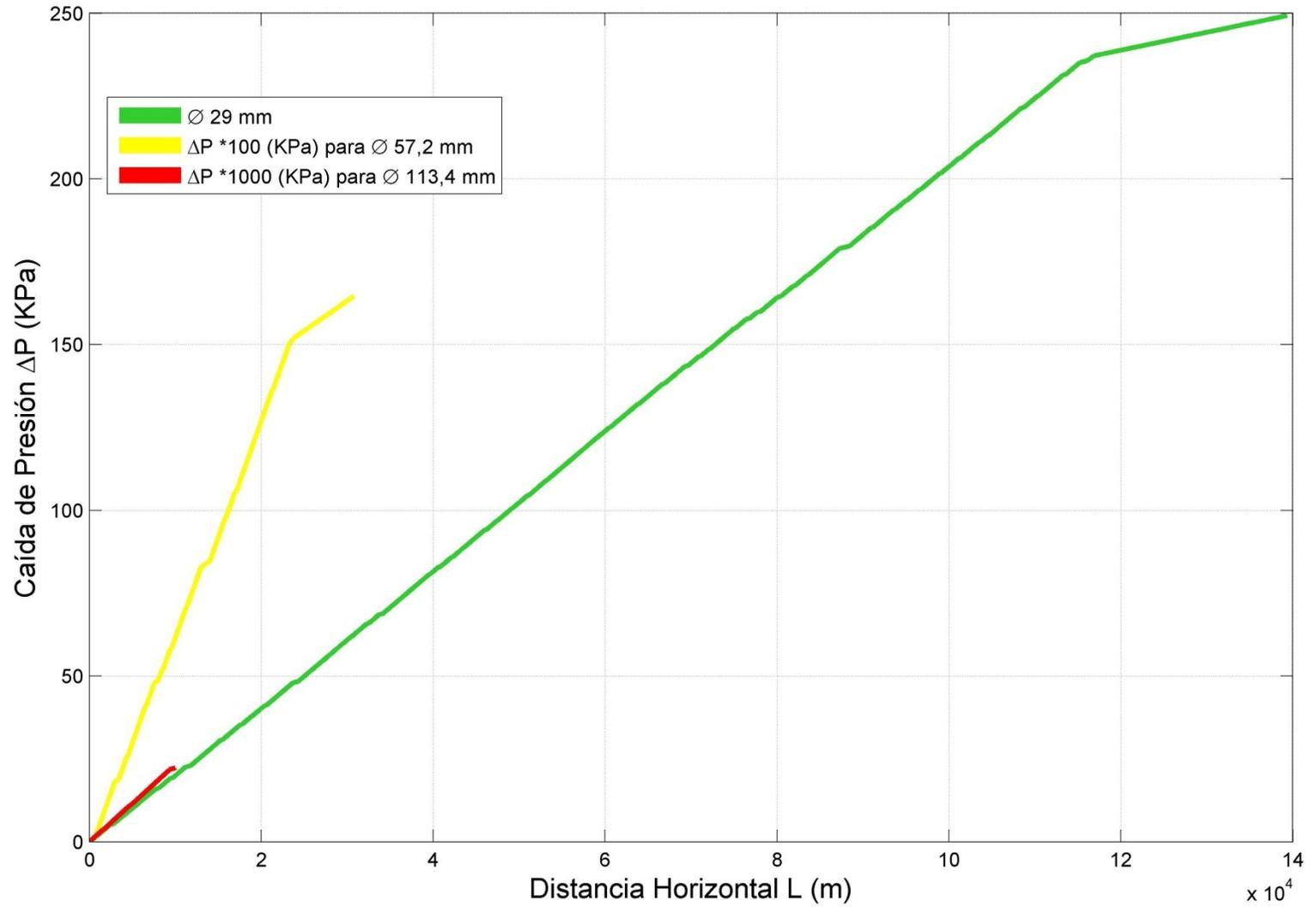


Gráfico 4. Caída de Presión como función de la distancia. Fuente: Rincón, (2011).

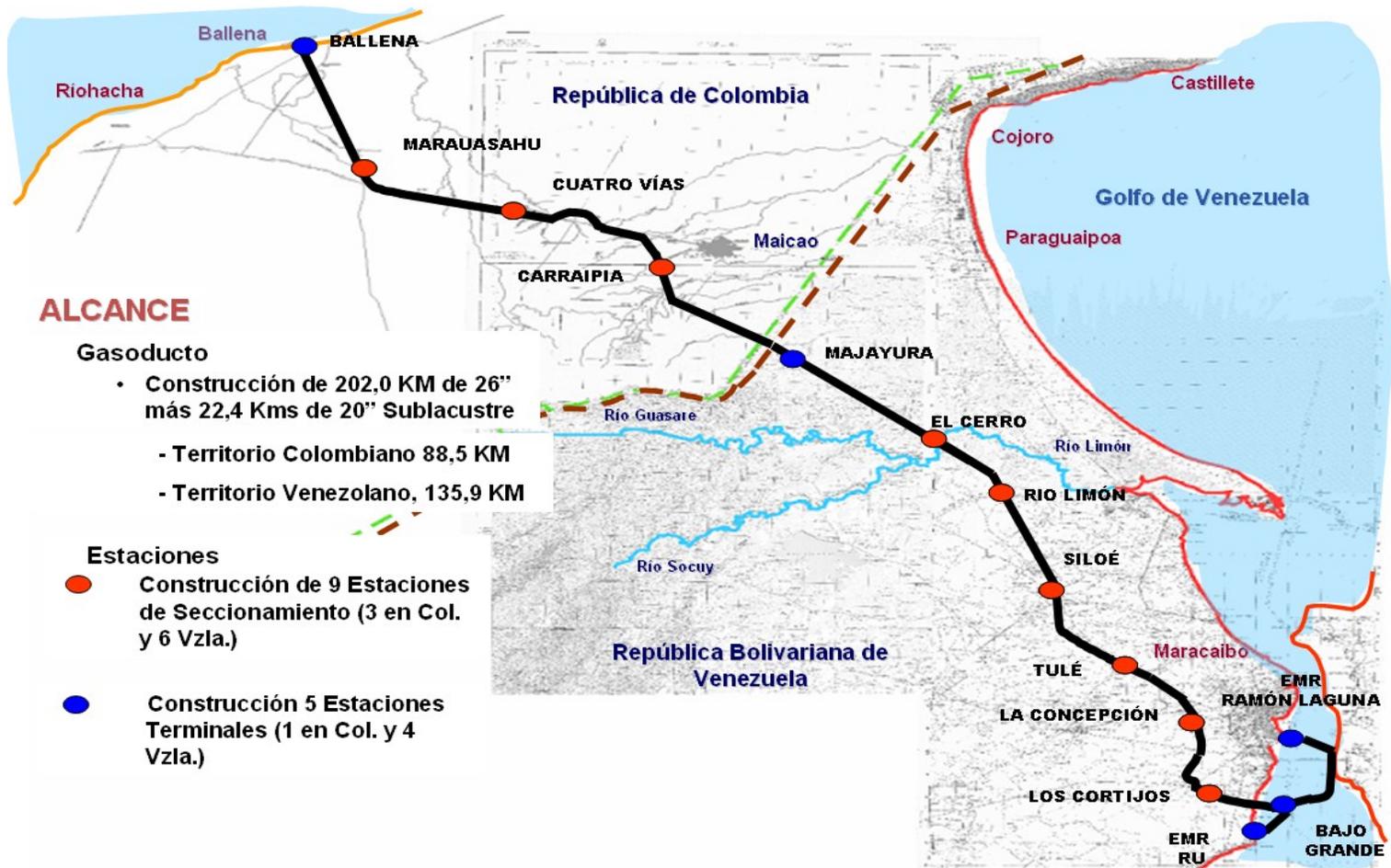


Figura 5. Caracterización del proceso de suministro de gas al municipio Miranda. Fuente: Rincón, (2011).

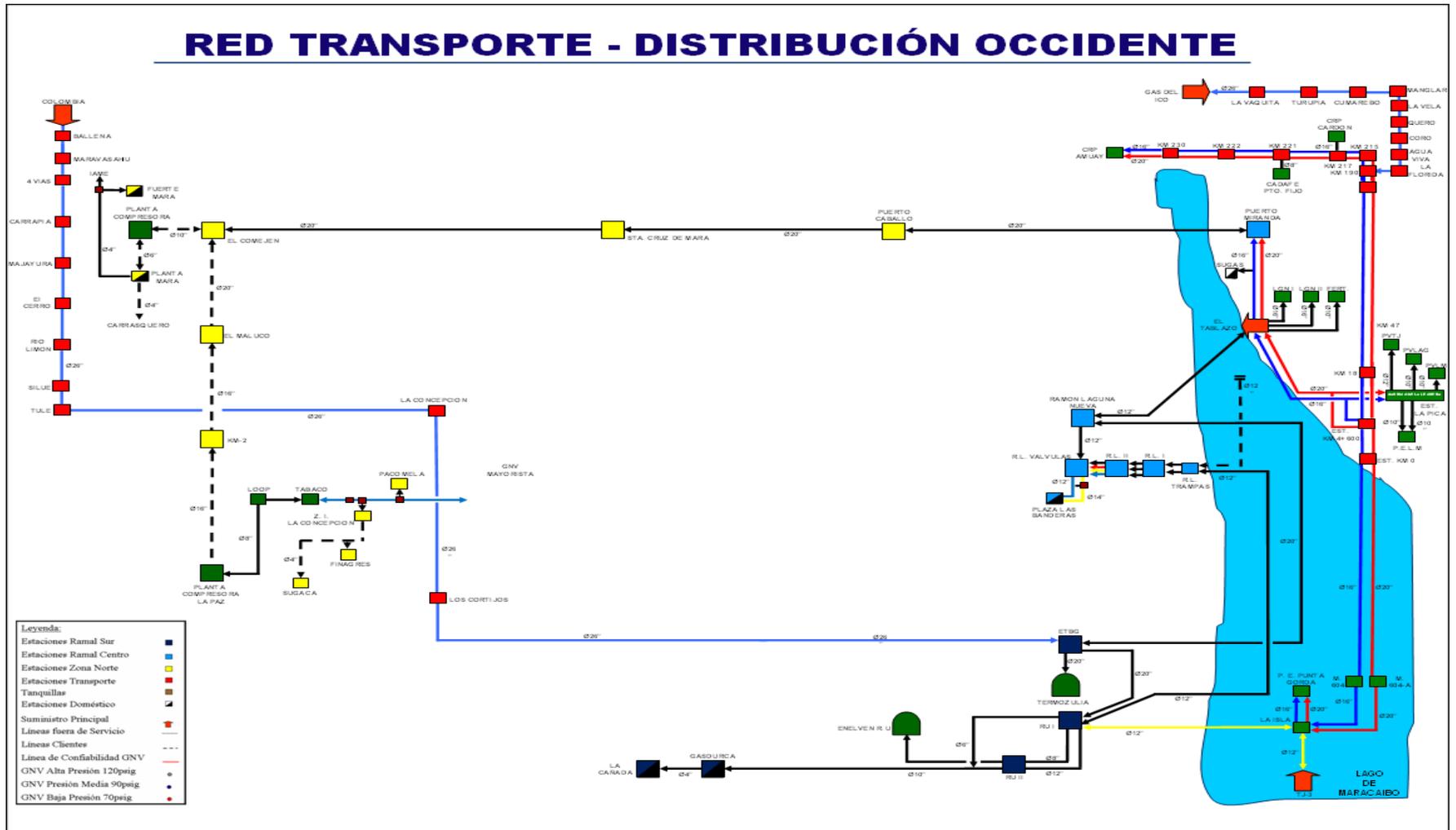


Figura 6. Caracterización del proceso de suministro de gas al municipio Miranda. Fuente: Rincón, (2011).

Anexo 8

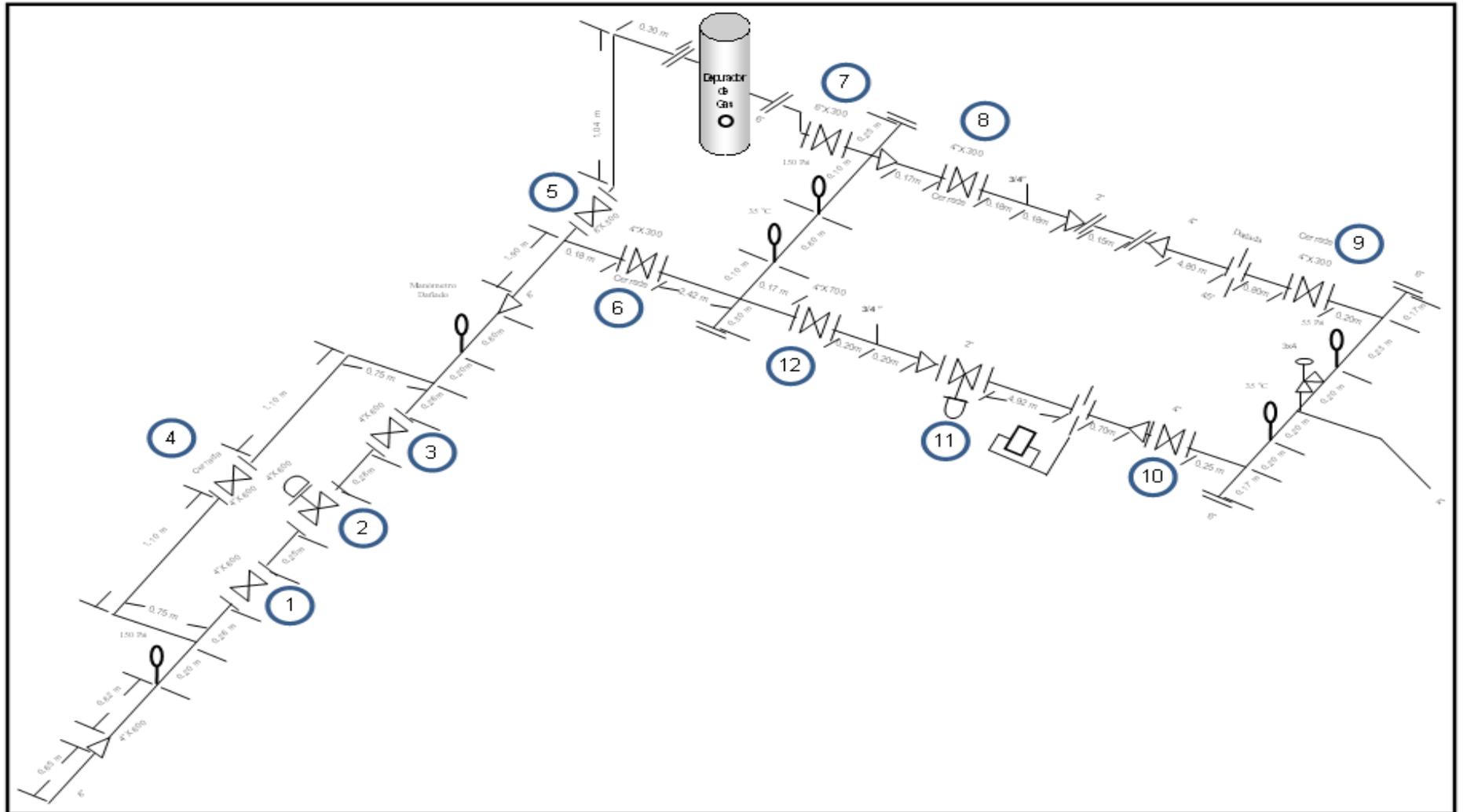


Figura 7. Plano de la estación principal SUGAS. Fuente: Rincón, (2011).

Anexo 11



Figura 10. Zona Norte del plano de la red de distribución del municipio Miranda. Fuente: SUGAS, (2011).

