

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

DISEÑO DE UN SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN DE GAS METANO EN LAS PARROQUIAS DE CATIA LA MAR, URIMARE Y CARLOS SOUBLETTE. ESTADO VARGAS

Presentado ante la Ilustre
Universidad Central de Venezuela
Por el Br. Caraballo R., Elías
Para optar al Título
de Ingeniero de Petróleo

Caracas, 2014

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

DISEÑO DE UN SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN DE GAS METANO EN LAS PARROQUIAS DE CATIA LA MAR, URIMARE Y CARLOS SOUBLETTE. ESTADO VARGAS

TUTOR ACADÉMICO: Prof. René Rojas
TUTOR INDUSTRIAL: Ing. José Hernández

Presentado ante la Ilustre
Universidad Central de Venezuela
Por el Br. Caraballo R., Elías
Para optar al Título
de Ingeniero de Petróleo

Caracas, 2014

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

Caracas, Mayo, 2014

Los abajo firmantes, miembros del Jurado designado por el Consejo de Escuela de Ingeniería de Petróleo, para evaluar el Trabajo Especial de Grado presentado por el Bachiller, Elías Caraballo titulado:

“Diseño de un sistema de distribución de gas metano en las Parroquias de Catia La Mar, Urimare y Carlos Soublette. Estado Vargas”

Consideran que el mismo cumple con los requisitos exigidos por el plan de estudios conducente al Título de Ingeniero de Petróleo, y sin que ello signifique que se hacen solidarios con las ideas expuestas por el autor, lo declaran APROBADO.



Prof. Miguel Castillejo



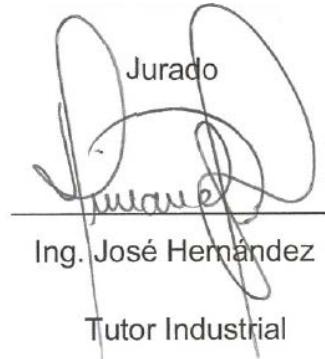
Prof. Arturo Calvo

Jurado



Prof. René Rojas

Tutor Académico



Ing. José Hernández

Tutor Industrial



DEDICATORIA

Este trabajo se lo dedico con mucho cariño principalmente a mi madre Sol Ramírez, mis hermanos Edén Caraballo, Israel Caraballo, Yury Caraballo y mi sobrina Nicole Olmos, parte de mi triunfo es para ustedes.

AGRADECIMIENTOS

A la ilustre Universidad Central de Venezuela, Alma Mater, que me abrió sus puertas y me ofreció todos los conocimientos que contribuyen a mi formación como profesional.

A mi tutor industriales José Hernández por brindarme su apoyo y guía para orientarme a la exitosa culminación de mi tesis.

A mi tutor académico Lic. René Rojas por su apoyo y orientación en la realización de esta tesis.

A la Gerencia de Gasificación Proyecto Gran Caracas, por darme la oportunidad de realizar pasantías y el apoyo, así como los ingenieros que forman parte de PDVSA Gas y que generosamente me ayudaron como lo son: Vanessa Quiñones, Julio Ramos, Karina Guzmán, Ingrid Figueroa, Johan Rojas y los compañeros Josué Hernández y Sandro Hernández.

Y a todas aquellas personas que me ofrecieron su amistad y apoyo a lo largo del desarrollo del trabajo especial de grado, especialmente a mis compañeros Angelo Capacho e Ildemaro Pimentel.

A todos **mis profesores** que durante esta etapa de mi vida, me guiaron, ayudaron, y de una u otra manera me demostraron su cariño....gracias por enseñarme a ser un Ingeniero que vence las sombras....

A toda mi familia por estar siempre conmigo en el desarrollo de mi tesis.

Caraballo R., Elías

**DISEÑO DE UN SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN DE GAS METANO EN LAS
PARROQUIAS DE CATIA LA MAR, URIMARE Y CARLOS SOUBLETTE.
ESTADO VARGAS**

**Tutor Académico: Prof. René Rojas. Tutor Industrial: Ing. José
Hernández. TEG. Caracas, U.C.V. Facultad de Ingeniería. Escuela de
Ingeniería de Petróleo. Año 2014, 198 p.**

Palabras Claves: Red de Distribución, Gas Metano, Simulación, Simulador Stoner Synergee Gas 4.3.2., Gas Licuado de Petróleo, GLP.

Resumen. El presente trabajo se basa en el diseño de una Red de Distribución de Gas Metano en las Parroquias Catia La Mar, Urimare y Carlos Soublette, propuesta que logrará masificar el uso de este combustible para mejorar la calidad de vida de la población. Este trabajo esta considerado como proyecto factible, respaldado por una investigación de campo y documental. Para el logro de este proyecto, se recolecto información catastral del área de estudio, se realizó un análisis y evaluó el comportamiento considerando el pronóstico de demanda de gas 2015-2035, se realizo el diseño de la red de distribución y se dimensionó con la ayuda del simulador Stoner Synergee Gas 4.3.2. Para poder estudiar las posibilidades de diseño del sistema, se plantearon escenarios bajo diferentes condiciones, de esta manera ser determinó la implantación de 5 estaciones de distrito T-27 y 165,67 km de tubería PEAD con un costo de 1.940 MMBs. Se realizó un estudio económico para determinar la factibilidad del proyecto contemplando el desplazamiento del GLP por el gas metano al mercado internacional, finalizando con el análisis del precio del gas doméstico.

ÍNDICE GENERAL

	Pág.
LISTA DE TABLAS.....	xiv
LISTA DE FIGURAS.....	xvi
INTRODUCCIÓN.....	1
CAPÍTULO I: DESARROLLO DEL PROBLEMA.....	4
I.1. Planteamiento del problema.....	4
I.2. Justificación.....	6
I.3. Objetivos.....	7
I.3.1. Objetivo General.....	7
I.3.2. Objetivos Específicos.....	7
I.4. Alcance del trabajo.....	8
I.5. Limitaciones.....	9
CAPÍTULO II: MARCO TEÓRICO.....	10
II.1. Descripción de las parroquias a gasificar. Catia La Mar, Urimare y Carlos Soublette. Edo. Vargas.....	10
II.2. Breve Historia Del Gas Natural.....	11
II.3. La industria del Gas Natural en Venezuela.....	13
II.3.1. Reservas de Gas Natural en Venezuela.....	14
II.3.2. Proyectos de desarrollo de Gas Natural en Venezuela.....	15
II.3.2.1. Proyecto Gas Anaco (PGA).....	15
II.3.2.2. Proyecto Gas Tomé.....	17
II.3.2.3. Proyecto Mariscal Sucre.....	19
II.3.2.4. Proyecto Plataforma Deltana.....	21
II.3.2.5. Proyecto Rafael Urdaneta.....	22
II.3.2.6. Proyecto Interconexión Centro Oriente-Occidente (ICO).....	25
II.3.2.7. Gasificación Nacional.....	27

II.4. Origen del Gas Natural.....	29
II.4.1. Definición de Gas Natural.....	29
II.5. Propiedades y Características del Gas Natural.....	30
II.5.1. Clasificación del Gas Natural.....	30
II.5.1.1. De acuerdo a su ubicación en el suelo.....	30
II.5.1.2. De acuerdo a su composición y propiedades fisicoquímicas.....	32
II.5.2. Composición del Gas natural.....	33
II.5.3. Propiedades físicas del Gas Natural.....	36
II.5.3.1. Poder Calorífico del Gas.....	36
II.5.3.2. Volumen Normalizado.....	37
II.5.3.3. Peso Molecular.....	37
II.5.3.4. Gravedad específica de un Gas.....	38
II.5.3.6. Viscosidad.....	39
II.5.3.7. Densidad.....	39
II.5.3.8. Densidad Relativa.....	40
II.6. Especificaciones de calidad del Gas Natural.....	40
II.7. Entes reguladores.....	42
II.7.1. Ente regulador del Gas Natural en Venezuela.....	42
II.8. Manejo de Gas natural.....	43
II.8.1. Gas en el Yacimiento.....	43
II.8.2. Flujo de Gas del Fondo del Pozo a la superficie.....	43
II.8.3. Recolección de Gas.....	44
II.9. Procesamiento del Gas Natural.....	44
II.9.1. Tipos de procesamiento.....	44
II.10. Almacenamiento, distribución y transporte del Gas Natural...	45
II.10.1. Almacenamiento del Gas Natural.....	45
II.10.2. Distribución.....	47
II.10.3. Transporte.....	47
II.11. Formas de comercialización del Gas Natural.....	49