Anexo 12

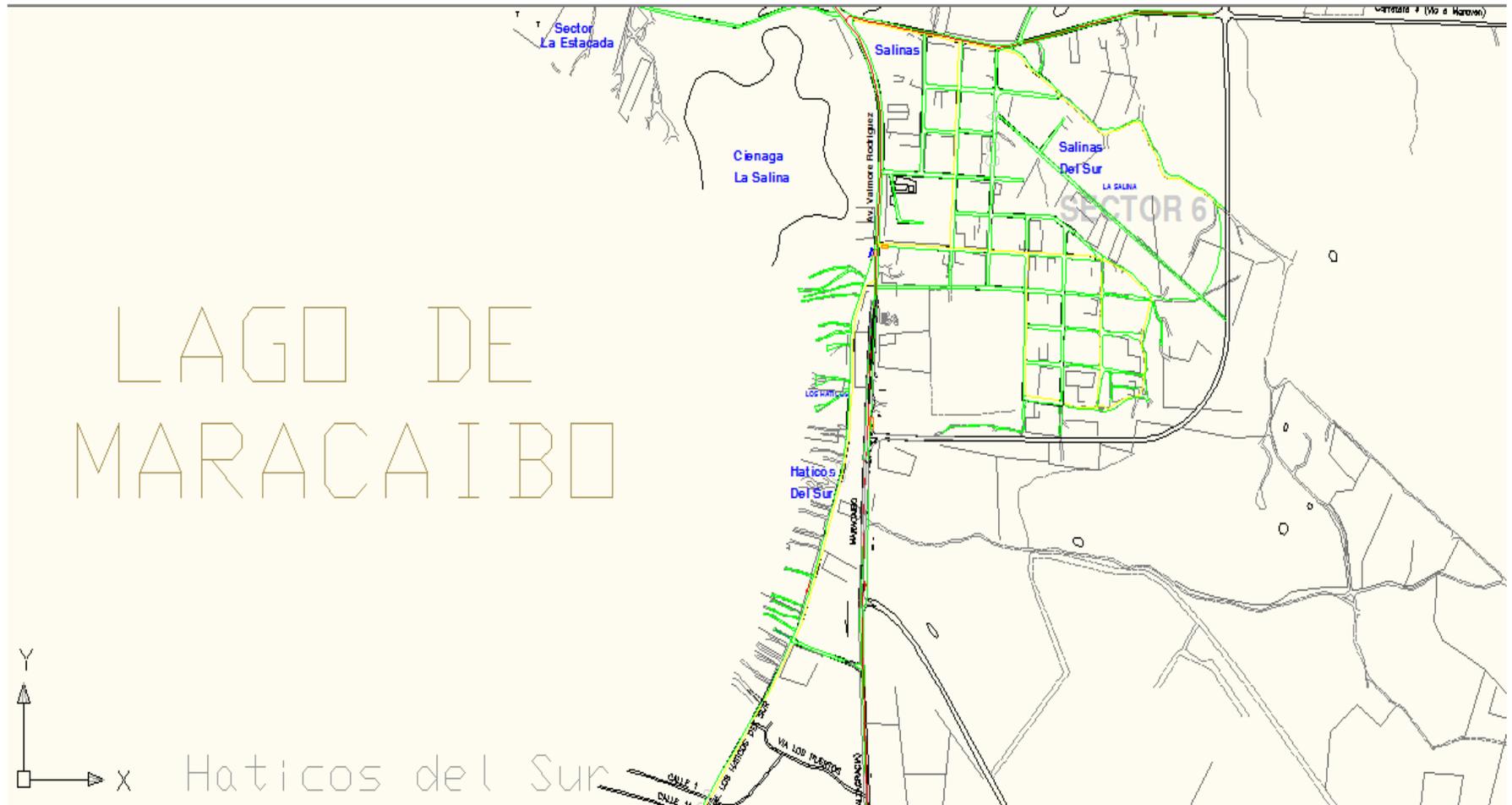


Figura 11. Zona Centro del plano de la red de distribución del municipio Miranda. Fuente: SUGAS, (2011).

Anexo 13



Figura 12. Zona Sur del plano de la red de distribución del municipio Miranda. Fuente: SUGAS, (2011).

Anexo 14

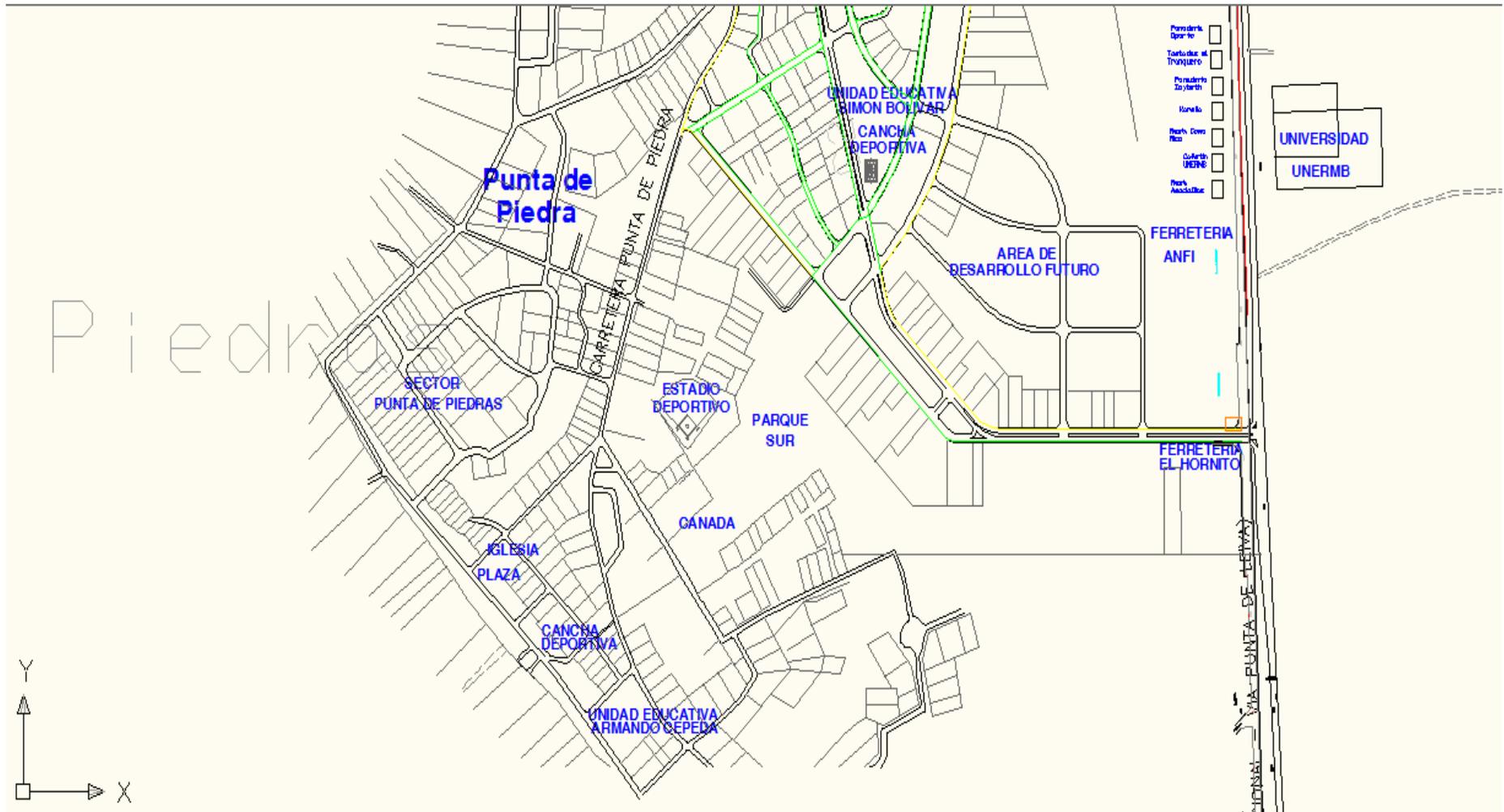


Figura 13. Zona Sur del plano de la red de distribución del municipio Miranda. Fuente: SUGAS, (2011).

Anexo 15



Figura 14. Estación principal de SUGAS. Fuente: Rincón, (2011).

Anexo 16



Figura 15. Estación principal de SUGAS. Fuente: Rincón, (2011).

Anexo 17



Figura 16. Estación principal de SUGAS. Fuente: Rincón, (2011).

Anexo 18



Figura 17. Estación secundaria de SUGAS. Fuente: Rincón, (2011).

Anexo 19



Figura 18. Estación principal de SUGAS. Fuente: Rincón, (2011).

Anexo 20



Figura 19. Estación principal de SUGAS. Fuente: Rincón, (2011).

Anexo 21

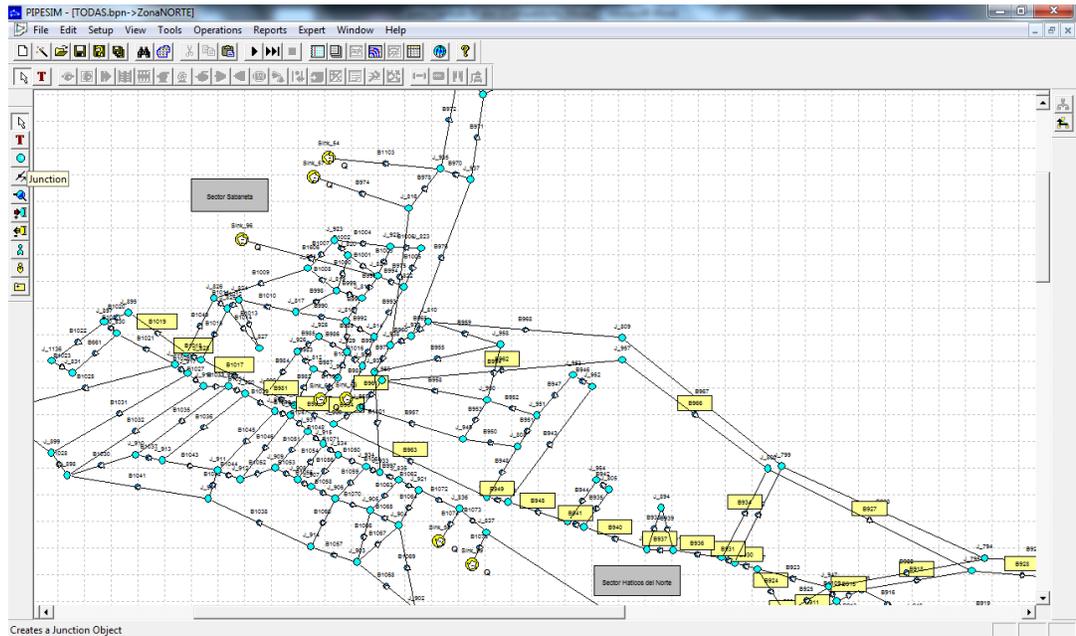


Figura 20. Barra de herramientas para la selección de componentes de la red en PIPESIM versión 8.1. Fuente: Rincón, (2011).

Anexo 22

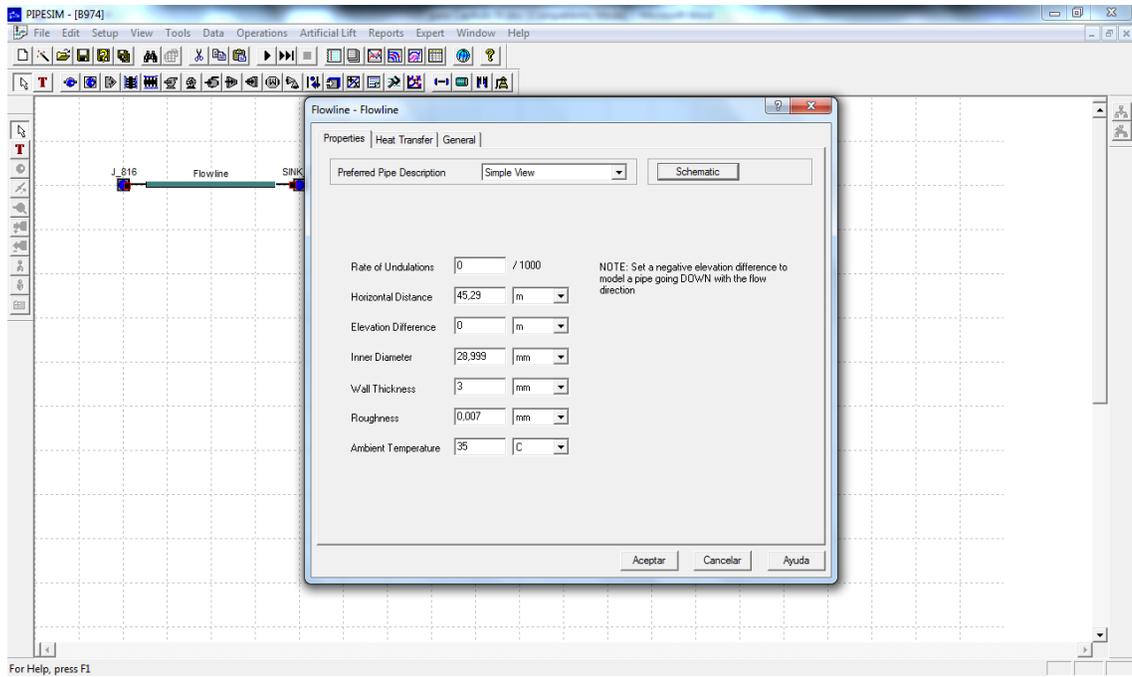


Figura 21. Selección de propiedades para las líneas de la red en PIPESIM versión 8.1. Fuente: Rincón, (2011).

Anexo 23

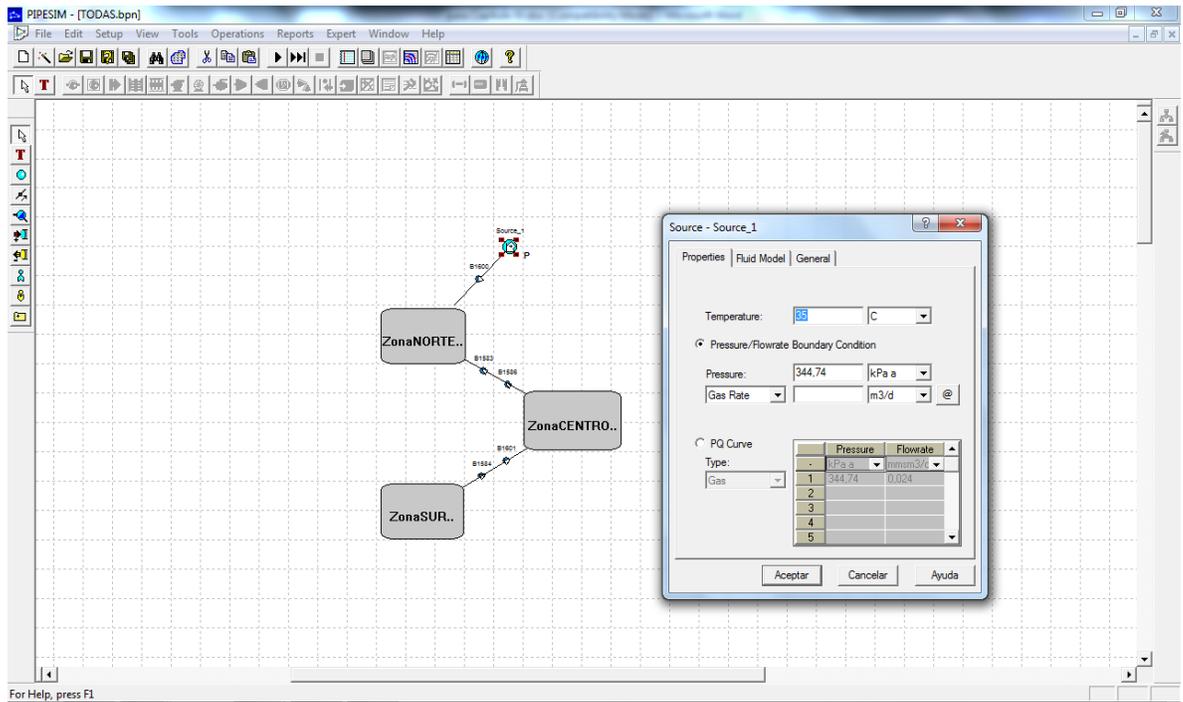


Figura 22. Selección de propiedades para las fuentes de la red en PIPESIM versión 8.1. Fuente: Rincón, (2011).

Anexo 24

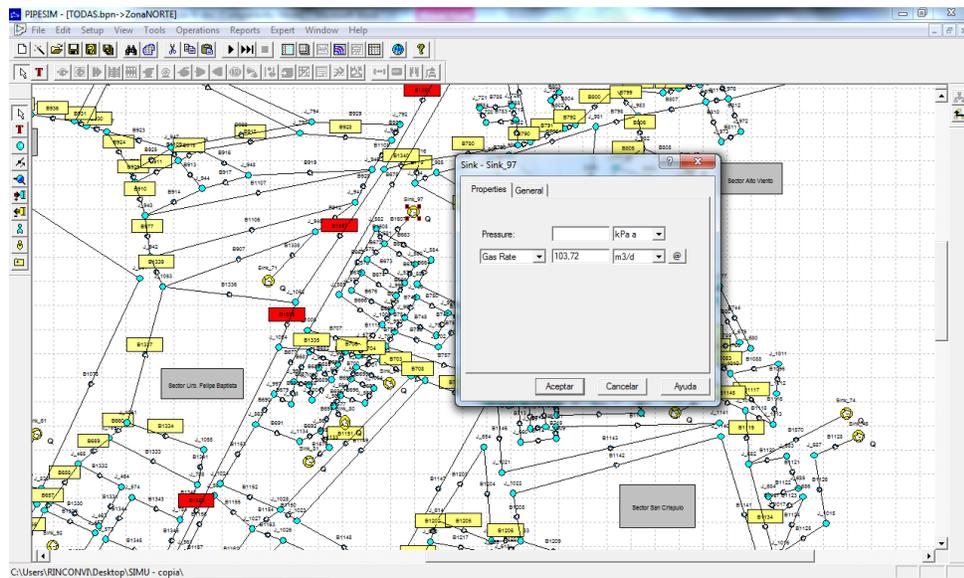


Figura 23. Selección de propiedades para los sumideros de la red en PIPESIM versión 8.1. Fuente: Rincón, (2011).