II.11.1. Gas Natural por tuberías.....	49
II.11.2. Líquidos del Gas Natural (LGN).....	49
II.11.3. Gas Natural Licuado (GNL).....	50
II.11.4. Gas Natural Comprimido (GNC).....	50
II.11.5. Gas Licuado de Petróleo (GLP).....	50
II.11.6. Ventajas y usos del Gas Natural.....	51
II.12. Tipos de Consumidores de Gas Natural.....	52
II.12.1. Consumidor Industrial.....	52
II.12.2. Consumidor Comercial.....	53
II.12.3. Consumidor Doméstico.....	54
II.12.4. Sector Petroquímico.....	55
II.12.5. Sector Eléctrico.....	55
II.13. Sistemas de transporte del Gas Natural.....	55
II.14. Gasoductos.....	58
II.14.1. Importancia de los Gasoductos.....	59
II.14.2. Clasificación de Gasoductos Dependiendo de la Ubicación.	59
II.15. Tipos de tuberías.....	60
II.15.1. Tuberías de Polietileno.....	60
II.15.2. Tuberías de Acero.....	60
II.15.3. Tuberías de Cobre.....	61
II.16. Mecánica de fluidos.....	61
II.17. Flujo de Fluidos.....	62
II.17.1. Tipos de Fluidos.....	62
II.17.2. Líneas de Corriente.....	64
II.17.3. Factor de Fricción Fanning.....	64
II.17.4. Número de Reynolds.....	64
II.17.5. Teorema de Bernoulli.....	64
II.17.6. Radio Hidráulico Equivalente.....	65
II.17.7. Longitud Equivalente (de una válvula o accesorio)...	65
II.17.8. Coeficiente de Resistencia K.....	65

II.17.9. Coeficiente de Resistencia de Línea N.....	65
II.17.10. Rugosidad Relativa.....	65
II.17.11. Velocidad Crítica o Sónica (Flujo obstruido).....	65
II.17.12. Golpe de aríete por Vapor.....	66
II.17.13. Velocidad Crítica de Sedimentación.....	66
II.17.14. Velocidad Mínima de Transporte.....	66
II.17.15. Viscosidad Relativa de la Lechada.....	67
II.18. Ecuaciones de Transporte y Distribución de Gas Natural.....	67
II.18.1. Ecuación de Weymouth.....	76
II.18.2. Ecuación de Panhandle A.....	77
II.18.3. Ecuación de Panhandle B.....	78
II.18.4. Ecuación de Prandtl.....	79
II.18.5. Ecuación de Colebrook.....	80
II.18.6. Ecuación de Swamee y Jain.....	80
II.18.7. Ecuación AGA.....	80
II.18.8. Ecuación de Renouar.....	81
II.19. Eficiencia en tuberías.....	83
II.20. Selección de La Ecuación de Flujo.....	84
II.21. Métodos de cálculos para resolver redes de gas.....	85
II.21.1. Método de Hardy Cross.....	86
II.22. Pasos y Criterios para el diseño de Sistemas de Transmisión y Distribución de Gas Natural.....	89
II.22.1. Parámetros importantes en el diseño.....	89
II.22.2. Dimensionamiento de Tuberías.....	93
II.23. Equipos y Accesorios de los Sistemas de Transmisión y Distribución del Gas Natural.....	94
II.23.1. Válvulas.....	94
II.23.2. Válvulas de seguridad.....	94
II.23.3. Válvulas de Bloqueo.....	95
II.23.4. Medidores.....	95

II.23.5. Regulador.....	95
II.23.6. Acometidas.....	95
II.24. Límites entre los sistemas de Transporte y Distribución.....	96
II.25. Estaciones de los Sistemas de Transmisión de Gas.....	98
II.25.1. Estación de Inicio.....	98
II.25.2. Estaciones Intermedias.....	99
II.25.3. Estaciones de Interconexión.....	99
II.25.4. Estaciones Terminales.....	100
II.25.5. Estaciones de Regulación Primaria (ERP).....	101
II.26. Sistema de Distribución de Gas.....	101
II.26.1. Estaciones de un Sistema de Distribución.....	102
II.27. Otros aspectos de los Sistemas de Transmisión y distribución de Gas.....	107
II.27.1. Corrosión de Tuberías.....	107
II.27.2. Métodos de Protección.....	109
II.27.3. Equipos de Instrumentación y Automatización.....	111
II.28. Herramientas tecnológicas para el diseño de la red de distribución y transporte de gas natural para uso doméstico.....	111
II.28.1. Autocad.....	111
II.28.2. Simulador de Redes de Gas Stoner Synergee 4.3.2.	112
CAPÍTULO III: MARCO METODOLÓGICO.....	119
III.1. Naturaleza de la Investigación.....	119
III.1.1. Investigación documental.....	119
III.1.2. investigación de campo y proyecto factible.....	120
III.2. Instrumentos y técnicas de Recolección de Información.....	121
III.2.1. Análisis Documental.....	121
III.2.2. Técnicas de Procesamiento y Análisis de Datos.....	122
III.3. Herramientas utilizadas para la búsqueda de Información.....	123
III.4. Diseño de la investigación.....	123

III.5. Fases para la elaboración del Proyecto.....	123
III.5.1. Recolección de la información.....	123
III.5.2. Bases de diseño para la elaboración de la red de distribución.....	124
III.5.3. Trazado de la red de distribución de gas doméstico	130
III.5.4. Dimensionamiento del Sistema de Distribución de Gas Metano.....	131
III.5.5. Factibilidad Técnico-Económica del Proyecto.....	136
CAPÍTULO IV: DESARROLLO Y DISCUSIÓN DE RESULTADOS.....	139
IV.1. Resultados y discusión.....	139
IV.2. Búsqueda y recolección de información.....	139
IV.3. Bases de diseño para la elaboración de la red de distribución de gas metano para uso doméstico.....	139
IV.3.1. Ubicación de las zonas aptas para la gasificación....	139
IV.3.2. Cálculo de la demanda.....	140
IV.3.3. Proyección de la demanda del sector doméstico.....	142
IV.3.4. Proyección de la demanda del sector comercial.....	142
IV.4. Diseño del trazado de la red de distribución de gas metano...	145
IV.5. Dimensionamiento de la red de distribución.....	146
IV.6. Simulación de la red de distribución.....	147
IV.6.1. Escenario 1: 4 Estaciones de Distrito.....	148
IV.6.2. Escenario 2: 5 Estaciones de Distrito.....	150
IV.6.3. Escenario 3: 6 Estaciones de Distrito.....	153
IV.7. Estudio económico.....	158
IV.7.1. Inversión.....	158
IV.7.2. Cálculo de los egresos.....	159
IV.7.3. Depreciación.....	159
IV.7.4. Cálculo de los ingresos.....	160
IV.7.5. Indicadores financieros.....	160
CONCLUSIONES.....	166

RECOMENDACIONES.....	168
BIBLIOGRAFÍA.....	169
APÉNDICES.....	172
ANEXOS.....	180
ANEXO 1. Extracto de la Norma API RP 14 E.....	181
ANEXO 2. Lista de símbolos.....	182
ANEXO 3. Gaceta oficial N ^º 5.927.....	185
ANEXO 4. Planos anexos a Gaceta Oficial N ^º 5.927.....	186
ANEXO 5. Planos Red de Distribución de gas metano.....	187
ANEXO 6. Representación tuberías PEAD en planos CAD.....	188
ANEXO 7. Tablas de estimación de costos.....	189
ANEXO 8. Tablas de estimación de gastos operacionales.....	191
ANEXO 9. Flujos de caja para el análisis económico.....	192
ANEXO 10. Diámetros de tuberías que conforman la red de distribución de gas metano.....	195
ANEXO 11. Tipos de elipse.....	196
ANEXO 12. Extrapolación Del PIB para La proyección de la demanda comercial.....	197

LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 2.1. Clasificación por composición [UNAM, 2013].....	33
Tabla 2.2. Composición del Gas Natural [PDVSA GAS, 1997].....	34
Tabla 2.3. Condiciones Base.....	37
Tabla 2.4. Especificaciones de calidad del Gas Natural [ENAGAS, 2012].	41
Tabla 2.5. Especificaciones para los parámetros de poder calorífico bruto, temperatura de rocío e índice de Wobbe [ENAGAS, 2011].....	42
Tabla 2.6. Usos del Gas Metano.....	51
Tabla 2.7. Eficiencia en tuberías [PDVSA GAS, 1997].....	84
Tabla 2.8. Consideraciones para aplicar la ecuación de Weymouth.....	85
Tabla 2.9. Consideraciones para aplicar la ecuación de Panhandle.....	85
Tabla 2.10. Codificación de los elementos que conforman las estaciones.	98
Tabla 3.1. Factor de Simultaneidad. Norma COVENIN 928-78. Criterios para el diseño de Redes Domésticas y Comerciales.....	128
Tabla 3.2. Características del gas analizado.....	132
Tabla 3.3. Parámetros secundarios.....	133
Tabla 4.1. Conformación del área de gasificación.....	140
Tabla 4.2. Consumo total de los clientes.....	142
Tabla 4.3. Serie de P.I.B. (MBs) de Agricultura privada, Restaurantes y hoteles privados y Actividades diversas públicas. A precios constantes de 1997.....	143
Tabla 4.4. Proyección de la demanda Total por sectores.....	145
Tabla 4.5. Características del Gas Metano.....	147
Tabla 4.6. Matriz de selección de escenarios.....	156
Tabla 4.7. Capacidad de las E.D. por escenario.....	157
Tabla 4.8. Costo de tuberías PEAD sin accesorios.....	158
Tabla 4.9. Costos de construcción del proyecto.....	159
Tabla 4.10. Costos del Gas Metano.....	161

Tabla 4.11. Índices de rentabilidad escenario 1.....	161
Tabla 4.12. Índices de rentabilidad escenario 2.....	162
Tabla 4.13. Tarifa plana vs. TIR.....	163
Tabla 4.14. Índices de rentabilidad vs. Tasa de inflación.....	165

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1. Estado Vargas [Alcaldía de Vargas, 2013].....	11
Figura 2. Ranking de reservas probadas de Gas Natural [PDVSA, 2011]..	15
Figura 3. Centros Operativos del Área de Anaco [PDVSA, 2010].....	17
Figura 4. Áreas operativas del Proyecto San Tomé [PDVSA, 2010].....	18
Figura 5. Bloques de la Plataforma Deltana [USB, 2010].....	22
Figura 6. Mapa del Golfo de Venezuela (Proyecto Rafael Urdaneta) [PDVSA, 2011].....	23
Figura 7. Interconexión Centro Oriente Occidente [PDVSA, 2010].....	26
Figura 8. Primeras Ciudades a Gasificar [PDVSA GAS].....	28
Figura 9. Esquema de Yacimientos de Hidrocarburos [PDVSA GAS, 2003].....	31
Figura 10. Ubicación de los yacimientos de gas en Venezuela [PDVSA GAS, 2010].....	31
Figura 11. Clasificación del gas según su composición [PDVSA GAS]....	36
Figura 12. Cadena de Valor del Gas Natural.....	46
Figura 13. Barco productor y Barco metanero de la compañía Shell Australia [ENERGYDIGITAL].....	48
Figura 14. Comparación del costo del transporte de gas vs. Distancia [UTEXAS].....	49
Figura 15. Promedios de Consumo por tipo de comercio.....	54
Figura 16. Tubería de Polietileno de Alta Densidad.....	60
Figura 17. Tubería de Acero Galvanizado.....	61
Figura 18. Tubería de Cobre.....	61
Figura 19. Esquema de un Balance de Energía.....	67
Figura 20. Análisis de la Presión Promedio [PDVSA GAS].....	74
Figura 21. Comparación de Factor de Transmisión.....	83
Figura 22. Válvula de Seguridad.....	94

Figura 23. Válvula de Bloque.....	95
Figura 24. Límites entre Sistema de Transporte y Distribución.....	97
Figura 25. Esquema general de Estación de Inicio.....	98
Figura 26. Esquema General de Estación Intermedia de Bloqueo, Interconexión y Trampas.....	99
Figura 27. Esquema General de Estación de Bloqueo e Interconexión....	100
Figura 28. Esquema general de Estación Terminal.....	100
Figura 29. Esquema general de un Sistema de Distribución.....	102
Figura 30. Estación de Regulación Secundaria.....	103
Figura 31. Esquema General de Estación de Entrega a Cliente.....	105
Figura 32. Esquemático General de una Estación de Medición y Regulación para GNV.....	106
Figura 33. Esquemático General de una Estación de Distrito.....	107
Figura 34. Esquema de Circuito de Protección Catódica.....	110
Figura 35. Portada de Presentación Del AutoCAD 3D 2010.....	112
Figura 36. PIB de Agricultura privada, Restaurantes y hoteles privados y Actividades diversas públicas. A precios constantes de 1997 en MBs.....	144
Figura 37. Trazado de la red de distribución de gas metano.....	145
Figura 38. Mapa de presiones escenario 1.....	148
Figura 39. Perfil de presiones en contornos para el escenario 1.....	149
Figura 40. Mapa de velocidades para el escenario 1.....	150
Figura 41. Mapa de presiones escenario 2.....	151
Figura 42. Perfil de presiones en contornos para el escenario 2.....	152
Figura 43. Mapa de velocidades para el escenario 2.....	153
Figura 44. Mapa de presiones escenario 3.....	154
Figura 45. Perfil de presiones en contornos para el escenario 3.....	154
Figura 46. Mapa de velocidades para el escenario 3.....	155
Figura 47. Inflación interanual en Venezuela.....	164

INTRODUCCIÓN

El gas natural es visto en la actualidad como una de las principales y más relevantes fuentes de energía, utilizadas por todo el planeta tanto para uso doméstico como para uso industrial o comercial. El gas natural es producido u obtenido de yacimientos por numerosos países entre los cuales destaca Venezuela entre los más importantes productores. Sin embargo, a pesar de las cuantiosas reservas gasíferas, que ubican a Venezuela entre los primeros países a nivel mundial en reservas de gas, no había sido posible diseñar políticas dirigidas que proporcionaran un manejo eficiente de esta potencial fuente energética. Muestra de ello es la quema y venteo en los sistemas de alivio de las instalaciones petroleras de hasta un 20% del gas producido y el incremento del consumo de gas licuado del petróleo, como combustible doméstico, distribuido en cilindros presurizados.

La producción de gas constituye una de las actividades asociadas a la industria de los hidrocarburos en nuestro país, de forma tal que su explotación, procesamiento y distribución han estado íntimamente ligados a la producción petrolera.

En este sentido la empresa PDVSA Gas, responsable de satisfacer la demanda en el mercado interno venezolano. Se ha preocupado por cubrir las necesidades de sus clientes, por lo que realiza actividades tendientes a revisar y renovar su proceso de distribución de gas a fin de lograr y mantener la eficiencia del servicio.

Es importante destacar que en estos momentos se están planificando proyectos en materia de gas que permita el desarrollo económico e industrial del país para surtir de gas doméstico al país entero el cual no cuenta en su totalidad con la infraestructura necesaria para facilidad de transporte del mismo. Uno de ellos es el proyecto de gasificación nacional el cual consiste

en crear la infraestructura necesaria para abastecer las diferentes familias venezolanas.

Con base a lo estipulado en la constitución de la república, donde se plantea el uso eficiente de los hidrocarburos, además del resguardo del ambiente, el estado venezolano enfoca políticas destinadas al cumplimiento de éste mandato. Teniendo esto en cuenta, en el Plan Siembra Petrolera 2013-2019 se tiene como objetivos: “Alcanzar la producción de gas natural para el año 2014 hasta 9.247 MMPCD y en el año 2019 a 11.947 MMPCD”; “Desarrollar las potencialidades existentes en el Cinturón Gasífero de Venezuela en los proyectos Rafael Urdaneta, Mariscal Sucre y Plataforma Deltana, para alcanzar una capacidad de producción de gas de 720 MMPCD para el 2014 y 2.030 MMPCD para el año 2019” y “Fortalecer y ampliar la cobertura de la red de distribución de metano con el fin de desplazar el consumo de GLP y brindar mayor calidad de vida a la población a través de tendido de 11.760 Km”.

En base a los objetivos del Plan Siembra Petrolera 2013-2019 anteriormente citados, PDVSA S.A., y su filial PDVSA GAS se ven en la necesidad de visualizar y diseñar proyectos para hacer viables tales objetivos.

Entre estos proyectos tenemos el plan de Gasificación Nacional, es un proyecto que tiene como objetivo gasificar 23 estados de la Nación, en un periodo comprendido entre los años 2004-2010. Enmarcado dentro de los planes de desarrollo endógeno, beneficiara a más de 3 millones de familias. Se prevé la instalación de 16000 kilómetros de redes de tubería PEAD y líneas internas de acero galvanizado.

Las poblaciones del Estado Vargas se ubican entre las zonas potenciales para continuar con la expansión del proceso de Gasificación Nacional, por

poseer un creciente desarrollo y se prevé que con el desarrollo de estos proyectos se apalanque el progreso económico sustentable de la región.

El objetivo de este trabajo de investigación es diseñar una propuesta del sistema de distribución de gas metano en las Parroquias de Catia La Mar, Urimare y Carlos Soublette, Estado Vargas, que es un sector donde actualmente no cuenta con una infraestructura de distribución de gas metano.

Este trabajo permitirá generar una propuesta de inversión para satisfacer la demanda actual y futura de la zona a través de una infraestructura con capacidad para un horizonte económico alrededor de 20 años.

CAPÍTULO I.

I. DESARROLLO DEL PROBLEMA

I.1. Planteamiento del problema

Actualmente el estado venezolano se encuentra desarrollando diversas políticas destinadas al aumento de la capacidad de producción, transporte, manejo y consumo de hidrocarburos, así como en el desarrollo social en alineación y articulación con los planes del ejecutivo nacional; que persigan lograr un nivel de desarrollo sustentable y sostenible en el tiempo.