Anexo 25

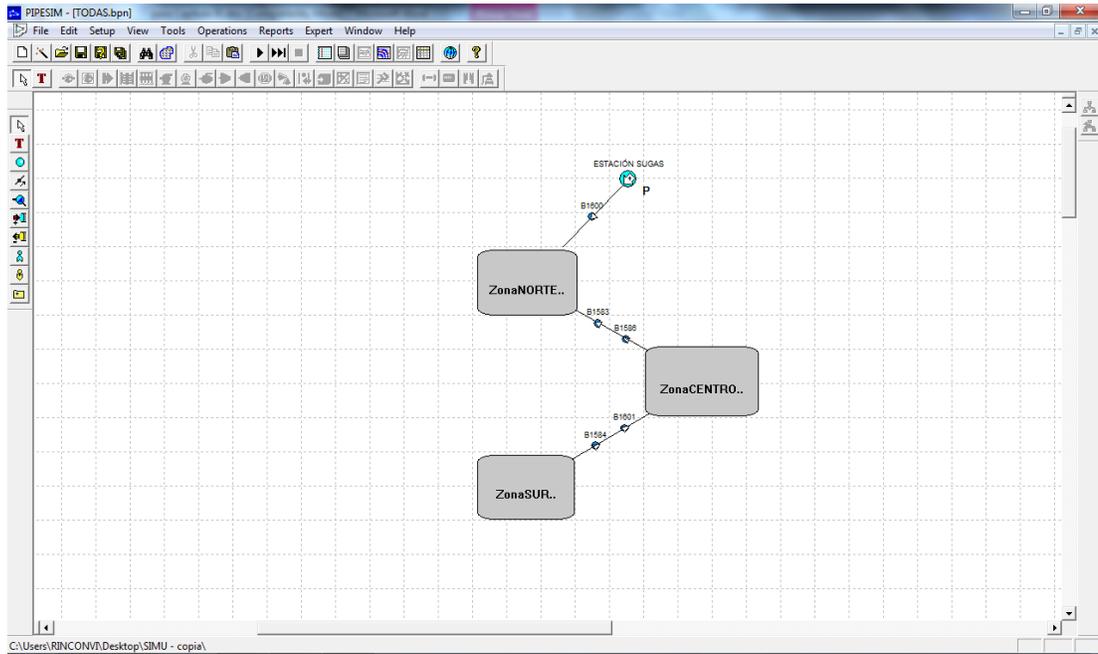


Figura 24. Diagrama de flujo de proceso del sistema de distribución de gas doméstico del municipio Miranda en PIPESIM versión 8.1. Fuente: Rincón, (2011).

Anexo 26

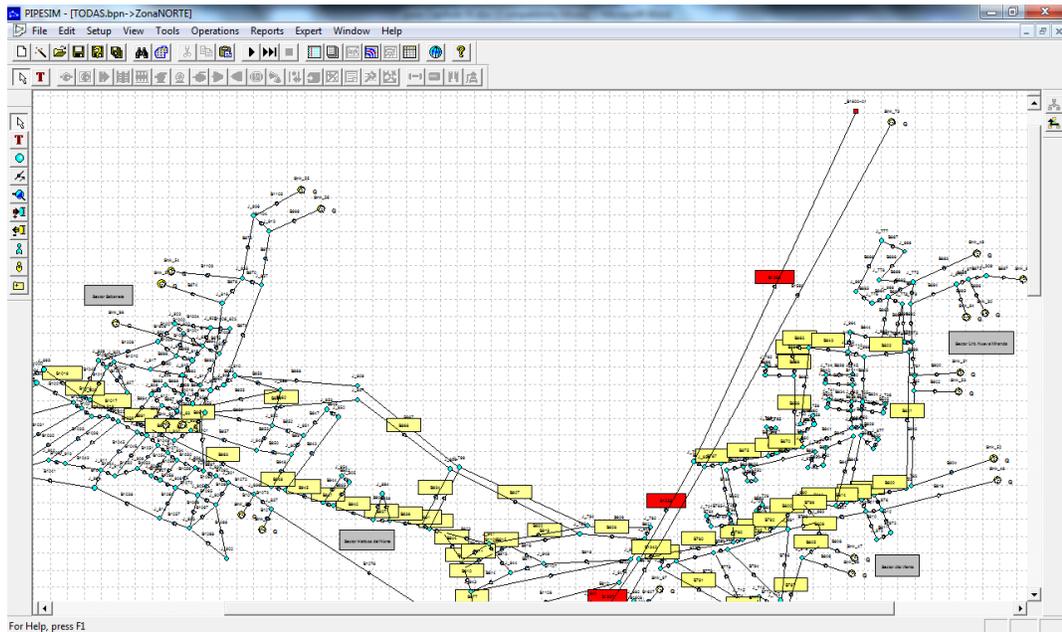


Figura 25. Diagrama de flujo de proceso del sistema de distribución de gas doméstico del municipio Miranda (Zona Norte) en PIPESIM versión 8.1. Fuente: Rincón, (2011).

Anexo 27

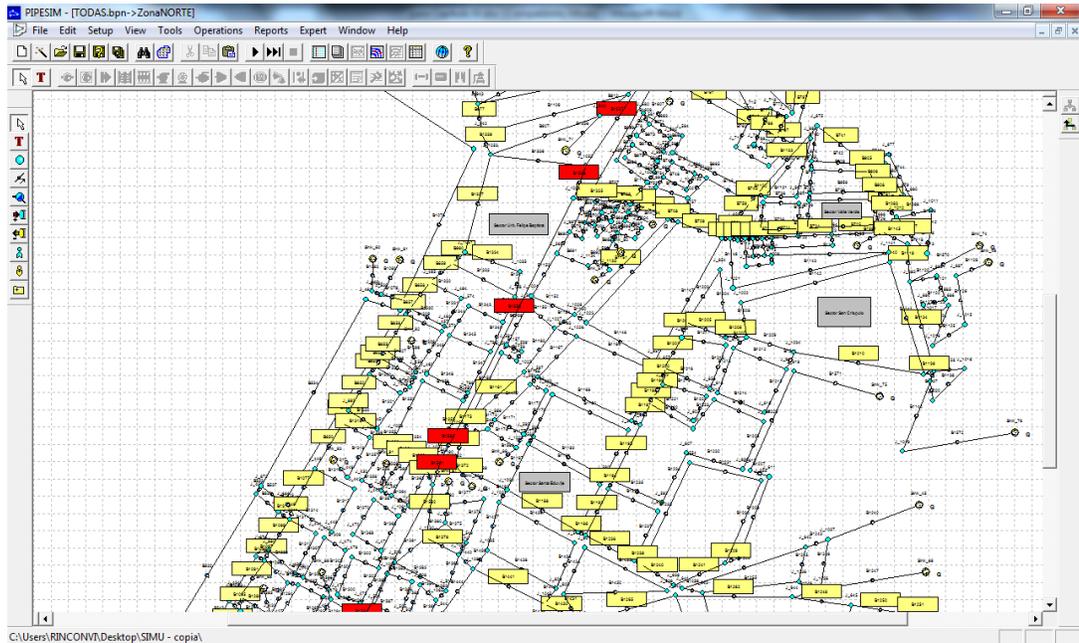


Figura 26. Diagrama de flujo de proceso del sistema de distribución de gas doméstico del municipio Miranda (Zona Norte) en PIPESIM versión 8.1. Fuente: Rincón, (2011).

Anexo 28

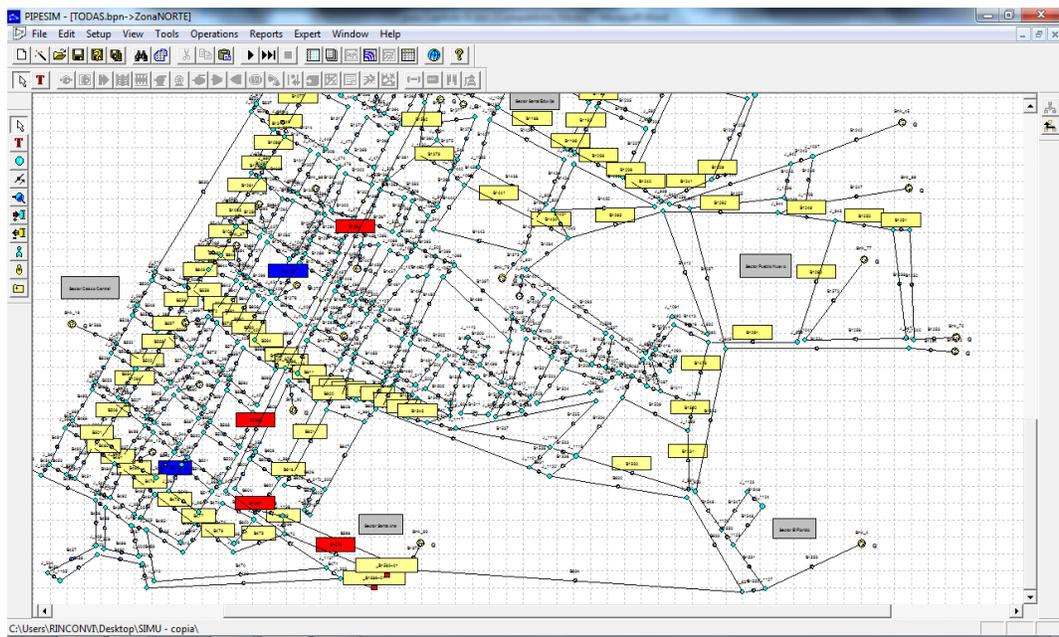


Figura 27. Diagrama de flujo de proceso del sistema de distribución de gas doméstico del municipio Miranda (Zona Norte) en PIPESIM versión 8.1. Fuente: Rincón, (2011).

Anexo 29

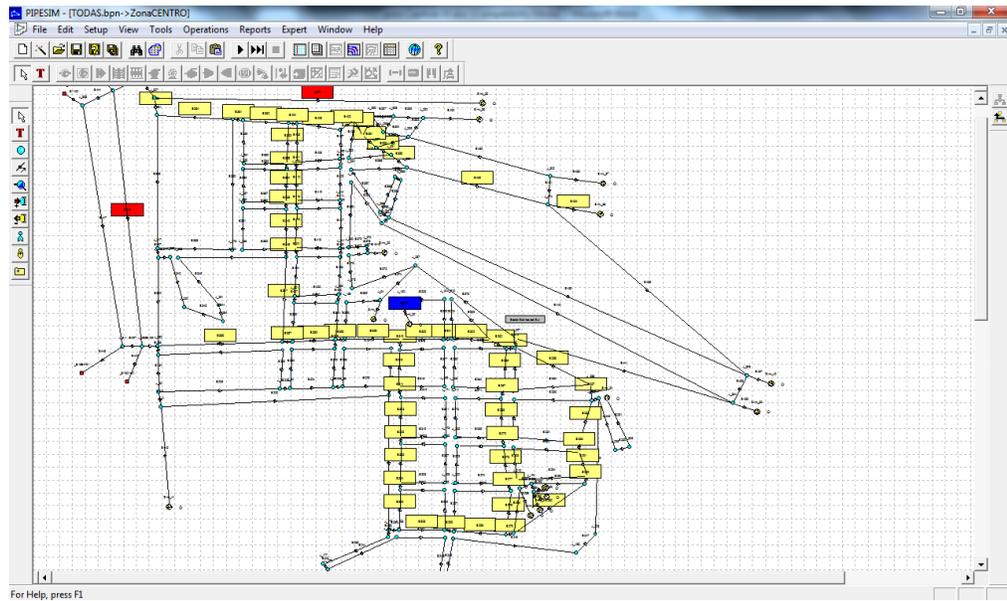


Figura 28. Diagrama de flujo de proceso del sistema de distribución de gas doméstico del municipio Miranda (Zona Centro) en PIPESIM versión 8.1. Fuente: Rincón, (2011).

Anexo 30

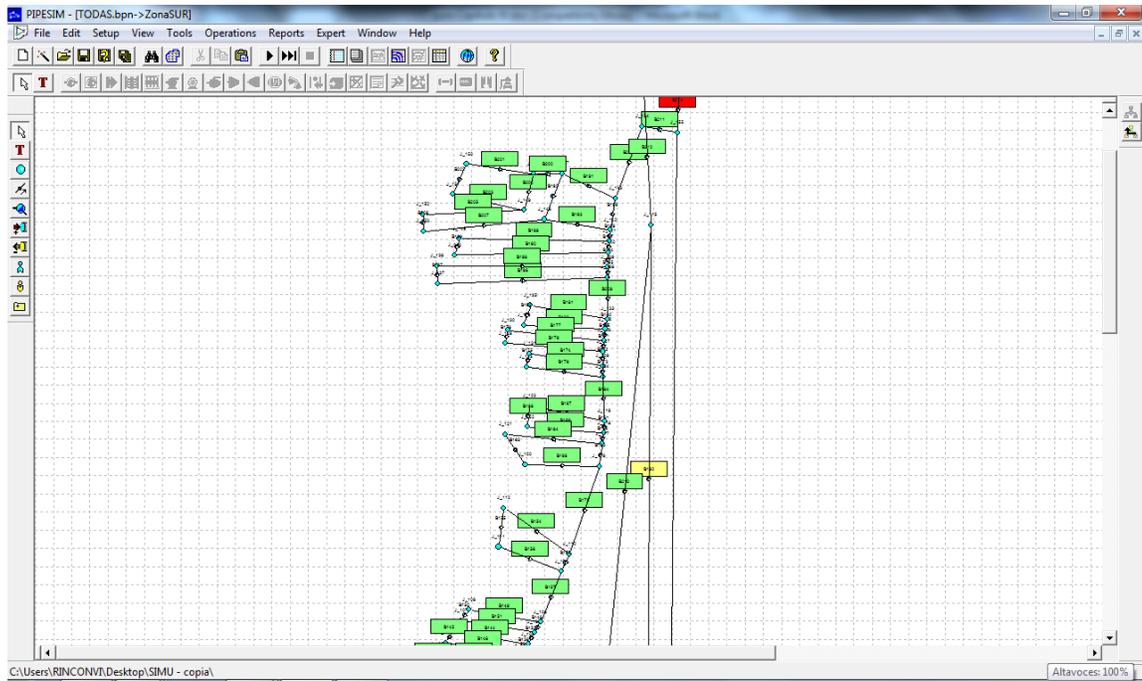


Figura 29. Diagrama de flujo de proceso del sistema de distribución de gas doméstico del municipio Miranda (Zona Sur) en PIPESIM versión 8.1. Fuente: Rincón, (2011).

Anexo 31

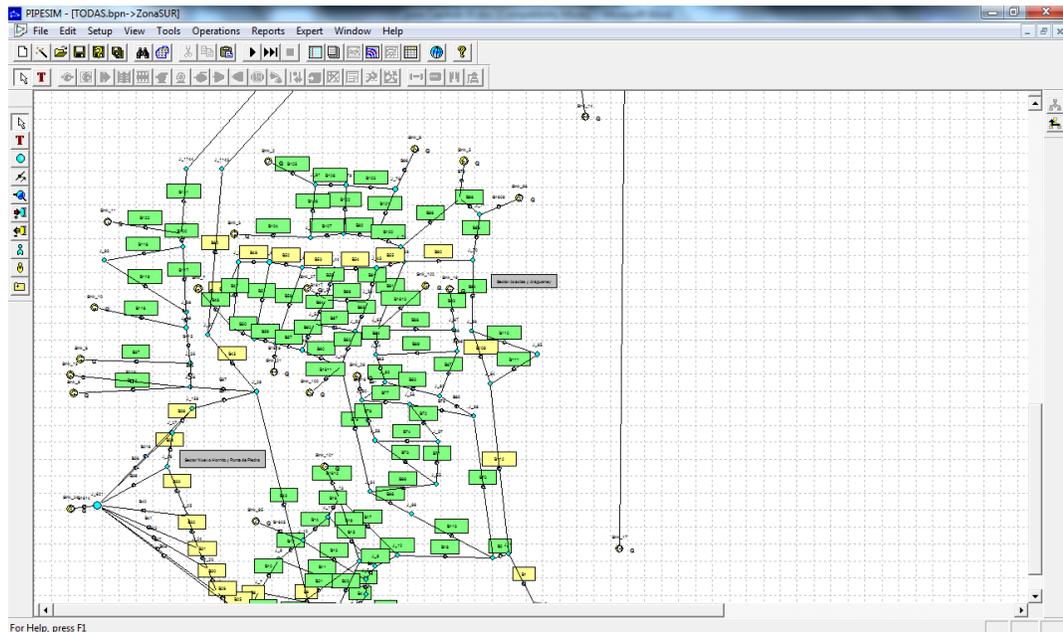


Figura 30. Diagrama de flujo de proceso del sistema de distribución de gas doméstico del municipio Miranda (Zona Sur) en PIPESIM versión 8.1. Fuente: Rincón, (2011).