Estas políticas están orientadas al desarrollo económico e industrial del país con miras al desarrollo social para el beneficio de las comunidades, considerando la utilización plena del potencial humano, el manejo eficiente de los recursos y el respeto al equilibrio del medio ambiente que brinden las posibilidades, facilidades y medios reales en el desarrollo de en los distintos espacios de la vida generando ciudadanos con conciencia comunitaria. Por otra parte, están enmarcadas en varios objetivos del “Plan Siembra Petrolera”. Citados a continuación: 1) ‘Alcanzar la producción de gas natural para el año 2014 hasta 9.247 MMPCD y en el año 2019 a 11.947MMPCD’. 2) ‘Desarrollar las potencialidades existentes en el Cinturón Gasífero de Venezuela en los proyectos Rafael Urdaneta, Mariscal Sucre y Plataforma Deltana, para alcanzar una capacidad de producción de gas de 720 MMPCD para el 2014 y 2.030 MMPCD para el año 2019’ y el 3). ‘Fortalecer y ampliar la cobertura de la red de distribución de metano con el fin de desplazar el consumo de GLP y brindar mayor calidad de vida a la población a través de tendido de 11.760 Km.’.

De acuerdo con estos planteamientos PDVSA, y su filial PDVSA Gas se ve en la necesidad de ampliar sus sistemas transporte y distribución para

satisfacer la demanda. Para ello es necesario crear la infraestructura necesaria para abastecer las diferentes familias venezolanas. Es entonces cuando surge el actual proyecto de gasificación de las Parroquias de Catia La Mar, Urimare y Carlos Soublette. Estado Vargas.

La gasificación es implementada y regida por el cumplimiento de un conjunto de normas y códigos entre los cuales está; los reglamentos internos de PDVSA, Ministerio de Energía y Minas, NORMAS COVENIN (sólo gas), código ASME de transmisión y distribución de gas, entre otros.

I.2. Justificación

Con la construcción de este sistema de distribución de gas metano se satisfará la demanda de las principales parroquias del estado Vargas como Catia La Mar, Urimare y Carlos Soublette. Esto ya que el diseño de dicho sistema partirá desde el gasoducto que suministra energía a la planta de generación eléctrica de Tacoa. De dicho gasoducto se hará un ramal industrial que derive en una estación de GNV. Y en esa misma estación de GNV se construirá una estación de distrito que dará inicio al diseño del sistema de distribución de gas metano.

Con la implantación de este sistema se prevé suministrar gas metano a clientes domésticos, industriales y comerciales de la región. Y esto impulsara el desarrollo sustentable de la región, mejorando la calidad de vida del ciudadano y cumpliendo con la política de gasificación nacional.

I.3. Objetivos

I.3.1. Objetivo General

Diseñar un sistema de distribución de gas metano doméstico de las Parroquias de Catia La Mar, Urimare y Carlos Soublette del Estado Vargas.

I.3.2. Objetivos Específicos

1. Establecer las zonas de estudio para la implementación del diseño del sistema de distribución de gas que cuenten con los requisitos mínimos para la gasificación.
2. Determinar la demanda potencial de Gas Metano de los clientes domésticos y comerciales las Parroquias Catia La Mar, Urimare y Carlos Soublette. Estado Vargas.
3. Determinar la proyección de la demanda de gas a futuro en dicha zona de estudio.
4. Diseñar el trazado de las redes de distribución de gas en los sectores establecidos, que empalmarán con las fases de gasificación a través del mapa cartográfico digital del área de estudio, con el uso del programa AutoCAD 2007.
5. Determinar el dimensionamiento óptimo de la longitud de tramo de tuberías, diámetros, presión, capacidad, a través del uso del simulador.
6. Determinar la factibilidad económica del proyecto.

I.4. Alcance del trabajo

El proyecto está orientado al diseño del sistema de distribución de gas metano para las Parroquias de Catia La Mar, Urimare y Carlos Soublette, Estado Vargas siendo parte del proyecto de gasificación nacional que involucra además para futuros análisis otras zonas del país, entre ellas, Miranda, Aragua, Carabobo, Lara, Falcón, Guárico, Bolívar, Monagas, Sucre y Nueva Esparta.

La primera fase de este proyecto se centra en la obtención información que ayude a determinar la demanda actual y a futuro de los clientes industriales, domésticos y comerciantes de la región.

Se procederá a hacer una visualización del área de estudio con ayuda de análisis de planos catastrales y planes de ordenamiento del Estado Vargas, para la selección de los clientes que cumplan los requisitos mínimos para gasificar, tal como cercanía a suministro de redes principales y que formen parte de una red vial pavimentada para luego trazar las rutas tanto industrial como doméstico del suministro de gas.

El dimensionamiento del sistema de distribución de gas metano se optimizará con la ayuda del simulador Stoner SynerGee Gas 4.3.2. (Simulador para análisis de estados estacionarios y sistemas de transición de gas), y así se dará un estimado de la inversión en los distintos sectores donde se realizará el diseño del Estado Vargas y ver cuales opciones son más rentables.

I.5. Limitaciones

Este proyecto se desarrollará a partir de otros proyectos, que se desarrolleen en el gasoducto de distribución que suministra energía a la planta de generación eléctrica de Tacoa. Para el desarrollo de la estación de gas natural vehicular (GNV), por esto se verá afectado en la capacidad de flujo y en la ejecución del mismo.

Si no se cuenta con un buen catastro actualizado de la zona de estudio, la determinación de parámetros como la determinación de la demanda potencial se verá afectada en cuanto a su precisión y la determinación de la factibilidad del diseño, su proyección a futuro y la optimización de los distintos parámetros del proyecto.

El dimensionamiento de las redes comerciales y doméstica respaldado con el simulador, dará un estimado de la inversión que se puede comparar en el ámbito económico por sectores y ver cuál es la opción más rentable y de menor costo para la empresa. Los estimados de los costos tienen un alto porcentaje de exactitud.

Por otro lado, los recursos que dispone la organización (PDVSA GAS) permite el desarrollo favorable de las actividades.

CAPÍTULO II.

II. MARCO TEÓRICO

II.1. Descripción de las parroquias a gasificar. Catia La Mar, Urimare y Carlos Soublette. Edo. Vargas

Catia La Mar es una parroquia ubicada al oeste del estado Vargas en Venezuela. Posee una superficie de 38 km² y una población de 96.722 Habitantes según censo 2011, así como una densidad poblacional de 2.545,3 km². Sus principales fuentes de ingresos son el comercio, el turismo y el transporte (muy cerca se localizan el Aeropuerto Internacional de Maiquetía Simón Bolívar y Puerto de La Guaira). La parroquia Catia La Mar fue fundada en el año de 1965 con el nombre de parroquia Olivares por el Consejo Municipal del Distrito Federal. Está ubicada entre las parroquias Carayaca y Urimare. Catia La Mar es la zona industrial del estado Vargas porque posee: Fábricas de pasta, harinas, bloques, cemento y vestidos.

La parroquia Urimare, es una de las 11 parroquias que conforman el municipio y el estado Vargas. Esta parte de Vargas, fue una de las parroquias que más se vio afectada al ocurrir la tragedia de Vargas (1999). La parroquia se le considera un trozo desgajado de la parroquia de Maiquetía. Su población es de 48.703 habitantes (censo 2011). En la parroquia cuenta con los siguientes barrios en su jurisdicción: Barrio Aeropuerto, Puerto Viejo, Playa Grande, Playa Verde, Mare; entre otros.

La parroquia debía su nombre al presidente Nº 53 de Venezuela, Raúl Leoni. Sin embargo en el año 2009 se cambió su nombre por Urimare, en honor a una cacica indígena.

La parroquia Carlos Soublette es una parroquia ubicada en la Ciudad de Maiquetía con una población de 33.067 Hab. Según censo 2011.

Dichas parroquias antes mencionadas se visualizan en la figura 1 mostrada a continuación.



Figura 1. Estado Vargas [Alcaldía de Vargas, 2013]

II.2. Breve Historia Del Gas Natural

Los primeros descubrimientos de yacimientos de gas natural fueron hechos en Irán entre los años 6000 y 2000 A.C. También se menciona el uso del gas natural en China hacia el 900 A.C. En China se reporta la perforación del primer pozo conocido de gas natural de 150 metros de profundidad en el 211 A.C. Los chinos perforaban sus pozos con varas de bambú y primitivas brocas de percusión, con el propósito expreso de buscar gas en yacimientos de caliza. Quemaban el gas para secar las rocas de sal que encontraban entre las capas de caliza.

El gas natural era desconocido en Europa hasta su descubrimiento en Inglaterra en 1659, e incluso entonces, no se masificó su utilización. La

primera utilización de gas natural en Norteamérica se realizó desde un pozo poco profundo en la localidad de Fredonia, estado de Nueva York, en 1821. El gas era distribuido a los consumidores a través de una cañería de plomo de diámetro pequeño, para cocinar e iluminarse.

A lo largo del siglo 19, el uso del gas natural permaneció localizado porque no había forma de transportar grandes cantidades de gas a través de largas distancias, razón por la que el gas natural se mantuvo desplazado del desarrollo industrial por el carbón y el petróleo. Un importante avance en la tecnología del transporte del gas ocurrió en 1890, con la invención de las uniones a prueba de filtraciones. Sin embargo, como los materiales y técnicas de construcción permanecían difíciles de manejar, no se podía llegar con gas natural más allá de 160 kilómetros de su fuente. Por tal razón, la mayor parte del gas asociado se quemaba en antorchas y el gas no asociado se dejaba en la tierra.

El transporte de gas por largas distancias se hizo practicable a fines de la segunda década del siglo 20 por un mayor avance de la tecnología de cañerías. En Estados Unidos entre 1927 y 1931 se construyeron más de 10 grandes sistemas de transmisión de gas. Cada uno de estos sistemas se construyó con cañerías de unos 51 centímetros de diámetro y en distancias de más de 320 kilómetros. Después de la Segunda Guerra Mundial se construyeron más sistemas de mayores longitudes y diámetros. Se hizo posible la construcción de cañerías de 142 centímetros de diámetro.

A principios de la séptima década del siglo veinte tuvo su origen en Rusia la cañería de gas más larga. La red de Northern Lights, de 5470 kilómetros de longitud, cruza los Montes Urales y unos 700 ríos y arroyos, uniendo Europa Oriental con los campos de gas de Siberia del Oeste en el círculo Ártico. Otra red de gas, más corta, pero de gran dificultad de ingeniería, es la que se extiende desde Argelia, a través del Mar Mediterráneo hasta Sicilia. El mar

tiene más de 600 metros de profundidad en algunos tramos de la ruta.
[Innnergy, 2013]

II.3. La industria del Gas Natural en Venezuela

En Venezuela la primera producción de gas natural, como un producto asociado al petróleo se registra en el año 1918. Más tarde, el reventón del pozo Barroso-2, en el estado Zulia, el 14 de diciembre de 1922, significó un hito no solo para la industria petrolera nacional sino también para la aparición del gas como fuerza impulsora del crudo, con un enorme potencial energético.

A comienzos de 1932, se iniciaron los planes para inyectar modestos volúmenes de gas propiciando mayor recuperación de petróleo a los yacimientos en la planta de reinyección de Quiriquire, en el estado Monagas.

Hasta 1940, prácticamente todo el gas producido fue vertido a la atmósfera, tal y como lo expresan citas puntuales, pues no había justificación económica para su uso así como tampoco se tenían los criterios de conservación del medio ambiente de hoy. Desde 1940 hasta los comienzos de la década de los años 1970, se caracterizó por el comienzo e incremento significativo de la inyección y utilización del gas.

En 1943, luego de largas sesiones de negocios con las compañías petroleras norteamericanas que tenían concesiones en Venezuela, el presidente Isaías Medina Angarita, promulgó la Ley de Hidrocarburos que unificó 10 leyes del país, declarando todos los aspectos de la exploración, explotación de yacimientos, manufactura, transporte y almacenamiento de hidrocarburos de utilidad pública y dispuso legislación de los mismos en todo el territorio nacional. Esto significó recaudar más altos impuestos y regalías mínimas del

16 2/3% que le dieron al gobierno una participación de 50-50 de todo el negocio petrolero.

La producción bruta de gas natural nacional para el año 2012, fue de 7.327MMPCD; aunque 187 MMPCD (2%) fue comprado a las empresas Chevron y ECOPETROL, a través del Gasoducto Transcaribeño Antonio Ricaurte. Por tal razón la disponibilidad de gas natural se ubicó en 7.514 MMPCD.

EL 70% de dicha producción fue destinado al consumo interno de PDVSA (inyección a yacimientos para recuperación secundaria, combustibles y otros), 2% se transformó en GNL y el otro 28% se utilizó en el mercado interno.

II.3.1 Reservas de Gas Natural en Venezuela

Las reservas probadas de gas natural de Venezuela son 196.406 MMMPCN al 31 de diciembre de 2012. Ubicando a Venezuela de octavo país con más reservas en el mundo y el primero de latino América, como se muestra en la figura 2. Constituyendo un cuadro fuerte de oferta a largo plazo de este recurso estratégico.

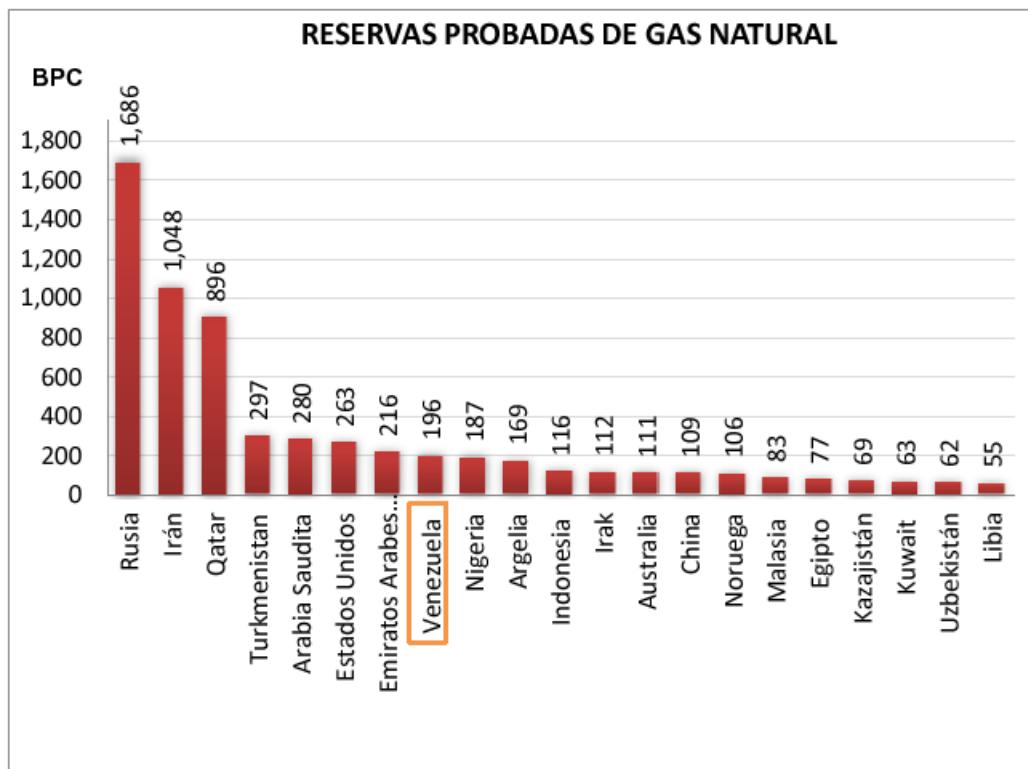


Figura 2. Ranking de reservas probadas de Gas Probadas [PDVSA, 2011]

El 68% de esas reservas probadas se encuentran en la zona oriental del país, 20% en la zona occidental, 12% en la Faja y 2% en la zona sur del país. El 85% de estas reservas probadas de gas natural corresponden a gas asociado al petróleo y 15% de gas no asociado. [PDVSA, 2012]

II.3.2. Proyectos de desarrollo de Gas Natural en Venezuela

II.3.2.1. Proyecto Gas Anaco (PGA)

Este proyecto se inició en el año 1999, cuando el Ministerio de Energía y Minas aprobó el desarrollo de los Campos de petróleo del área de Anaco, como campos de gas, para recibir el beneficio de la Ley Orgánica de Hidrocarburos Gaseosos, convirtiendo Anaco en el Distrito Gasífero de

Venezuela. Actualmente el proyecto tiene como objetivo sustituir la infraestructura existente con modernas instalaciones que permitan maximizar la capacidad de recolectar, comprimir y transferir la producción que se tiene en el Distrito Anaco (Edo Anzoátegui), para así luego contribuir con el suministro de gas al mercado interno de Venezuela y garantizar en los próximos 20 años la alimentación requerida por las plantas de extracción de GNL en las zonas aledañas.

Para finales del año 2012 alcanzó un avance físico de 54%, siendo los principales aspectos y logros:

- Puesta en marcha de los trenes de baja y alta TB-1 y TA-1.
- Firma de contrato con empresa constructora para la ejecución de la obra “Completación de la construcción del centro operativo y sistema de recolección del campo Santa Rosa y Zapato Mata R del proyecto Gas Anaco”.
- Culminada la obra “Vialidad de Acceso a Pozos Planta de Agua Santa Rosa II”.
- Ejecución de ingenierías complementarias obras civiles área del Flare, Sistema contra Incendio, DTI Compresión, AIT, Integración de Automatización, Línea de 13.8 kV.

En cuanto a su alcance, contempla la construcción de cinco centros operativos, exhibidos en la figura 3, con la finalidad de manejar en forma confiable y segura la producción de gas y petróleo de los campos asociados. Además, se procura la construcción de la infraestructura para interconectar los centros operativos del proyecto y la sala de control de producción Gas Anaco, con la finalidad de efectuar monitoreo, manejo de alarmas, tendencia

histórica de variables, simulaciones de producción, pruebas de pozos y manejo de activos.