Anexo 32

Source 1	Name	Formulae	Value
1	Nitrogen	N2	
2	Hydrogen Sulphide	H2S	
3	Carbon Dioxide	CO2	
4	Water	H2O	0.0147

Hydrocarbons	Mol
1 Nitrogen	0.94
2 Hydrogen Sulphide	0.0004
3 Carbon Dioxide	0.019997
4 Methane	91.914
5 Ethane	6.719
6 Propane	0.36695
7 Isobutane	0.019998
8 Butane	0.019998
9 Isopentane	0.001
10 Pentane	0.001
11	
12	
13	
14	
15	
16	
17	
18	
19	
20	
21	

Figura 31. Selección de componentes o datos de la corriente de alimentación en PIPESIM versión 8.1. Fuente: Rincón, (2011).

Anexo 33

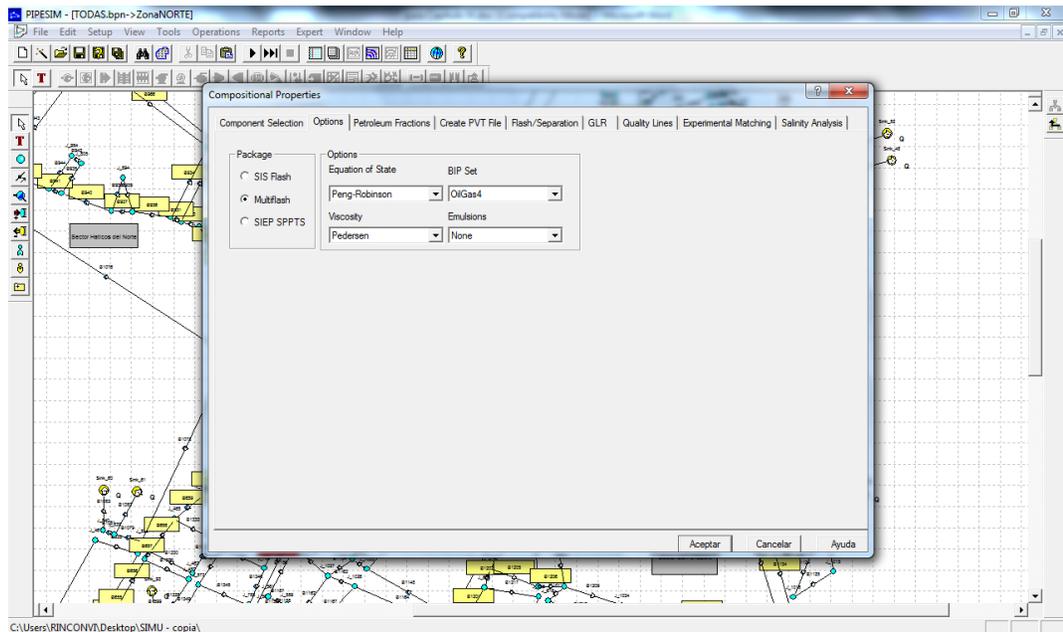


Figura 32. Selección del método termodinámico en PIPESIM versión 8.1. Fuente: Rincón, (2011).

Anexo 34

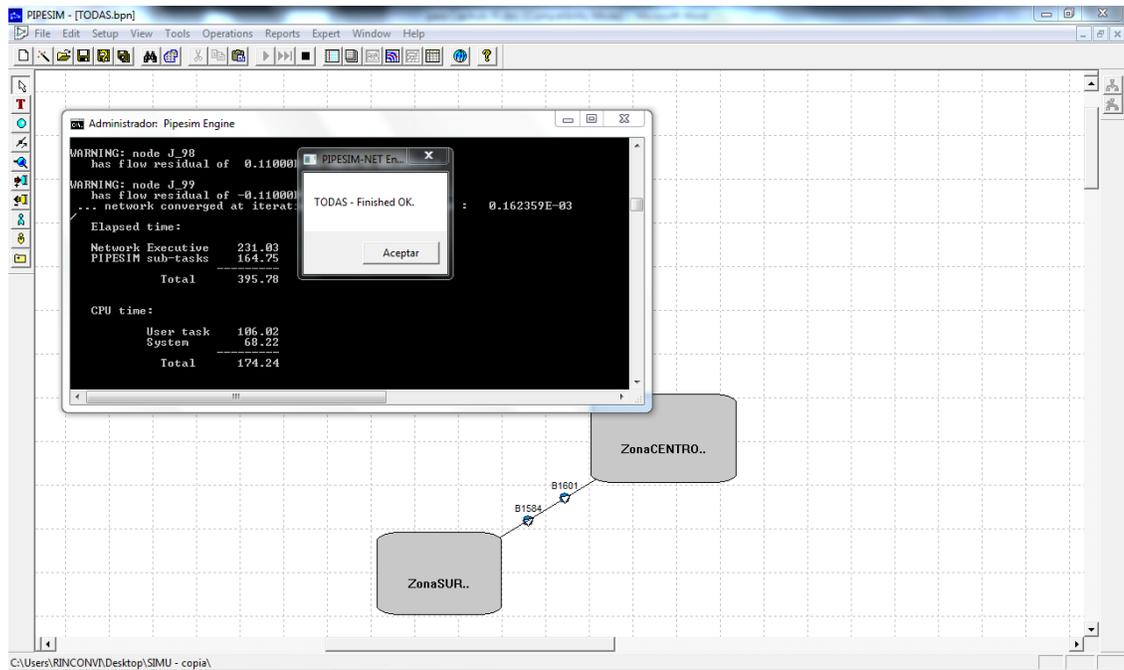


Figura 33. Corrida de la simulación en PIPESIM versión 8.1. Fuente: Rincón, (2011).

Anexo 35

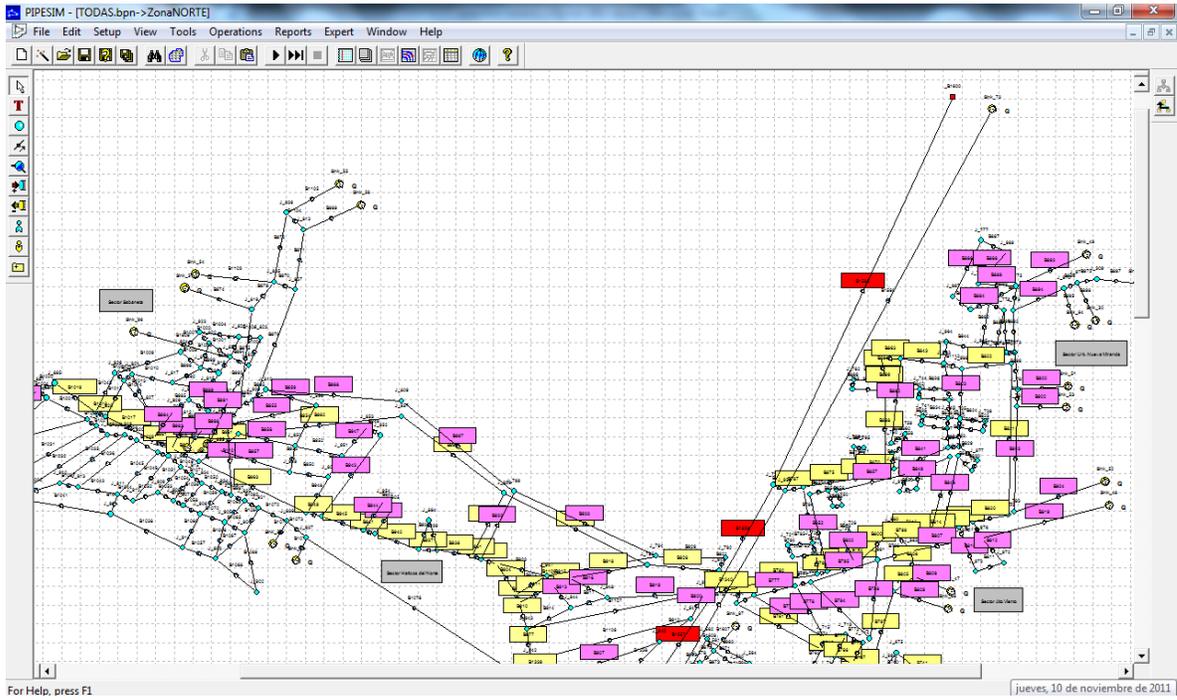


Figura 34. Líneas críticas del diagrama de flujo de proceso del sistema de distribución de gas doméstico del municipio Miranda (Zona Norte) en PIPESIM versión 8.1. Fuente: Rincón, (2011).

Anexo 36

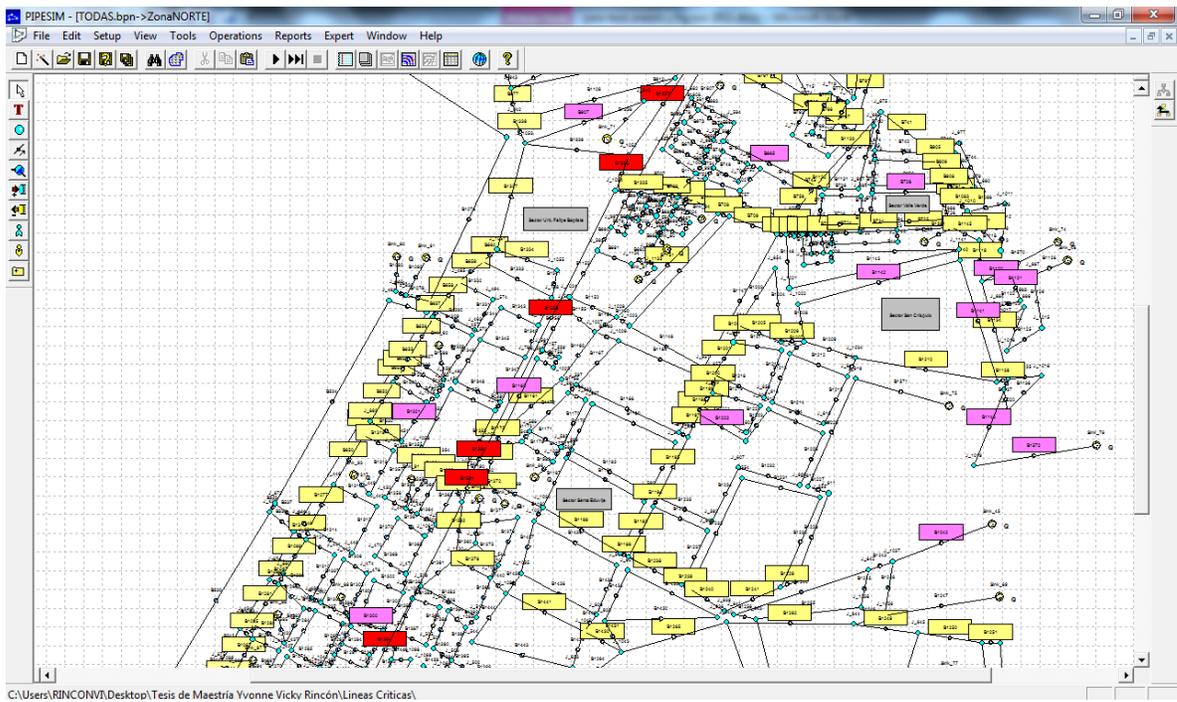


Figura 35. Líneas críticas del diagrama de flujo de proceso del sistema de distribución de gas doméstico del municipio Miranda (Zona Norte) en PIPESIM versión 8.1. Fuente: Rincón, (2011).

Anexo 37

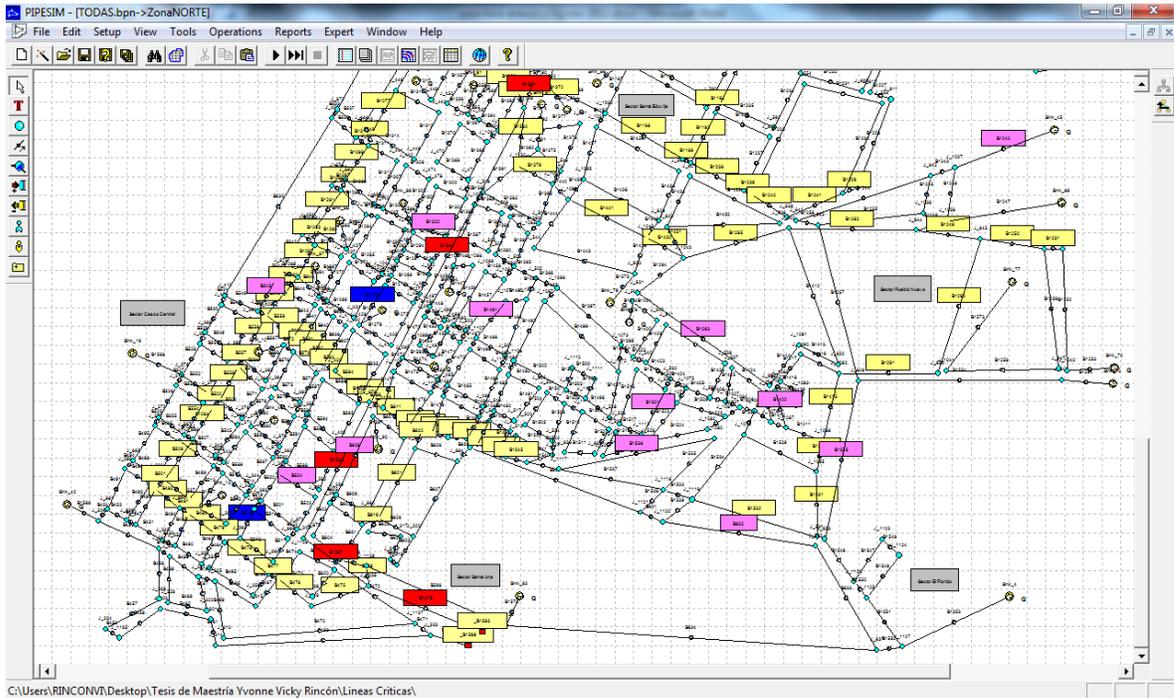


Figura 36. Líneas críticas del diagrama de flujo de proceso del sistema de distribución de gas doméstico del municipio Miranda (Zona Norte) en PIPESIM versión 8.1. Fuente: Rincón, (2011).

Anexo 38

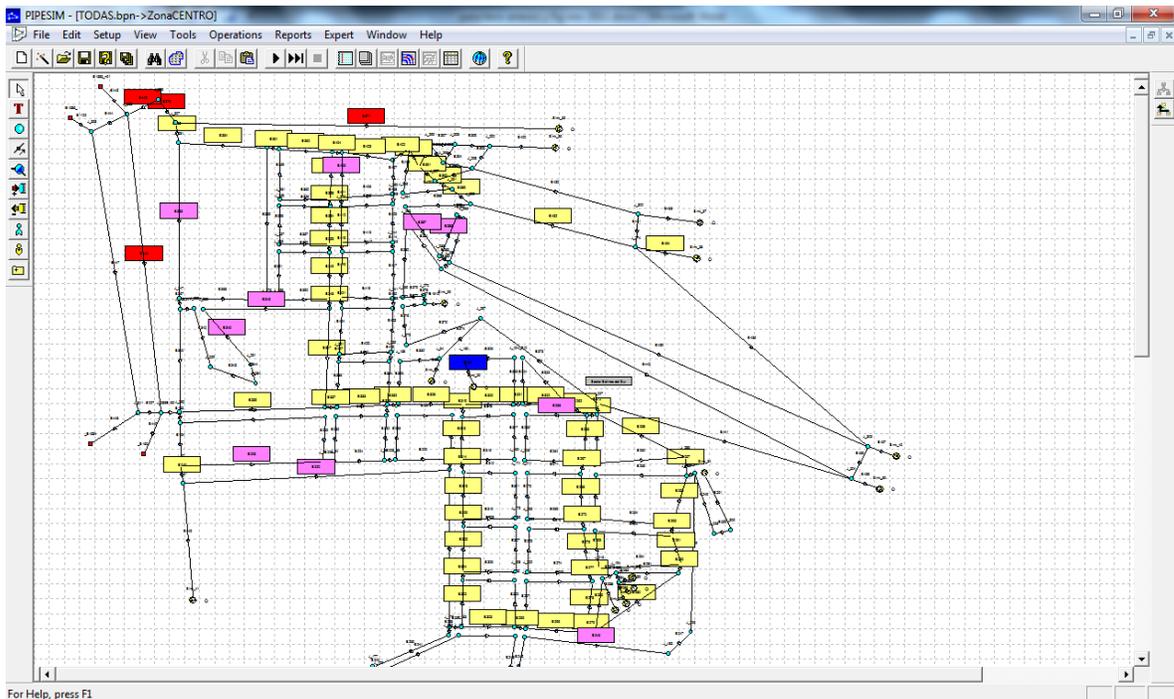


Figura 37. Líneas críticas del diagrama de flujo de proceso del sistema de distribución de gas doméstico del municipio Miranda (Zona Centro) en PIPESIM versión 8.1. Fuente: Rincón, (2011).