Figura 3. Centros Operativos del Área de Anaco [PDVSA 2010]

II.3.2.2. Proyecto Gas San Tomé

En el año 2006 el Ministerio de Energía y Petróleo (MENPET), le consigna a PDVSA GAS, las áreas Centro-Norte del “Área Mayor de Oficina” en el oriente del País, la cual incluye los campos ubicados en las siguientes áreas: Área Sanvi-Güere, Área Mapiri-Boca-Chimire, Área Aguasay-Mata, Área Nipa-Güico-Guara y Área Oficina-Trico, tal como se muestra en la figura 4.

Este Proyecto desarrollaría la construcción de la infraestructura de superficie necesaria para manejar un máximo establecido de 600 MMPCD de gas, 30 MBD de petróleo, 21 MBD de agua e impulsar el desarrollo social en las áreas señaladas, al sur del Estado Anzoátegui. Los planes de este proyecto según el Informe de Gestión de PDVSA 2011 contemplan lo siguiente:

- La construcción de 38 estaciones de flujo, 8 estaciones de descarga, 8 plantas de tratamiento e inyección de agua, 8 plantas compresoras que admitan una capacidad total de 550 MMPCD / 152 MBH.
- La construcción de 150 Km del sistema de recolección de gas a baja presión, 180 km de líneas de flujo y 200 km de oleoductos y sistemas de transmisión de gas en alta presión.
- El costo total estimado del proyecto es de 1.400 millones de dólares, y se estima que culmine en el cuarto trimestre del 2016. El monto ejecutado de las obras en progreso, al cierre del año 2012 es, aproximadamente, de 182 millones de dólares. Este representa a la fecha un avance cercano al 15 %.



Figura 4. Áreas operativas del Proyecto San Tomé [PDVSA, 2010]

II.3.2.3. Proyecto Mariscal Sucre

Este proyecto fue originalmente llamado Cristóbal Colón, y se concibe como fue señalado, gracias al descubrimiento por parte de la empresa LAGOVEN (Antigua filial de PDVSA) en el año 1980, con los pozos exploratorios Patao 1, Mejillones 1, Dragón 1 y Los Testigos 1. Este enorme potencial de gas no asociado, estaría conformado por los Campos Río Caribe, Mejillones, Patao y Dragón ubicados al norte de la Península de Paria (Edo. Sucre).

La estatal PDVSA planificó en el año 2007 la ejecución de dos fases para el Proyecto Mariscal Sucre, en donde se estimaba llegar en la Primera Fase a 600 MMPCD en el año 2012, y luego para el año 2016 cumplir con la Segunda Fase llegando a producir un total de 1.200 MMPCD.

Para el año 2008, PDVSA daba inicio a las actividades de perforación con la contratación del primer Barco Taladro de dos que tenía previsto la estatal. Esta primera embarcación llamada Neptune Discoverer de la Empresa Neptune Marine de origen noruego, comenzaría el plan de poner a producir aproximadamente los 600 MMPCD de la Primera Fase.

Posteriormente, para finales del 2009 entraría en operación la Gabarra Aban Pearl como segunda unidad de perforación, que al cabo de unos meses se hundiría. Esto motivó, que a finales del 2010 arribara a aguas venezolanas el Barco Taladro Songa Saturno de la Empresa PetroSaudi.

Por otra parte, la estatal PDVSA para el año 2009 iniciaría una licitación para conformar empresas mixtas con el fin de acelerar la explotación de estos campos, pero debido a las políticas de negociación de la estatal esta no tuvo éxito, ya que se vuelven poco atractivas a las empresas inversionistas. En el año 2010, volvería a fracasar con otra licitación.

Para finales del 2011, PDVSA suscribe un acuerdo con la Empresa francesa Technip, para la extracción de 300 MMPCD de gas a finales del año 2012. También cabe recordar, que los objetivos en 2008 eran de alcanzar 600 MMPCD, meta de producción que ahora se estima alcanzar en el año 2013.

En principio este proyecto se basa en la perforación de 36 pozos, de los cuales en la mencionada Primera Fase se están perforando 16 pozos, compartidos entre los Campos Dragón y Patao. Para la segunda fase, se perforarían en los Campos Mejillones y Río Caribe los 20 pozos faltantes. Además este proyecto según el Informe de Gestión de PDVSA 2011 toma en cuenta la construcción de dos plataformas de producción, instalación de los sistemas de producción submarino, líneas de recolección y sistema de exportación y construcción de las siguientes instalaciones:

- 563 km de tuberías marinas.
- Urbanismo, vialidad, muelle de construcción y servicios en el Complejo Industrial Gran Mariscal de Ayacucho (CIGMA).
- Plantas de Adecuación y Procesamiento de Gas PAGMI.
- Generación de energía eléctrica (900 MW en Güiria y 450 MW en Cumaná, Estado Sucre).
- Redes de transmisión y distribución eléctrica, para que el gas proveniente de los desarrollos Costa Afuera pueda incorporarse al mercado interno, en el oriente del país, desarrollando en armonía con el ambiente, 70% de las reservas de gas no asociado y líquidos condensados de estos campos, con el objetivo de producir los mencionados 1.200 MMPCD de gas y 18 MBD de condensado.

Adicionalmente se incluye la construcción de la Sede de Macarapana y el Puerto de Hierro. En general, este proyecto se despliega en gran parte del

Estado Sucre y zona marítima al norte del mismo, puntualmente en las ciudades de Cumaná (área administrativa), Carúpano (Centro de adiestramiento y base de operación) y Güiria (Base de operaciones).

El proyecto tendrá una inversión aproximada de 15.718 millones de dólares para ejecutarse en el período comprendido entre los años 2008 y 2017.

II.3.2.4. Proyecto Plataforma Deltana

Este Proyecto comprende el desarrollo en exploración y explotación Costa Afuera, de una extensión de la Cuenca Oriental de Venezuela, al Noreste del Estado Delta Amacuro.

En la década de los 80, LAGOVEN una empresa ex-filial de PDVSA, realizó los trabajos de exploración de la Plataforma Deltana, confirmando la presencia de yacimientos de gas libre en el año 1983. El descubrimiento de este campo significó un aumento en las reservas probables de gas pero, no se desarrollo producto de los bajos precios del gas en esa época.

Es a partir del año 2002, que PDVSA inicia una campaña de exploración y delineación de los bloques en el área, con el objetivo de identificar y cuantificar reservas que ayudarían a cubrir las necesidades de gas en el mercado interno.

La Plataforma Deltana cuenta con un área de 9.441 kilómetros cuadrados dividida en cinco (5) Bloques. En el 2003 se otorgaban las primeras licencias para operar en los Bloques 2 y 4 de la Plataforma Deltana, y en el 2004 se entregó el Bloque 3. Faltaban por otorgarse los Bloques 1 y 5. En la figura 5, puede verse la ubicación de cada uno de los Bloques de la Plataforma Deltana.

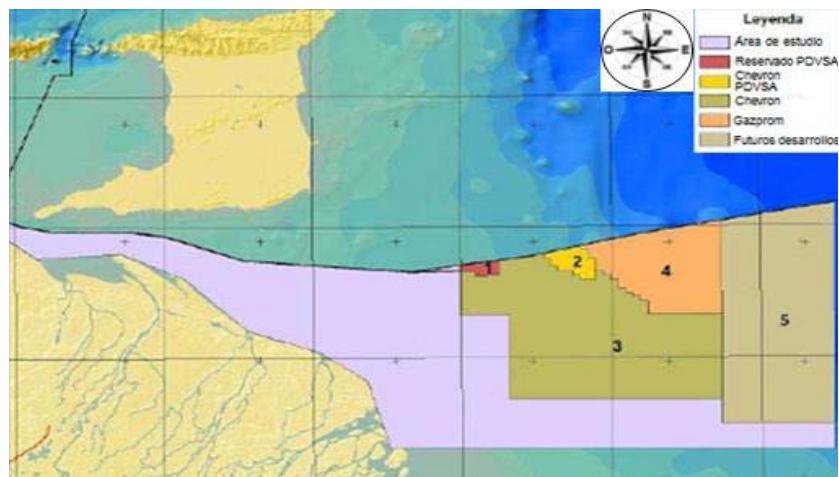


Figura 5. Bloques de la Plataforma Deltana [USB, 2010]

Las reservas de hidrocarburos en estos bloques, se extienden más allá de los límites entre Venezuela y Trinidad & Tobago. Por esta razón, se están desarrollando una serie de proyectos de unificación de yacimientos con el país colindante, con la finalidad de manejar y administrar de manera efectiva y eficiente la exploración y explotación de los yacimientos que estén compartidos. Con este proyecto se prevé obtener una producción de gas de 1.000 MMPCD, dirigida a satisfacer la demanda del mercado interno y otra parte para la exportación.