Anexo 39

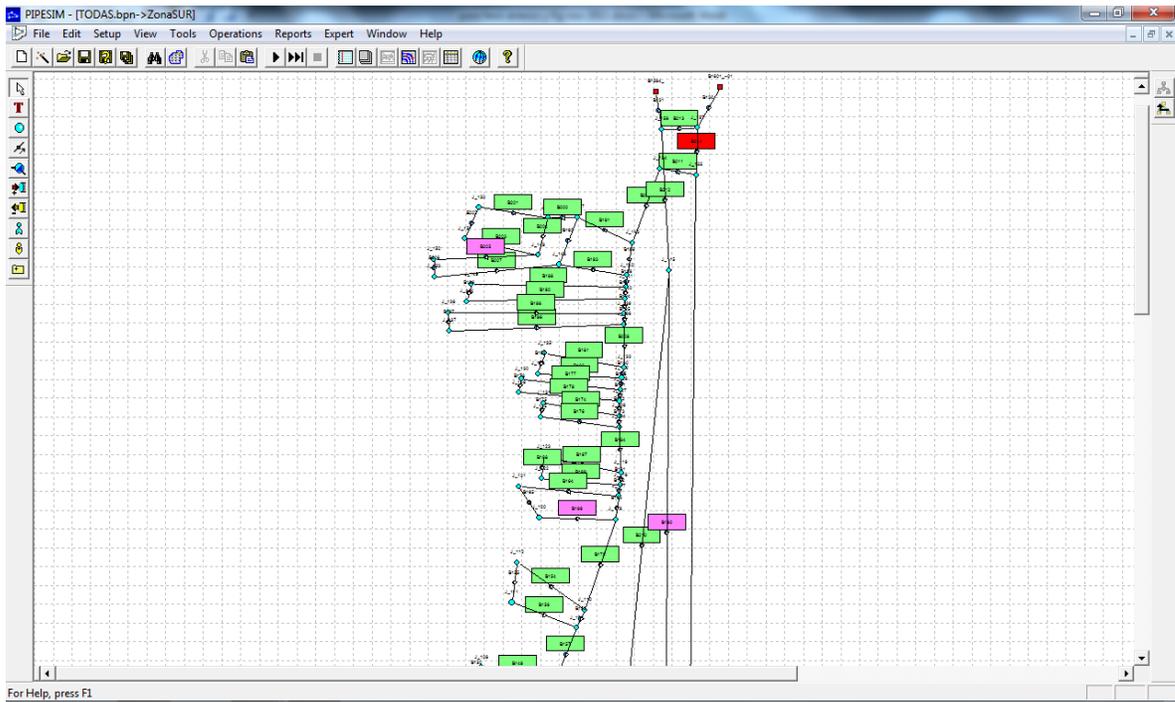


Figura 38. Líneas críticas del diagrama de flujo de proceso del sistema de distribución de gas doméstico del municipio Miranda (Zona Sur) en PIPESIM versión 8.1. Fuente: Rincón, (2011).

Anexo 40

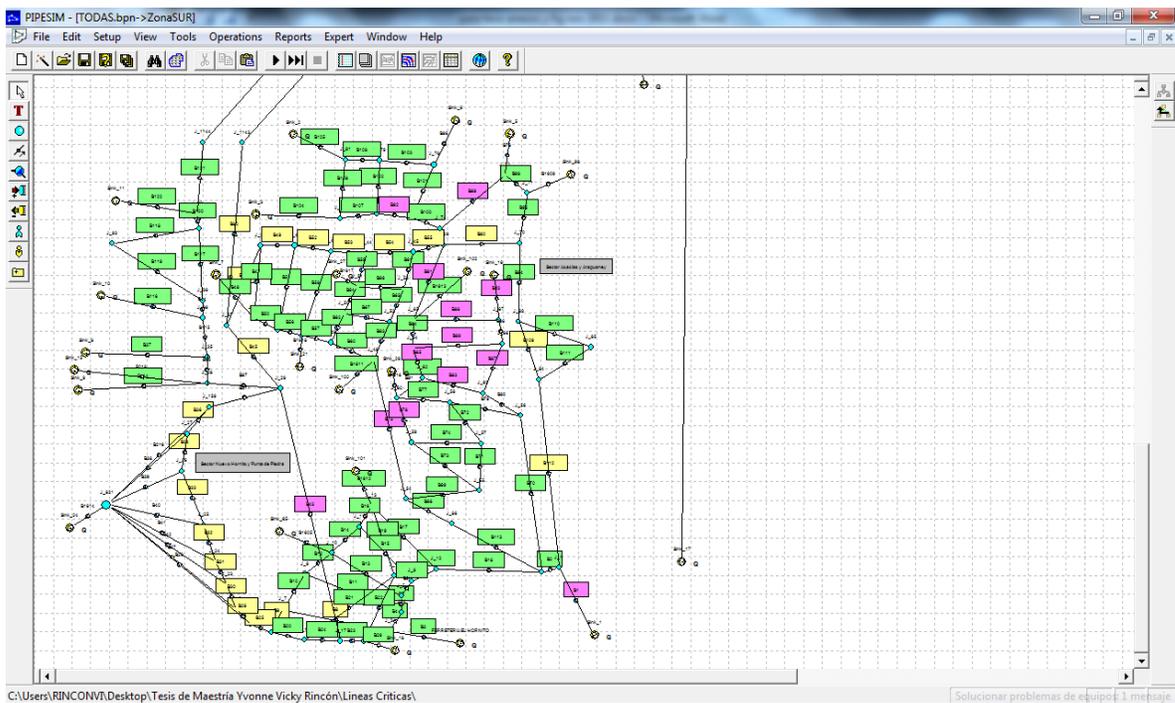


Figura 39. Líneas críticas del diagrama de flujo de proceso del sistema de distribución de gas doméstico del municipio Miranda (Zona Sur) en PIPESIM versión 8.1. Fuente: Rincón, (2011).

Anexo 41

Estacion Principal de SUGAS

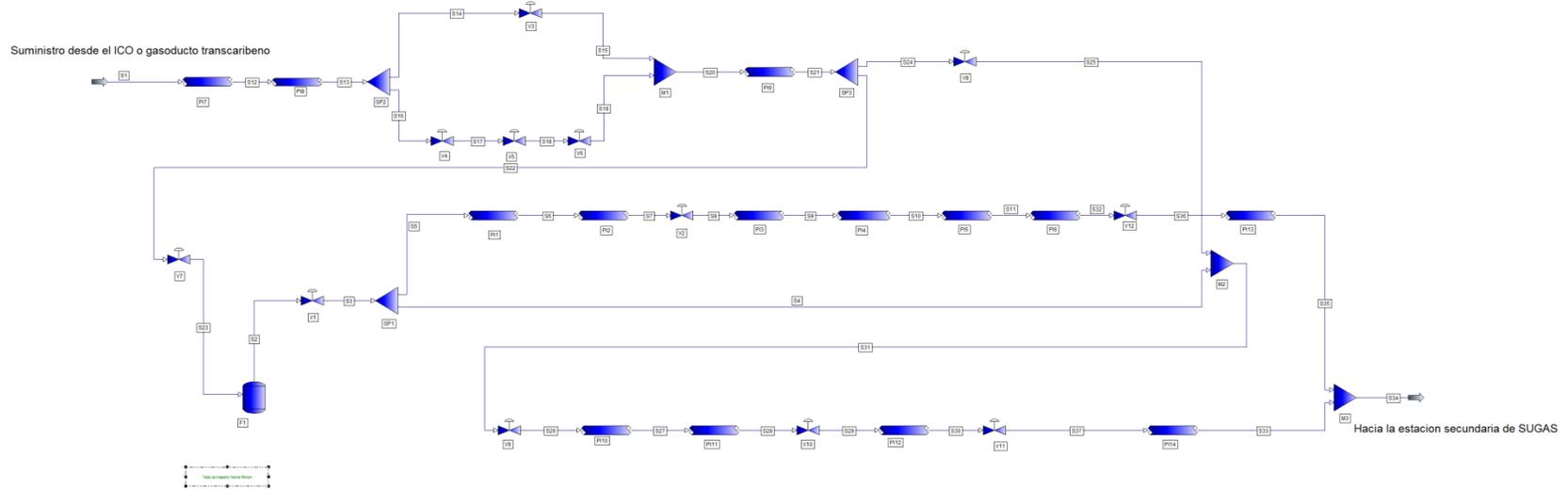


Figura 40. Simulación de la estación principal de distribución SUGAS- Fuente: Rincón, (2011).

Anexo 42

Estacion Secundaria de SUGAS

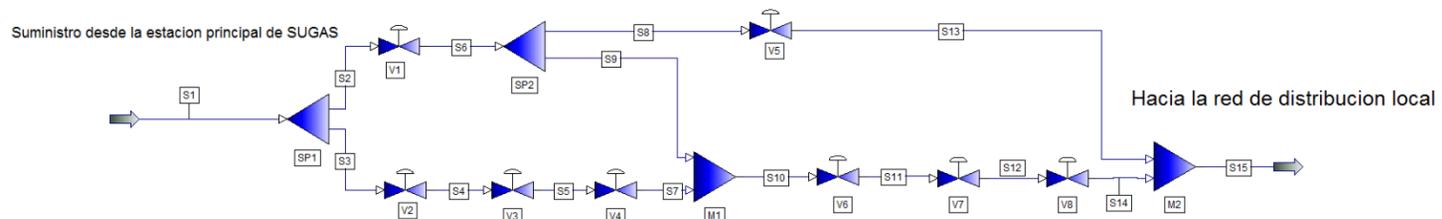


Figura 41. Simulación de la estación secundaria de distribución de SUGAS. Fuente: Rincón, (2011).

Anexo 44

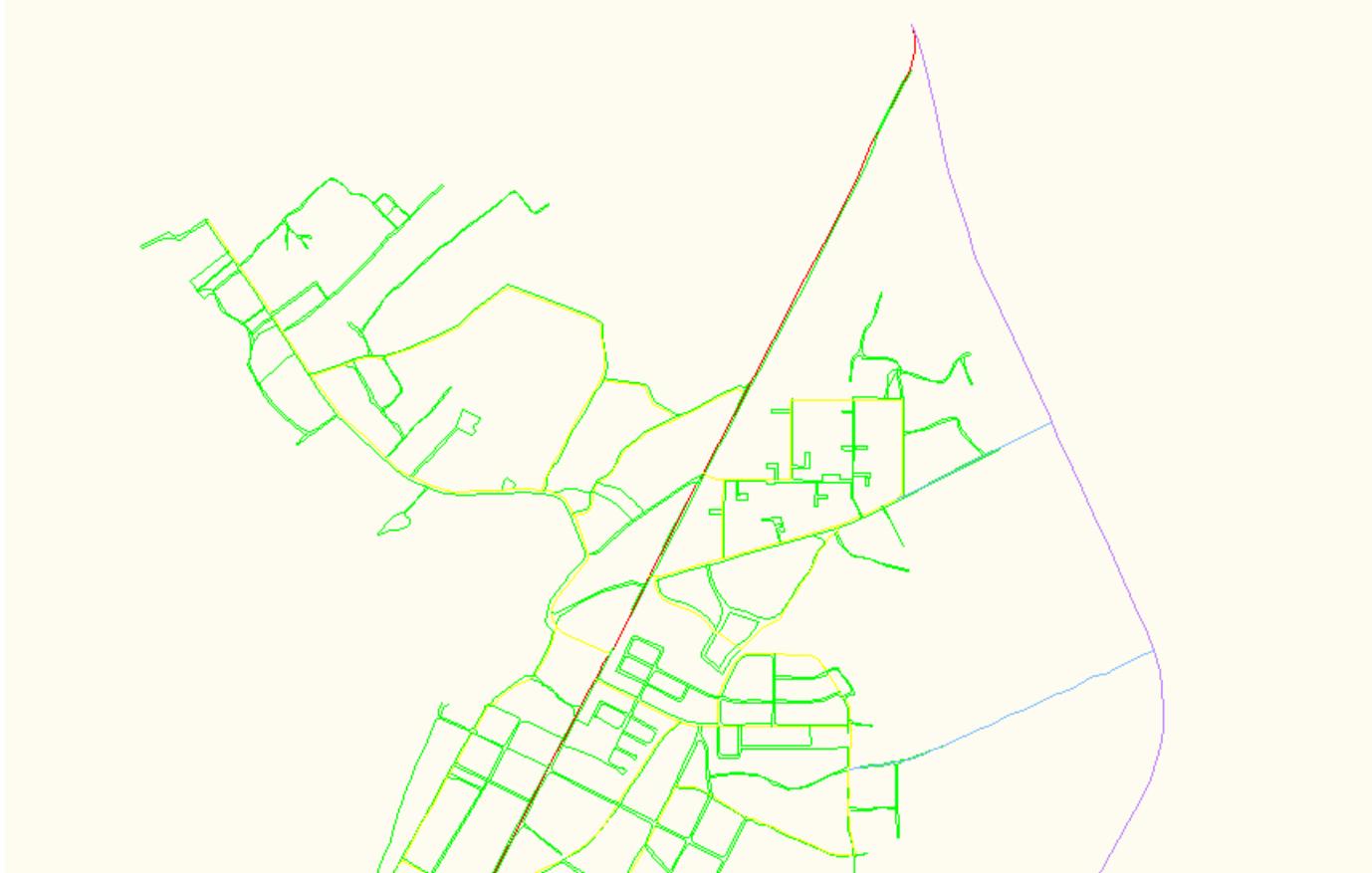


Figura 43. Zona Norte del plano de la red de distribución del municipio Miranda. Fuente: Rincón, (2011).

Anexo 45

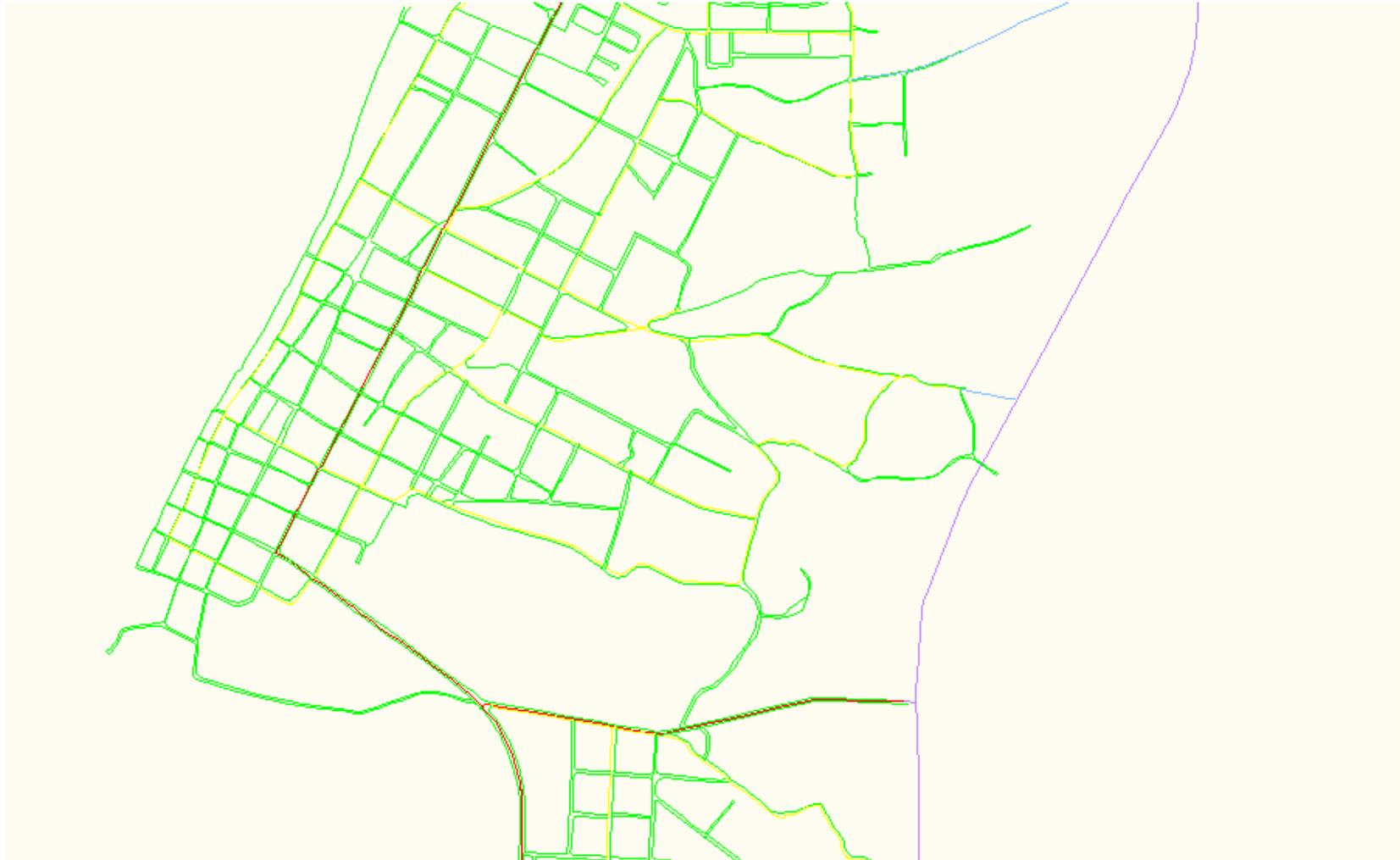


Figura 44. Zona Norte del plano de la red de distribución del municipio Miranda. Fuente: Rincón, (2011).