II.3.2.5. Proyecto Rafael Urdaneta

El Proyecto Rafael Urdaneta comprende el desarrollo del área costa afuera del Golfo de Venezuela y Falcón Noreste, que aproximadamente alcanzan una extensión de 30.000 kilómetros cuadrados.

En el año 2005 comenzaba el proceso de licitación, el cual fue realizado en dos etapas. En la primera etapa, se licitaban la licencia de tres bloques, de los cuales Gazprom ganaba la licencia de Urumaco I y II, mientras que Chevron ganaba la licencia de Cardón III. En la segunda etapa se ofertaban cinco bloques más, en donde Wincler Oil & Gas se hacía del bloque

Castillete Noreste II, Petrobras y Teikoku del bloque Moruy II, y Repsol YPF y Eni de Cardón IV. Los Bloques Cardón II y Urumaco III fueron declarados desiertos. En la figura 6, se muestra la ubicación de los bloques del Proyecto.



Figura 6. Mapa del Golfo de Venezuela (Proyecto Rafael Urdaneta) [PDVSA, 2011]

Como se hizo mención, las compañías ganadoras recibieron sus licencias de explotación a 30 años. El total de las ofertas recibidas entre las dos fases por parte de las empresas ganadoras fue de aproximadamente 150 millones de dólares. La figura 6, hace referencia a otra etapa que está por definirse en una futura licitación.

El proyecto según el Informe de Gestión de PDVSA 2011 tiene como principal objetivo descubrir, cuantificar y explotar los yacimientos de gas libre para satisfacer la demanda energética de la Región Occidental de

Venezuela, principalmente la del Centro Refinador Paraguaná (CRP). También permitiría el suministro necesario para la aplicación de métodos de recuperación secundaria en los yacimientos del Lago de Maracaibo.

Además una vez cubierto el mercado interno, se aprobaría la transferencia de gas a otros países, mediante la interconexión que tienen los Gasoductos Antonio Ricaurte y el ICO (Interconexión Centro Occidente).

De los Bloques que se desarrollan actualmente, el Bloque Cardón IV toma gran interés por parte del Proyecto Rafael Urdaneta, debido a que el Campo Perla, perteneciente a este Bloque es el único que ha conseguido reservas comerciales hasta la fecha. Con reservas probadas de gas no asociado que alcanzan 8,9 BPC, se prevé un plan de producción, recolección y acondicionamiento de gas en tres fases, como sigue a continuación:

Primera Fase: Existe un compromiso de producción temprana para finales de este año 2012 de unos 80 a 100 MMPCD, con 2 o 3 MBD de condensados, y para el 2013 unos 300 MMPCD adicionales, mediante la perforación de 6 pozos, colocación de una plataforma HUB y un tren de tratamiento; por tanto; la producción de la primera fase pudiera alcanzar los 400 MMPCD.

Segunda Fase: Se estima alcanzar a una producción de 800 MMPCD en el año 2016 con 11 MBD de condensados de 50° API, con la perforación adicional de 13 pozos y un segundo tren de tratamiento.

Tercera Fase: Se espera llegar a una producción total de 1.200 MMPCD en el año 2019 con 32 MBD de condensados de 50° API; con la perforación de 7 pozos e instalación de un tercer tren de tratamiento de gas. A partir de esta fase se estima la colocación de trenes de compresión para mantener la presión del yacimiento, extendiendo así el plan de producción.

El desembolso acumulado por Cardón IV en el año 2011, alcanzó la cantidad de 552 millones de dólares. De acuerdo a todo lo representado no sería consciente hacer un bosquejo del avance real que presenta el Proyecto Rafael Urdaneta, cuando el mismo presenta a la fecha varios bloques sin licencias operativas.

II.3.2.6. Proyecto Interconexión Centro Oriente-Occidente (ICO)

Este proyecto daba sus inicios en el año 2004 con la premisa de conectar los sistemas de transmisión de Gas Natural de la Región Centro-Oriental de Venezuela, con el sistema de transmisión de la Región Occidental, a fin de contribuir con el suministro adicional de 450 MMPCD de gas a esa zona del país, expandiendo la entrega de gas a otras regiones y ciudades dentro de la Nación, y a largo plazo, exportar gas hacia Colombia, Centro y Suramérica. En líneas generales este proyecto incluye el diseño y construcción de:

- Un gasoducto de 300 km de longitud con un diámetro de 30" a 36".
- Tres plantas compresoras, una en Morón de 54.000 Hp, una planta en Los Morros de 72.000 Hp y otra en Altagracia de 54.000 Hp, tal como se muestra en la figura 7.

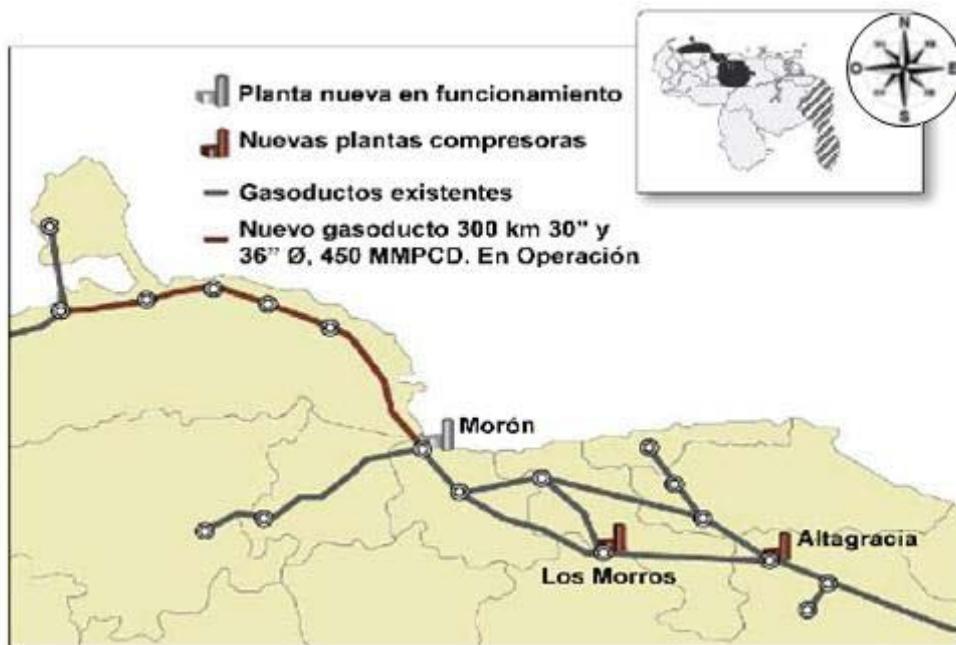


Figura 7. Interconexión Centro Oriente Occidente [PDVSA, 2010]

En el año 2006, según el gerente de este proyecto, se colocaba en operación 106 km del gasoducto, el cual conectaba los Campo La Vela y Cumarebo.

Actualmente, se lleva a cabo la construcción de la Planta Compresora Altavista en el Edo Guárico, la cual representa la fase final de este proyecto, que consta de dos subsistemas de compresión: Altavista-Guacara y Altavista-Arichuna-Litoral. Además esta planta contará con tres unidades de compresión, con las cuales se tendrá una capacidad instalada que permitirá manejar 654 MMPCD de gas aproximadamente. Esto podría garantizar revertir la producción proveniente de Colombia.

PDVSA estima para este proyecto una inversión total de 891 millones de dólares, el cual se completó en el año 2012 y se encuentra transmitiendo unos 120 MMPCD a las refinerías desde Morón, González (2012).

II.3.2.7. Gasificación Nacional

El Plan de Gasificación Nacional en Venezuela, a través de PDVSA GAS en un periodo comprendido entre los años 2004-2016, enmarcado dentro de los planes de desarrollo endógeno, beneficiara a más de 3 millones de familias venezolanas con gas metano directo por tubería, su fórmula es CH₄, es más ligero que el aire, incoloro, inodoro e inflamable. Por ello, se prevé la instalación de 16.000 kilómetros de redes de tubería PEAD (polietileno de alta densidad) y líneas internas de acero galvanizado en los hogares. De igual forma se garantiza el servicio continuo de gas licuado de petróleo que normalmente es gaseoso a temperatura ambiente y presión atmosférica compuesto principalmente de Propano. Se contempla beneficiara a más de 500 mil hogares ubicados en los sectores que debido a su topografía, accesibilidad, complejidad técnica, dispersión y baja densidad poblacional, no pueden ser beneficiados con gas directo en el corto plazo, mediante la construcción de 9 plantas comunitarias de llenado de cilindros (bombonas) ubicadas en diferentes estados del país.

El objetivo es gasificar las zonas pobladas de la República Bolivariana de Venezuela, a través de la instalación de redes de distribución de Gas Metano, a fin de satisfacer la demanda de estos servicios, en los sectores doméstico y comercial, con la visión de liberar GLP para exportación, favorecer el desarrollo comunitario y aumentar el nivel de calidad de vida de la población privilegiando a las comunidades de menores recursos. En la figura 7 se muestran las primeras zonas a gasificar del país.