Anexo 46



Figura 45. Zona Centro del plano de la red de distribución del municipio Miranda. Fuente: Rincón, (2011).

Anexo 47

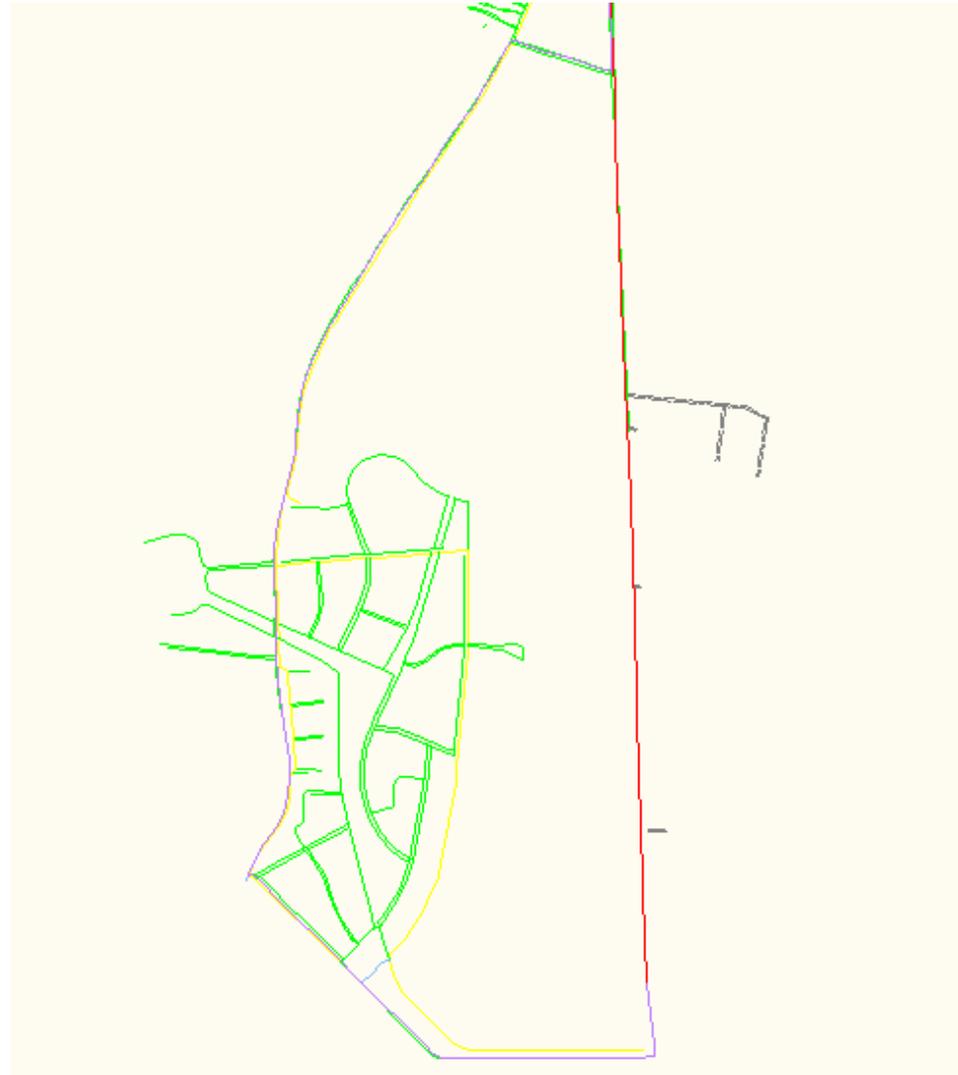


Figura 46. Zona Sur del plano de la red de distribución del municipio Miranda. Fuente: Rincón, (2011).

Anexo 48



Figura 47. Regulador de presión. Debería estar instalado en la línea de gas secundaria. Fuente: Rincón, (2011).

Anexo 49



Figura 48. Medidor de flujo y presión “registrador”. Fuente: Rincón, (2011).

Anexo 50



Figura 49. Disco para lectura del flujo activa por PDVSA. Fuente: Rincón, (2011).

Anexo 51



Figura 50. El separador no tiene instalado una válvula de seguridad. Fuente: Rincón, (2011).

Anexo 52



Figura 51. Sistema de alivio. La tubería de alivio de venteo no está conectada al sistema de gas principal.
Fuente: Rincón, (2011).

Anexo 53



Figura 52. Válvula de seguridad. La válvula de seguridad en la salida de la estación no está conectada a la línea de venteo. Fuente: Rincón, (2011).

Anexo 54



Figura 53. Válvulas de bola de la estación. Fuente: Rincón, (2011).

Anexo 55



Figura 54. Válvula de compuerta instalada en la estación. Fuente: Rincón, (2011).

Anexo 56



Figura 55. Manómetro. Ubicado en la entrada de la estación presenta signos de falta de mantenimiento.
Fuente: Rincón, (2011).

Anexo 57

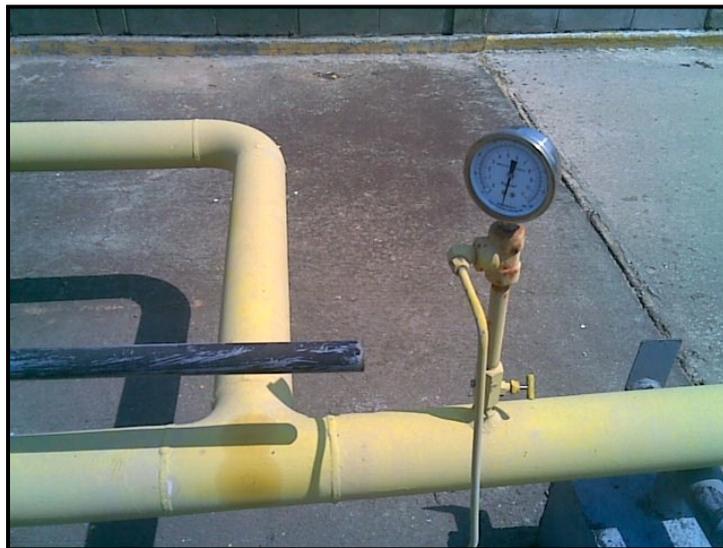


Figura 56. Manómetro dañado. Fuente: Rincón, (2011).

Anexo 58



Figura 57. Manómetro del separador con dificultades para visualizar medidas. Fuente: Rincón, (2011).

Anexo 59



Figura 58. Ausencia de instrumento de medición. Fuente: Rincón, (2011).

Anexo 60



Figura 59. Válvula de control. Instalada en la entrada de la estación presenta falta de calibración. Fuente: Rincón, (2011).

Anexo 61



Figura 60. Separador de la estación. Fuente: Rincón, (2011).

Anexo 62



Figura 61. Trampa de condensado del separador. La válvula de drenaje de condensado del separador no se pudo operar. Fuente: Rincón, (2011).

Anexo 63



Figura 62. Regulador del interruptor de presión. No se encuentra fijo al sistema. Fuente: Rincón, (2011).

Anexo 64

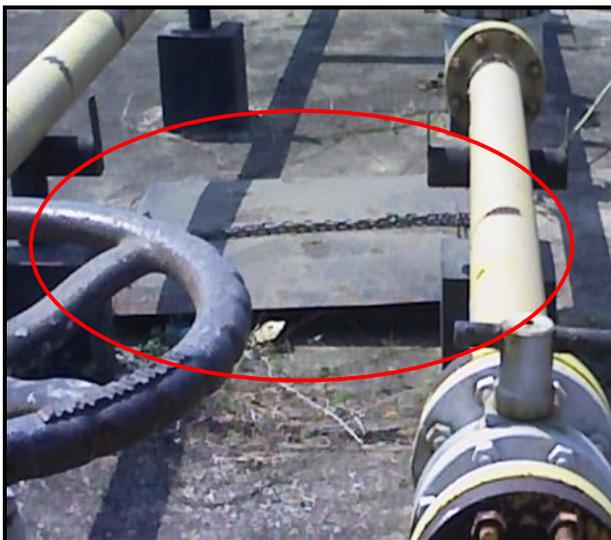


Figura 63. La fosa del odorizador esta desconectada a la estación. Fuente: Rincón, (2011).

Anexo 65



Figura 64. Válvula de compuerta. Instaladas para el paso del gas son de compuerta, deben ser de bola. Fuente: Rincón, (2011).

Anexo 66



Figura 65. Bridas de la estación. Algunas bridas presentan falta de espárragos y tuercas. Fuente: Rincón, (2011).

Anexo 67



Figura 66. Instrumentos de medición de temperatura y presión. Presentan falta de mantenimiento. Fuente: Rincón, (2011).



Figura 67. Válvula de control. Fuente: Rincón, (2011).

Anexo 69

Tabla 10. Inventario de la estación principal de limpieza, regulación, medición y control

No.	DIAMETRO	DESCRIPCIÓN	CANTIDAD	UNIDAD
1	8"	Tubería de acero sin costura ASTM SCH 40 GR-B	6	m
2	6"	Tubería de acero sin costura ASTM SCH 40 GR-B	1	m
3	4"	Tubería de acero sin costura ASTM SCH 40 GR-B	17	m
4	2"	Tubería de acero sin costura ASTM SCH 40 GR-B	5,80	m
5	8"	Codo de 90° R.L de acero ASTM S CH-40, B.W.	2	U
6	8"	Codo de 45° R.L de acero ASTM S CH-40, B.W.	1	U
7	6"	Codo de 90° R.L de acero ASTM S CH-40, B.W.	2	U
8	4"	Codo de 90° de acero ASTM S CH-40, B.W.	2	u
9	4"	Codo de 45° R.L de acero ASTM S CH-40, B.W.	1	u
10	4"x2"	Reducción concéntrica de acero ASTM SCH-40 BW 234 WPB	4	u
11	8"	Brida W.N. R.F. SCH-40 de acero ASTM a -105-300#	6	u
12	8"	Empacaduras -300# de asbesto grafitado Esp. 2mm.	5	u
13	7/8"x5.1/2"	Espárragos de acero ASTM 193,Gr-B, con 2 tuercas A-194,Gr2H	60	u
14	6"	Brida W.N. R.F. SCH-40 de acero ASTM a -105-300#	6	u
15	6"	Empacaduras -300# de asbesto grafitado Esp. 2mm.	5	u
16	3/4"x5"	Espárragos de acero ASTM 193,Gr-B, con 2 tuercas A-194,Gr2H	148	u
17	4"	Brida W.N. R.F. SCH-40 de acero ASTM SCH-40 B.W. -300# A-105	4	u
18	4"	Empacaduras -300# de asbesto grafitado Esp. 2mm.	11	u
19	2"	Brida W.N. R.F. SCH-40 de acero ASTM B.W. 300# A-105	8	u
20	2"	Empacaduras -300# de asbesto grafitado Esp. 2mm.	7	u
21	8"	Brida ciega R.F. de acero ASTM A-105-300#	2	u
22	6"	Brida ciega R.F. de acero ASTM A-105-300#	2	u
23	8"	Válvula de bola R.F. 300# de acero ASTM	1	u
24	6"	Válvula de bola R.F. 300# de acero ASTM	1	u
25	4"	Válvula de bola R.F. 300# de acero ASTM	5	u
26	1.1/2"x2.1/2"	Válvula de seguridad R.F. 300# x 150# de acero ASTM	1	u
27	2"	Regulador de gas R.F. en acero ASTM – 300#	1	u
28	1/2"	Manómetro 0- 3447,4 KPa (0 – 500 psi)	3	u
29	1/2"	Manómetro 0-1103,2KPa (0 – 160 psi)	1	u
30	1/2"	Termómetro Termopozo -20-120°C	2	u
31		Separador tipo filtro de L/D = 4	1	u
32	2", 4"	Medidor de orificio tipo Foxboro o similar	2	u
33	4"	Válvula de bola R.F. 600# de acero ASTM	2	u
34	4"	Válvula de compuerta 600# R.F. ASTM	1	u

Fuente: SUGAS, (2011).

Fichas técnicas de los equipos que conforman la estación principal de SUGAS siguiendo como referencia la figura 7 para los puntos especificados:

Punto 1

Tabla 11. Válvula de bola.

MARCA		MCT ANACO VENEZUELA
Modelo:	API 600	
Tamaño:	4"	
Rating :	600 #	
Serial:	B4T01371 11/95	
Max Presión de Operación :	10,03 MPa (1440 psig)	
Temperatura:	100°F	
Materiales		
Cuerpo:	A-105	
Vástago:	F6	
Bola:	F6	
Anillos:	F6+Nyl	
Ubicación :	Múltiple 1 de entrada de gas principal hacia el separador	

Fuente: Rincón, (2011).

Punto 2

Tabla 12. Válvula de control con actuador

Marca:	Fisher
Modelo:	667
Tamaño:	4*2
Rating :	600 #
Serial:	11156192
Max Presión de Operación :	7,2 MPa (1030 psig)
Materiales:	A-105
Ubicación :	Segunda válvula en el múltiple 1 de entrada de gas principal hacia el separador

Fuente: Rincón, (2011).

Punto 3

Tabla 13. Válvula de bola

Marca:	MCT Anaco Venezuela
Modelo:	API 600
Tamaño:	4"
Rating :	600 #
Serial:	B4TC1372 11/95
Max Presión de Operación :	10,03 MPa (1440 psig)
Temperatura:	100°F
Materiales:	
Cuerpo:	A-105
Vástago:	F6
Bola:	F6
Anillos:	F6+Nyl
Ubicación :	Tercera válvula en el múltiple 1 de entrada de gas principal hacia el separador

Fuente: Rincón, (2011).

Punto 4

Tabla 14. Válvula de compuerta (cerrada)

Marca:	MCT Anaco Venezuela
Modelo:	API 600
Tamaño:	4"
Rating :	600 #
Serial:	B4TC1372 11/95
Max Presión de Operación :	10,03 MPa (1440 psig)
Temperatura:	100°F
Materiales:	
Cuerpo:	A-105
Vastago :	F6
Bola:	F6
Anillos:	F6+Nyl
Ubicación :	Bypass de entrada de gas principal hacia el separador

Fuente: Rincón, (2011).

Punto 5

Tabla 15. Válvula de bola

Marca:		MCT Anaco Venezuela
Modelo:		API 600
Tamaño:		8"
Rating :		300 #
Serial:		P8500390 5/95
Max Presión de Operación :		720 Psig @ 100°F
Materiales:		
Vástago:		Body WCB
Bola:		F6
Anillos:		F6+Nyl
Ubicación :		Múltiple 1 de entrada de gas principal hacia el separador

Fuente: Rincón, (2011).

Punto 6

Tabla 16. Válvula de bola (cerrada)

Marca:		MCT Anaco Venezuela
Modelo:		API 600
Tamaño:		4"
Rating :		300 #
Serial:		B4502400 5/95
Max Presión de Operación :		720 Psig @ 100°F
Materiales:		
Body		WCC
System		316
Ball		F6
Seat		Meattf

Fuente: Rincón, (2011).

Punto 7

Tabla 17. Válvula de bola

MCT Anaco Venezuela	
API 600	API 600
6"	6"
300 #	300 #
B4502400 5/95	B4502400 5/95
720 Psig @ 100°F	720 Psig @ 100°F
Materiales:	
Body WCC	
System 316	
Ball F6	
Seat Meattf	

Fuente: Rincón, (2011).

Punto 8

Tabla 18. Válvula de bola (cerrada)

Marca:	MCT Anaco Venezuela
Tamaño:	4"
Rating :	300 #
Serial:	B4502397 5/95
Max Presión de Operación :	720 Psig @ 100°F
Materiales:	
Cuerpo:	A-105
Ubicación :	Salida del separador

Fuente: Rincón, (2011).

Tabla 19. Separador tipo peerless

Marca:	NAT'L BOARD
Modelo:	Z-200
Tamaño:	4" y bridas arriba y abajo de 12"
Serial:	37541-A
Max Presión de Operación :	450 psig @ 100°F
Mínima Temperatura:	-20°F @450 psig
Ubicación :	Múltiple 1

Fuente: Rincón, (2011).

Tabla 20. Válvula de seguridad

Tipo:	274002
Modelo:	Z-200
Serial:	305414-16KO
Max Presión de Operación :	720 Psig
Ubicación :	Múltiple 1

Fuente: Rincón, (2011).

Punto 9

Tabla 21. Válvula de bola (cerrada)

Marca:	MCT Anaco Venezuela
Tamaño:	4"
Rating :	300 #
Serial:	B4502398 5/95
Max Presión de Operación :	720 psig @ 100°F
Materiales:	
Cuerpo:	A-105
Ubicación :	Salida del separador

Fuente: Rincón, (2011).

Punto 10

Tabla 22. Válvula de bola

Marca:	MCT Anaco Venezuela
Tamaño:	4"
Rating :	300 #
Serial:	B4502401 5/95
Max Presión de Operación :	720 psig @ 100°F
Materiales:	
Cuerpo:	A-105
Ubicación :	Salida del separador

Fuente: Rincón, (2011).

Punto 11

Tabla 23. Regulador de presión (válvula de regulación automática)

Marca:	MCT Anaco Venezuela
Tamaño:	2"
Rating :	300 #
Serial:	B4502398 5/95
Max Presión de Operación :	720 Psig @ 100°F
Materiales:	
Cuerpo:	A-105
Ubicación :	Salida del separador

Fuente: Rincón, (2011).

Tabla 24. Porta orificio

Acero	
ASTM 300#	

Fuente: Rincón, (2011).

Tabla 25. Registrador neumático

Marca:	Barton
Serial:	202E-16652
Rango:	0-100"/H2O

Fuente: Rincón, (2011).

Punto 12

Tabla 26. Válvula de bola

Marca:	MCT Anaco Venezuela
Tamaño:	4"
Rating :	300 #
Serial:	B4502395 5/95
Max Presión de Operación :	720 Psig @ 100°F
Materiales:	
Cuerpo:	A-105
Ubicación :	Salida del separador

Fuente: Rincón, (2011).

Tabla 27. Termómetros (2)

-20-120 °C

Fuente: Rincón, (2011).

Tabla 28. Manómetros (5)

De entrada: 0-500 Psi
Después del punto 3: 0-11 Kg ó 0-160 Psi
En el separador tipo peerless: 0-500 Psi
Después del punto 7 y antes del punto 12: 0-500 Psi
En la salida: 0-11 Kg ó 0-160 Psi

Fuente: Rincón, (2011).

Tabla 29. Tuberías

No.	DIAMETRO	DESCRIPCIÓN	CANTIDAD	UNIDAD
1	8"	Acero sin Costura ASTM SCH 40 GR-B	6	Metros lineales
2	6"	Acero sin Costura ASTM SCH 40 GR-B	1	Metros lineales
3	4"	Acero sin Costura ASTM SCH 40 GR-B	18	Metros lineales
4	2"	Acero sin Costura ASTM SCH 40 GR-B	5,80	Metros lineales

Fuente: Rincón, (2011).

Tabla 30. Inventario de la estación secundaria de regulación, odorización y control

No.	DIAMETRO	DESCRIPCIÓN	CANTIDAD	UNIDAD
1	4"	Tubería de acero SCH 40, API-5L – Gr – B, S/C	18.00	m
2	4"	Codo de 90° R.L. de acero ASTM SCH-40, B.W.	1	u
3	4"	Codo de 45° de acero ASTM SCH-40, B.W.	2	u
4	4"	Tee recta de acero, ASTM SCH 40, B.W.	5	u
5	4"	Brida 300# W.N. R.F. ASTM A-105, SCH 40, B.W.	18	u
6	4"	Empacaduras 300# R.F.	19	u
7	¾"x4.5"	Espárragos ASTM A-193, Gr-B, con dos tuercas hexagonal A-194, Gr 2H	128	u
8	4"	Brida ciega 300# R.F. ASTM SCH 40, B.W.	2	u
9	4"	Válvula de bola – 300# R.F. ASTM	4	u
10	4"	Válvula de compuerta 300# R.F. ASTM	2	u
11	4"	Placa de orificio 300# R.F. un sep	1	u
12	4"	Regulador de flujo 300# R.F. ASTM	1	u
13	4"	Válvula de control 600# R.F. ASTM	1	u
14	¾"	Termómetro -20-120 °C	1	u
15	½"	Manómetros de 0-160PSI	1	u
16	12"	Odorante con reservorio cilíndrico, Flanges ASA 150	1	u

Fuente: Rincón, (2011).

Fichas técnicas de los equipos que conforman la estación secundaria de SUGAS siguiendo como referencia la figura 8 para los puntos especificados:

Punto 1

Tabla 31. Válvula de bola (cerrada)

Marca:	MCT Anaco Venezuela
Tamaño:	4"
Rating :	300 #
Serial:	B4SO2410 7/95
Max Presión de Operación :	720 psig @ 100°F
Materiales:	
Cuerpo:	WCC
Ubicación :	tubería principal

Fuente: Rincón, (2011).

Punto 2

Tabla 32. Regulador de presión (cerrada)

Marca:	KIMRAY
Modelo:	SP 418 F GT BP
Tamaño:	4"
Serial:	44739
Max Presión de Operación :	220 Psig
Materiales:	A-105
Ubicación :	Segunda válvula tubería principal

Fuente: Rincón, (2011).

Punto 3

Tabla 33. Válvula de bola (cerrada)

Marca:	MCT Anaco Venezuela
Tamaño:	4"
Rating :	300 #
Serial:	B4SO44111 7/95
Max Presión de Operación :	Max Presión de Operación : 720 Psig @ 100°F
Materiales:	
Cuerpo:	WCC
Ubicación :	Tubería principal luego de placa orificio

Fuente: Rincón, (2011).

Punto 4

Tabla 34. Válvula de bola (cerrada)

Marca:	MCT Anaco Venezuela
Tamaño:	4"
Rating :	300 #
Serial:	B4so2396 7/95
Max Presión de Operación :	720 Psig @ 100°F
Materiales:	
Cuerpo:	WCC
Ubicación :	Tubería principal

Fuente: Rincón, (2011).

Punto 5

Tabla 35. Válvula de control con actuador (cerrada)

Marca:	Fisher
Modelo:	667
Tamaño:	4*2
Rating :	600 #
Max Presión de Operación :	1030 Psig
Materiales:	A-105
Ubicación :	Finalizando tubería principal

Fuente: Rincón, (2011).

Punto 6

Tabla 36. Válvula de bola (cerrada)

Marca:	MCT Anaco Venezuela
Tamaño:	4"
Rating :	300 #
Serial:	B4SO7529 7/95
Max Presión de Operación :	720 Psig @ 100°F
Materiales:	
Cuerpo:	WCC
Ubicación :	Tubería principal

Fuente: Rincón, (2011).

Punto 7

Tabla 37. Válvula tipo compuerta

Marca:	México walwort
Tamaño:	4"
Rating :	300 #
Serial:	2838 A 7/95
Materiales:	
Cuerpo:	WCB
Ubicación :	Bypass

Fuente: Rincón, (2011).

Punto 8

Tabla 38. Válvula tipo compuerta

Marca:		México walwort
Tamaño:		4"
Rating :		300 #
Serial:		2821 A 7/95
Materiales:		
Cuerpo:		WCB

Fuente: Rincón, (2011).

Tabla 39. Tuberías

No.	DIAMETRO	DESCRIPCIÓN	CANTIDAD	UNIDAD
1	4"	Acero SCH 40 API-5L-GR-B, S/C	18	Metros lineales

Fuente: Rincón, (2011).

Tabla 40. Odorante

Reservorio con tambor de 12"
Capacidad para almacenar 25 litros de Mercaptanos.

Fuente: Rincón, (2011).

Tabla 41. Termómetro (1)

En la salida: -20-120 °C

Fuente: Rincón, (2011).

Tabla 42. Manómetro (1)

En la salida: 0-11 Kg ó 0-160 Psi

Fuente: Rincón, (2011).

Anexo 72

Tabla 43. Suscriptores por tipo de consumo.

N	Sector y Zona	No. usuarios	No. usuarios vivienda tipo 1	No. usuarios vivienda tipo 2	No. usuarios vivienda tipo 3	Tomas ilegales	Consumo por usuario vivienda tipo 1 (m3/h)	Consumo por usuario vivienda tipo 2 (m3/h)	Consumo por usuario vivienda tipo 3 (m3/h)	Total de Consumo (m3/h)	Total de Consumo (m3/d)	Total de consumo (MMSCFD)
1	Nueva Miranda (Norte)	653	130	491	32	+	78	147,3	27,2	252,5	2020,0	0,069759459
2	Urb. Felipe Baptista (Norte)	327	41	251	35	-	24,6	75,3	29,75	129,65	1037,2	0,035819065
3	Pueblo Nuevo (Norte)	1000	70	913	17	+	42	273,9	14,45	330,35	2642,8	0,091267475
4	Salinas del Sur (Centro)	554	96	363	95	-	57,6	108,9	80,75	247,25	1978,0	0,068309015
5	Casco Central (Norte)	1012	56	180	776	-	33,6	54	659,6	747,2	5977,6	0,206432744
6	Haticos del Norte (Norte)	436	30	400	6	+	18	120	5,1	143,1	1144,8	0,039534965
7	Acacias y Araguaney (Sur)	187	6	174	7	-	3,6	52,2	5,95	61,75	494,0	0,017059987
8	Haticos del Sur (Centro)	133	46	80	7	+	27,6	24	5,95	57,55	460,4	0,015899631
9	Punta de Piedra y el Hornito (Sur)	965	203	731	31	-	121,8	219,3	26,35	367,45	2939,6	0,10151728
10	Alto Viento (Norte)	346	78	257	11	+	46,8	77,1	9,35	133,25	1066,0	0,036813655
11	Valle Verde (Norte)	105	55	41	9	+	33	12,3	7,65	52,95	423,6	0,014628766
12	Sabaneta (Norte)	107	9	70	28	-	5,4	21	23,8	50,2	401,6	0,013869009
13	Santa Eduvije (Norte)	56	2	49	5	+	1,2	14,7	4,25	20,15	161,2	0,005566943
14	Santa Ana (Norte)	85	19	60	6	+	11,4	18	5,1	34,5	276,0	0,00953149
15	El Florido (Norte)	72	7	62	3	+	4,2	18,6	2,55	25,35	202,8	0,007003573
16	San Crispulo (Norte)	412	200	114	98	+	120	34,2	83,3	237,5	1900,0	0,065615333
	Total	6450	1048	4236	1166		628,8	1270,8	991,1	2890,7	23125,6	0,798628391
	Déficit que es tomado a los suscriptores	385	0	385	0	+	0	109,3	0	109,3	874,4	0,030196867
	Total	6851	1048	4621	1166		628,80	1380,10	991,10	3000,00	24000	0,828825258

Fuente: Rincón, (2011).

Anexo 73

Tabla 44. Presupuesto de las estaciones principal y secundaria de SUGAS

 SUCOIN SUMINISTROS COMERCIALES E INDUSTRIALES, C.A.											
Factura											
Item	Código	Descripción	Nombre	Cantidad	Costo (BsF)	PVP/arti (BsF)	Subtotal al Costo (BsF)	Subtotal (BsF)	INPC/arti (BsF)	INPC (BsF)	Total (BsF)
1	10001	Tubería de acero sin costura ASTM SCH 40 GR-B	8"		6 860,00	967,00	5.160,00	5.802,00	77,40	528,66	6266,4
2	10002	Tubería de acero sin costura ASTM SCH 40 GR-B	6"		1 480,00	583,00	480,00	583,00	43,20	49,95	626,2
3	10003	Tubería de acero sin costura ASTM SCH 40 GR-B	4"		17 320,00	334,00	5.440,00	5.678,00	28,80	589,05	6167,6
4	10004	Tubería de acero sin costura ASTM SCH 40 GR-B	2"		6 120,00	126,00	720,00	756,00	10,80	69,12	820,8
5	10005	Codo de 90° R.L de acero ASTM S CH-40, B.W.	8"		2 440,00	508,00	880,00	1.016,00	39,60	92,52	1095,2
6	10006	Codo de 45° R.L de acero ASTM S CH-40, B.W.	8"		1 396,00	460,00	396,00	460,00	35,64	37,98	495,64
7	10007	Codo de 90° R.L de acero ASTM S CH-40, B.W.	6"		2 220,00	226,00	440,00	452,00	19,80	42,48	491,6
8	10008	Codo de 90° de acero ASTM S CH-40, B.W.	4"		2 90,00	112,00	180,00	224,00	8,10	18,54	240,2
9	10009	Codo de 45° R.L de acero ASTM S CH-40, B.W.	4"		1 68,00	78,00	68,00	78,00	6,12	6,66	84,12
10	10010	Reducción concéntrica de acero ASTM SCH-40 BW 234 WPB	4"x2"		4 80,00	81,00	320,00	324,00	7,20	30,60	352,8
11	10011	Brida W.N. R.F. SCH-40 de acero ASTM A -105-300#	8"		6 1.200,00	1.397,00	7.200,00	8.382,00	108,00	798,12	9030
12	10012	Empacaduras -300# de asbesto grafitado Esp. 2mm.	8"		5 170,00	189,00	850,00	945,00	15,30	92,25	1021,5
13	10013	Espárragos de acero ASTM 193,Gr-B, con 2 tuercas A-194,Gr2H	7/8"x5.1/2"		60 230,00	243,00	13.800,00	14.580,00	20,70	1.447,20	15822
14	10014	Brida W.N. R.F. SCH-40 de acero ASTM a -105-300#	6"		6 680,00	795,00	4.080,00	4.770,00	61,20	409,32	5137,2
15	10015	Empacaduras -300# de asbesto grafitado Esp. 2mm.	6"		5 136,00	170,00	680,00	850,00	12,24	67,05	911,2
16	10016	Espárragos de acero ASTM 193,Gr-B, con 2 tuercas A-194,Gr2H	¾"x5"		148 369,00	395,00	54.612,00	58.460,00	33,21	5.754,24	63375,08
17	10017	Brida W.N. R.F. SCH-40 de acero ASTM SCH-40 B.W. -300# A-105	4"		4 260,00	325,00	1.040,00	1.300,00	23,40	94,68	1393,6
18	10018	Empacaduras -300# de asbesto grafitado Esp. 2mm.	4"		11 119,00	124,00	1.309,00	1.364,00	10,71	137,61	1481,81
19	10019	Brida W.N. R.F. SCH-40 de acero ASTM B.W. 300# A-105	2"		8 186,00	195,00	1.488,00	1.560,00	16,74	151,92	1693,92
20	10020	Empacaduras -300# de asbesto grafitado Esp. 2mm.	2"		7 86,00	101,00	602,00	707,00	7,74	61,11	761,18
21	10021	Brida ciega R.F. de acero ASTM A-105-300#	8"		2 1.900,00	1.995,00	3.800,00	3.990,00	171,00	383,22	4332
22	10022	Brida ciega R.F. de acero ASTM A-105-300#	6"		2 560,00	657,00	1.120,00	1.314,00	50,40	102,06	1414,8
23	10023	Válvula de bola R.F. 300# de acero ASTM	8"		1 16.000,00	16.307,00	16.000,00	16.307,00	1.440,00	1.471,86	17747
24	10024	Válvula de bola R.F. 300# de acero ASTM	6"		1 9.800,00	12.137,00	9.800,00	12.137,00	882,00	930,15	13019
25	10025	Válvula de bola R.F. 300# de acero ASTM	4"		9 4.300,00	4.999,00	38.700,00	44.991,00	387,00	4.029,75	48474
26	10026	Válvula de seguridad R.F. 300# x 150# de acero ASTM	1.1/2"x2.1/2"		1 1.600,00	1.898,00	1.600,00	1.898,00	144,00	169,29	2042
27	10027	Regulador de gas R.F. en acero ASTM – 300#	2"		1 680,00	739,00	680,00	739,00	61,20	67,59	800,2
28	10028	Manómetro 0 – 500PSI	½"		3 270,00	326,00	810,00	978,00	24,30	75,33	1050,9
29	10029	Manómetro 0 – 160PSI	½"		3 289,00	310,00	867,00	930,00	26,01	93,15	1008,03

Fuente: Rincón, (2011).

Tabla 41. Presupuesto de las estaciones principal y secundaria de SUGAS (Continuación)

		 UCOIN SUMINISTROS COMERCIALES E INDUSTRIALES, C.A. Factura									
Item	Código	Descripción	Nombre	Cantidad	Costo (BsF)	PVP/arti (BsF)	Subtotal al Costo (BsF)	Subtotal (BsF)	INPC/arti (BsF)	INPC (BsF)	Total (BsF)
30	10030	Termómetro Termopozo -20-120°C	½"	3	535,00	616,00	1.605,00	1.848,00	48,15	152,55	1992,45
31	10031	Separador tipo filtro de L/D = 4	0	1	242,00	262,00	242,00	262,00	21,78	22,05	283,78
32	10032	Medidor de orificio tipo Foxboro o similar	2", 4"	2	2.800,00	2.960,00	5.600,00	5.920,00	252,00	601,02	6424
33	10033	Válvula de bola R.F. 600# de acero ASTM	4"	2	5.400,00	6.431,00	10.800,00	12.862,00	486,00	1.133,8	13834
34	10034	Válvula de compuerta 600# R.F. ASTM	4"	1	4.800,00	5.842,00	4.800,00	5.842,00	432,00	511,65	6274
35	10035	Tubería de acero SCH 40, API-5L – Gr – B, S/C	4"	18	320,00	344,00	5.760,00	6.192,00	28,80	581,58	6710,4
36	10036	Codo de 90° R.L. de acero ASTM SCH-40, B.W.	4"	1	90,00	95,00	90,00	95,00	8,10	10,08	103,1
37	10037	Codo de 45° de acero ASTM SCH-40, B.W.	4"	2	68,00	70,00	136,00	140,00	6,12	12,78	152,24
38	10038	Tee recta de acero, ASTM SCH 40, B.W.	4"	5	154,00	185,00	770,00	925,00	13,86	80,55	994,3
39	10039	Brida 300# W.N. R.F. ASTM A-105, SCH 40, B.W.	4"	18	286,00	331,00	5.148,00	5.958,00	25,74	490,86	6421,32
40	10040	Empacaduras 300# R.F.	4"	19	100,00	119,00	1.900,00	2.261,00	9,00	205,20	2432
41	10041	Espárragos ASTM A-193, Gr-B, con dos tuercas hexagonal A-194, Gr 2H	¾"x4.5"	128	220,00	255,00	28.160,00	32.640,00	19,80	2.960,6	35174,4
42	10042	Brida ciega 300# R.F. ASTM SCH 40, B.W.	4"	2	286,00	330,00	572,00	660,00	25,74	54,54	711,48
43	10044	Válvula de compuerta 300# R.F. ASTM	4"	2	4.300,00	4.934,00	8.600,00	9.868,00	387,00	790,38	10642
44	10045	Placa de orificio 300# R.F. un sep	4"	1	295,00	300,00	295,00	300,00	26,55	29,34	326,55
45	10046	Regulador de flujo 300# R.F. ASTM	4"	1	845,00	862,00	845,00	862,00	76,05	94,86	938,05
46	10047	Válvula de control 600# R.F. ASTM	4"	1	7.600,00	8.843,00	7.600,00	8.843,00	684,00	701,82	9527
47	10050	Odorante con reservorio cilíndrico, Flanges ASA 150	12"	1	560,00	697,00	560,00	697,00	50,40	54,90	747,4
								Subtotal Sub			
INPC 9,00%								Costo Total:		Bs 287.750,00	
Dcto 1 5,00%								Bs 256.605,00		INPC: Bs 6.372,90	
Dcto 2 10,00%								Subtotal Descue			
Dcto 3 15,00%								PVP nto:		Bs 43.162,50	
Val. Mín Bs 8.000								Total:		Bs 250.960,40	

Fuente: Rincón, (2011).

Anexo 74

Tabla 45. Presupuesto parcial de las estaciones de distribución de gas.

												
UCOIN SUMINISTROS COMERCIALES E INDUSTRIALES, C.A.												
Factura												
Item	Código	Descripción	Nombre	Cantidad	Costo (BsF)	PVP/arti (BsF)	Subtotal al Costo (BsF)	Subtotal (BsF)	INPC/arti (BsF)	INPC (BsF)	Total (BsF)	
1	10004	Tubería de acero sin costura ASTM SCH 40 GR-B	2"	20	120,00	122,00	2.400,00	2.440,00	10,80	219,60	2656	
2	10013	Espárragos de acero ASTM 193,Gr-B, con 2 tuercas A-194,Gr2H	7/8"x5.1/2"	148	230,00	257,00	34.040,00	38.036,00	20,70	3.423,24	41099,6	
3	10015	Empacaduras -300# de asbesto grafitado Esp. 2mm.	6"	5	136,00	139,00	680,00	695,00	12,24	62,55	756,2	
4	10026	Válvula de seguridad R.F. 300# x 150# de acero ASTM	1.1/2"x2.1/2"	3	1.600,00	1.793,00	4.800,00	5.379,00	144,00	484,11	5811	
5	10027	Regulador de gas R.F. en acero ASTM – 300#	2"	2	680,00	694,00	1.360,00	1.388,00	61,20	124,92	1510,4	
6	10028	Manómetro 0 – 500 PSI	½"	3	270,00	316,00	810,00	948,00	24,30	85,32	1020,9	
7	10031	Separador tipo filtro de L/D = 4	0	1	242,00	300,00	242,00	300,00	21,78	27,00	321,78	
8	10051	Codo de 90° R.L de acero ASTM S CH-40, B.W.	2"	5	75,00	79,00	375,00	395,00	6,75	35,55	428,75	
9	10052	Codo de 45° R.L de acero ASTM S CH-40, B.W.	2"	2	80,00	89,00	160,00	178,00	7,20	16,02	192,4	
10	10012	Empacaduras -300# de asbesto grafitado Esp. 2mm.	8"	5	170,00	203,00	850,00	1.015,00	15,30	91,35	1091,5	
11	10018	Empacaduras -300# de asbesto grafitado Esp. 2mm.	4"	11	119,00	136,00	1.309,00	1.496,00	10,71	134,64	1613,81	
12	10020	Empacaduras -300# de asbesto grafitado Esp. 2mm.	2"	7	86,00	95,00	602,00	665,00	7,74	59,85	719,18	
13	10032	Medidor de orificio tipo Foxboro o similar	2", 4"	1	2.800,00	3.426,00	2.800,00	3.426,00	252,00	308,34	3678	
14	10050	Odorante con reservorio cilíndrico, Flanges ASA 150	12"	1	560,00	681,00	560,00	681,00	50,40	61,29	731,4	
INPC		9,00%						Subtotal Costo Sub Total:				Bs 57.042,00
Dcto 1		5,00%						Bs 50.988,00		INPC:		Bs 645,12
Dcto 2		10,00%						Subtotal PVP Descuento:				Bs 8.556,30
Dcto 3		15,00%						Bs 60.018,00		Total:		Bs 49.130,82
Val. Mín		Bs 8.000										

Fuente: Rincón, (2011).

Anexo 75

Tabla 46. Presupuesto para las modificaciones a la red de distribución de gas.

											
UCOIN SUMINISTROS COMERCIALES E INDUSTRIALES, C.A.											
Factura											
Item	Código	Descripción	Nombre	Cantidad	Costo (BsF)	PVP/arti (BsF)	Subtotal al Costo (BsF)	Subtotal (BsF)	INPC/arti (BsF)	INPC (BsF)	Total (BsF)
1	10001	Tubería PE-80 1" COVENIN 3839 ISO 4437	1"	0	5,98	7,00			1,60	1,88	
2	10002	Tubería PE-80 2" COVENIN 3839 ISO 4438	2"	2195	22,49	23,00	49.365,55	50.485,00	6,03	13.529,98	63714,9674
3	10003	Tubería PE-80 5" COVENIN 3839 ISO 4439	5"	10788	87,17	91,00	940.389,96	981.708,00	23,36	263.097,74	1233732,509
4	10004	Codo 90° 2"	Codo 90° 2"	1	37,70	42,00	37,70	42,00	10,10	11,26	52,1036
5	10005	Codo 90° 5"	Codo 90° 5"	4	140,98	174,00	563,92	696,00	37,78	186,53	847,13056
6	10006	Tee 5"x5"x5"	T 5"x5"x5"	1	170,59	204,00	170,59	204,00	45,72	54,67	249,71812
7	10007	Reducción tipo Tee 5"x2"x5"	R 5"x2"	8	91,75	113,00	734,00	904,00	24,59	242,27	1100,712
8	10008	Tee 2"x2"x2"	T 2"x2"x2"	5	45,25	50,00	226,25	250,00	12,13	67,00	310,635
9	10009	Union tubería 5"	U 5"	2	105,58	128,00	211,16	256,00	28,30	68,61	312,59088
10	10010	Union tubería 2"	U 2"	2	25,14	28,00	50,28	56,00	6,74	15,01	69,47504
								Subtotal Costo	Sub Total:	Bs 1.034.601,00	
INPC 9,00%								INPC:		Bs 196,34	
Dcto 1 5,00%								Subtotal PVP Descuento:		Bs 0,00	
Dcto 2 10,00%								Total:		Bs 1.034.797,34	
Dcto 3 15,00%											
Val. Mín Bs 8.000											

Fuente: Rincón, (2011).

Descripción de formato de mantenimiento e inspección

Orden de trabajo

La elaboración del formato de la orden de trabajo tiene la finalidad de aprobar las labores a efectuarse en función del mantenimiento en los equipos de la empresa SUGAS; en este documento es donde se resume la planificación, programación, seguimiento y control para obtener registros sobre información de los equipos e instrumentos, causas de las fallas, repuestos y horas hombres utilizadas en la ejecución de las acciones. En este orden de ideas estos son los aspectos que describen la orden de trabajo de esta investigación:

1. Código: Es el registro alfanumérico asignado a cada una de las maquinas
2. Equipo/instrumento: Aquí se especifica el modelo y familia de equipos a la cual pertenece dicha maquinaria.
3. Serial: Es la identificación o codificación numérica asignada por el fabricante.
4. Número de Orden de Trabajo: Es la asignación de un número para el manejo y control en el historial de fallas.
5. Prioridad: Se refiere a la importancia que se le debe dar a dicha orden.
6. Preventivo: Se refiere al tipo de mantenimiento que será ejecutado.
7. Correctivo: Se refiere al tipo de mantenimiento que será ejecutado.
8. Acción: Se expresa en verbo imperativo el tipo de acción que se debe ejecutar.
9. Sistema-Subsistema: Enfoca el área donde se presenta la falla.
10. Especialidad: Se refiere al tipo de área en la que se especializa el trabajador.
11. Clasificación: es el nivel de experiencia del trabajador.
12. Nombres y Apellidos: Son los datos personales del trabajador ejecutante.

13. Descripción de las Actividades: Describir detalladamente las labores llevadas a cabo en las reparaciones.

Formato de inspección

El formato de inspección de mantenimiento preventivo y correctivo, corresponde un grupo de formas, especialmente proyectadas con la finalidad de registrar las decisiones de los supervisores de mantenimiento. Cada registro o formato cubre una clase específica de equipo y contiene una serie de puntos a comprobar.

Los formatos de inspección de mantenimiento contienen:

1. Actividad: se le coloca el código de la actividad a realizar.
2. Condiciones: condición de componentes de equipos.
3. Adec: adecuada, es decir si las condiciones son satisfactorias.
4. Inad: inadecuada, requiere acción de mantenimiento.
5. Acción:
6. inm: inmediata requiere acción urgente.
7. ord: ordinaria, acción que origina una orden de trabajo normal.
8. Equipo inspeccionado: se colocara el nombre y el código.
9. Fecha de inspección: fecha del día que se está realizando la inspección.
10. Tiempo de ejecución: tiempo que duro la inspección.
11. Operador: persona que realiza la inspección.

Historial de fallas

La elaboración del formato del historial de fallas tiene la finalidad de registrar información relacionada con las fallas o con los diversos tipos de intervenciones de mantenimiento realizados a los equipos de la empresa SUGAS, sirviendo como

excelente herramienta para el análisis del mantenimiento preventivo que permite determinar si la maquinaria será reportada o reemplazada según sea el caso.

1. Código: Código alfanumérico asignado por la empresa.
2. Equipo/instrumento: Especifica el objeto de estudio.
3. Fecha: Indica el día en que se realizó el mantenimiento.
4. Número de Orden de Trabajo: Se coloca el número de la orden de trabajo.
5. Falla: Especifica el tipo de falla que ocurrió.
6. Código de la Actividad: Se coloca el código alfanumérico de la actividad asignado por la empresa.
7. Descripción de la Actividad: Se describe brevemente el tipo de actividad realizada.
8. Especialista: Persona encargado o responsable de dichas labores de reparación.
9. Repuestos y Suministros: Materiales utilizados en la actividad de mantenimiento.
10. Mano de Obra: Costos generado del Recursos Humano utilizado en la actividad.
11. Costos Total: Sumatoria de todos los costos involucrados en el desarrollo de la orden de trabajo.
12. Observaciones: Recomendaciones y sugerencias relacionadas con la orden de trabajo.

Plan de mantenimiento preventivo

El formato del plan de mantenimiento preventivo se diseña para cada uno de los componentes de las estaciones, aquí se especifica la frecuencia en que se debe realizar las actividades de mantenimiento, estas actividades fueron seleccionadas de acuerdo a lo suministrado en las entrevistas no estructuradas y la observación directa aplicada en la empresa SUGAS, una vez recopilada la información y organizada se seleccionaron las labores que deberían ejecutarse a las maquinarias, es necesaria aclarar que la frecuencia de realización de las actividades estuvo sustentadas en el

método centrado en la confiabilidad. A continuación se describe el formato del plan de mantenimiento:

1. Modelo: Nombre de la maquinaria
2. Código: Código alfanumérico de la maquinaria
3. Fecha: Tiempo en que se realiza el plan
4. Código/Actividad: Código asignado a cada actividad
5. Descripción: Se refiere al trabajo específico que se debe realizar
6. Frecuencia: Indica cada cuanto tiempo se debe realizar la actividad
7. Supervisor: Persona responsable del plan de mantenimiento
8. Observaciones: Recomendaciones y sugerencia
9. Especialista: Persona ejecutante de la actividad

Tabla 48. Formato de orden de trabajo.

	FORMATO DE ORDEN DE TRABAJO (ODT)	
# ODT:	EQUIPO/INSTRUMENTO:	
CODIGO:	UBICACIÓN:	

PRIORIDAD: ----- URGENTE ----- RUTINA

TIPO DE MANTENIMIENTO: ----- PREVENTIVO ----- PREDICTIVO -----CORRECTIVO

CÓDIGO DE ACTIVIDADES	DESCRIPCIÓN DE ACTIVIDADES
OBSERVACIONES:	

Tabla 49. Formato de inspección.

	FORMATO DE INSPECCIÓN			
ACTIVIDAD	CONDICIÓN		ACCIÓN	
	ADEC	INAD	INM	ORD
EQUIPO INSPECCIONADO:			FECHA Y TIEMPO DE EJECUCIÓN: FECHA: / / TIEMPO:	
OPERADOR:			RESPONSABLE:	

Tabla 50. Formato de actividades de mantenimiento.

	ACTIVIDADES DE MANTENIMIENTO		FECHA:	
			1-3	
EQUIPO	FECHA		FRECUENCIA	
	INICIO	FIN		
SISTEMA DE MEDICIÓN				
* Revisar y limpiar porta placa de orificio.			Semestral	
VÁLVULAS DE PASO				
ESFERA / COMPUERTA:			Semestral	
* Lubricación de la válvula			Semestral	
* Lubricación y engrase de la caja de engranaje			Semestral	
* Revisión de las graseras			Semestral	
* Ajuste y chequeo del prensa-estopa, reemplazo del sello de ser necesario, si fuga a través del vástago			Semestral	
* Chequeo de fuga a través de las bridas			Semanal	
VÁLVULA DE CONTROL				
* Revisión de las graseras			Semestral	
* Ajuste y chequeo del prensa-estopa, reemplazo del sello de ser necesario, si fuga a través del vástago			Semestral	
* Chequeo de fuga a través de las bridas			Semanal	
CONTROLADOR DE PRESIÓN NEUMÁTICA				
* Inspección de controlador de presión			Semestral	
* Servicio al controlador de presión			Semestral	
* Servicio al piloto.			Semestral	

Tabla 46. Formato de actividades de mantenimiento (continuación).

	ACTIVIDADES DE MANTENIMIENTO		FECHA:	
			2-3	
EQUIPO	FECHA		FRECUENCIA	
	INICIO	FIN		
REGISTRADORES				
* Mtto. al registrador			Semestral	
* Calibración al registrador			Semestral	
SEPARADORES				
* Verificación Operacional			Semestral	
* Revisión y calibración de controladores de nivel de los separadores			Semestral	
TANQUILLA				
* Limpieza interna.			Semestral	
MANÓMETROS Y TERMÓMETROS				
* Revisión y Calibración de manómetros y termómetros			Semestral	
SISTEMA DE ODORIZACIÓN				
* Chequeo de niveles de odorizante			Trimestral	
* Chequeo de fugas en conexiones			Semanal	
MANTENIMIENTO GENERAL DE ESTACIONES				
* Eliminación de maleza interna y externa.			Bimensual	
* Limpieza de equipos con desengrasante y agua			Semestral	
* Retoques menores de pintura			Semestral	

Tabla 46. Formato de actividades de mantenimiento (continuación).



ACTIVIDADES DE MANTENIMIENTO

FECHA:

3-3

EQUIPO	FECHA		FRECUENCIA
	INICIO	FIN	
MANTENIMIENTO GENERAL DE ESTACIONES			
* Verificación de condiciones de cerca y portón			Semanal
* Orden y Limpieza.			Semanal
* Verificación de funcionamiento de sistema de iluminación (donde aplique)			Semanal

GRUPO INTEGRAL:

NOMBRE Y APELLIDOS	FIRMA
OBSERVACIONES:	