Fig. 8. Primeras Ciudades a Gasificar [PDVSA GAS]

Según el informe anual de PDVSA 2012 este proyecto alcanzó un avance físico de 46% y se han gasificado 102.109 familias en todo el territorio nacional:

- Firmado contrato entre PDVSA Gas y consorcio portugués, para ejecución de Ingeniería Básica del anillo principal que suministrará gas metano directo a la ciudad de Cumaná.
 - Región Gran Caracas actualmente realiza Proyectos con las Delegaciones China, Rusa y Bielorrusa, así como reubicación del Gasoducto Caracas Lateral (tramo Fuerte Tiuna), para gasificar 23.000 Familias, enmarcados dentro de la Gran Misión Vivienda Venezuela.
 - En proceso de conformación la Empresa Nacional de Gasificación de Ciudades, S.A.

II.4. Origen del Gas Natural

El origen geológico del gas natural es semejante y en algunos casos igual al del petróleo. Existen dos (2) teorías fundamentales que explican su origen, tales como: la teoría biológica y la teoría no biológica. La teoría biológica sostiene que el gas fue creado durante el período carbonífero de la formación de la Tierra, hace 280 a 345 millones de años, por la descomposición de las plantas y animales que murieron y cuyos restos fueron arrastrados a las profundidades de antiguos lagos y océanos; dicha teoría señala que mucha de esa materia orgánica fue descompuesta por el aire u oxidada y se perdió en la atmósfera pero otra fue enterrada antes de que se marchitara y depositada en aguas estancadas libres de oxígeno, que previnieron su oxidación. Con el paso del tiempo, la arena, el lodo y otros sedimentos arrastrados por las corrientes se compactaron en las rocas. Estos estratos apilados, causaron que la materia orgánica quedara preservada en las rocas sedimentarias y éstas, por su peso, crearon presiones y calor lo que originó el cambio de ese material orgánico en gas y petróleo. La temperatura es el factor principal en la formación de crudos y de allí es que se conoce el gas biogénico o microbiano, casi metano puro. En cambio, la teoría no biológica sostiene que el gas fue creado cuando el carbón transportado a la Tierra por meteoritos, depositó abundante hidrógeno en la atmósfera originando la formación de hidrocarburos los cuales se calentaron produciendo metano. [ENEVAS, 2013]

II.4.1. Definición de Gas Natural

Se denomina gas natural al formado por los miembros más volátiles de la serie parafinita de hidrocarburos, principalmente metano, cantidades menores de etano, propano y butano. Además puede contener porcentajes muy pequeños de compuestos más pesados. Es posible conseguir en el gas natural cantidades variable de otros gases no hidrocarburos, como dióxido de

carbono, sulfuro de hidrógeno, nitrógeno, helio, vapor de agua, etc. [PDVSA GAS, 1997]

II.5. Propiedades y Características del Gas Natural

II.5.1. Clasificación del Gas Natural

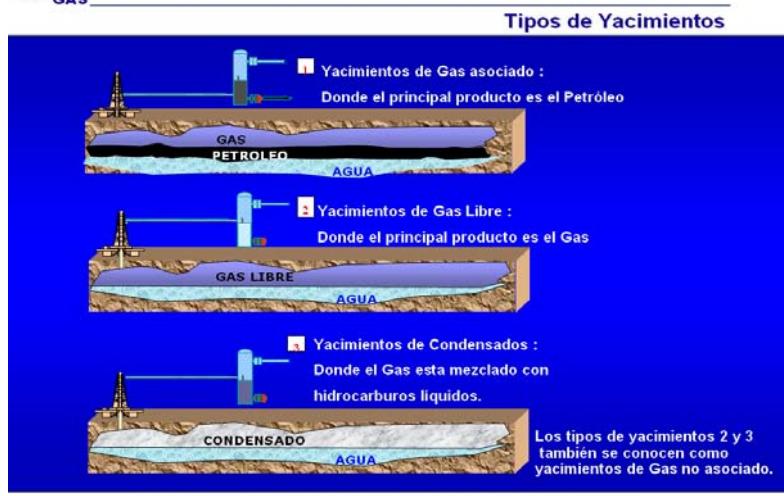
II.5.1.1. De acuerdo a su ubicación en el substituto

El gas natural puede ser caracterizado por la forma en que se encuentre a nivel de yacimiento, tal como se indica a continuación:

Yacimiento de Gas Libre o No Asociado: Es cuando el yacimiento se encuentra sin petróleo o con mínima cantidad de este, son completamente de gas. En estos casos, este gas se denomina Gas Libre y es un gas rico en metano (CH_4) con poca cantidad de elementos pesados.

Yacimiento de Gas Asociado: Corresponde cuando el gas esta en solución con el petróleo al nivel de yacimiento o se consigue como una capa ubicada en la parte superior del crudo, debido a la diferencia de densidades. Normalmente el gas asociado es rico en componentes pesados.

Yacimiento de Gas Condensado: es cuando el yacimiento produce grandes cantidades de hidrocarburos líquidos, aunque se encuentre en forma de gas a nivel de yacimiento. En las figura 9 y 10 vemos un esquema típico de yacimiento de hidrocarburos, y la ubicación de estos yacimientos en el mapa de Venezuela.



Industria del Gas Natural en Venezuela / JORNAGAS, Noviembre 2003

Figura 9. Esquema de Yacimientos de Hidrocarburos [PDVSA GAS, 2003]

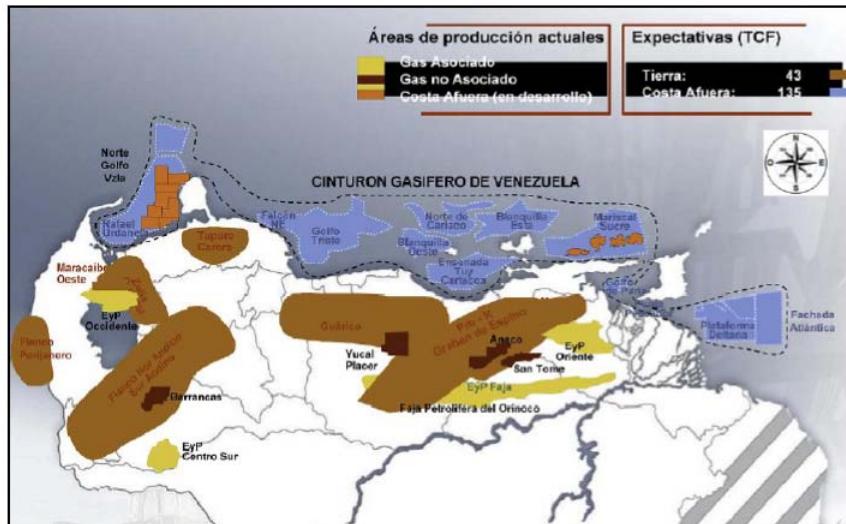


Figura 10. Ubicación de los yacimientos de gas en Venezuela [PDVSA GAS, 2010]

II.5.1.2. De acuerdo a su composición y propiedades fisicoquímicas:

De acuerdo a los componentes que se encuentran presentes en el Gas Natural recibe una denominación específica, que indica de manera cuantitativa la composición de la mezcla. Es necesario hacer esta diferenciación, ya que de acuerdo a los componentes existentes, el gas puede ocasionar problemas tanto desde el punto de vista operacional, como de procesamiento y requerirá diferentes tratamientos para su manejo. La clasificación es la siguiente: [ENAGAS, 2013]

Gas Rico: es aquel gas natural del cual se puede obtener apreciables cantidades de hidrocarburos líquidos (C_{+3}^+) debido a que contiene alta proporción de componentes pesados. Es muy utilizado en la petroquímica y en la elaboración de la gasolina natural.

Gas Pobre: está formado prácticamente por metano (85-90%). Se utiliza directamente como combustible o proyectos de mantenimiento de presión de yacimientos, también en la producción de hidrógeno.

Gas Húmedo: gas con un contenido de humedad mayor a 112,11 mg de agua por m^3 de gas.

Gas Seco: gas con un contenido de humedad menor a 112,11 mg de agua por m^3 de gas.

Gas Agrio: es el que posee altos contenidos de CO_2 y derivados del azufre (sulfuro de hidrógeno, mercaptanos, sulfuros y disulfuros). Posee más de 4 ppmv de H_2S .

Gas Dulce: es aquel que no contiene o contiene muy poco (trazas) H_2S y CO_2 , posee menos de 4 ppmv de H_2S .

En la siguiente tabla vemos una comparación entre las dos clasificaciones del gas natural y los valores de los principales componentes.

Tabla 2.1. Clasificación por composición [UNAM, 2013]

Denominación Estándar	Gas Dulce Seco	Gas Amargo Seco	Gas Dulce Húmedo	Gas Amargo Húmedo
Componente	Gas No Asociado		Gas Asociado	
Etano	<10%	<10%	>10%	>10%
H₂S	<1%	>1%	<1%	>1%
CO₂	<2%	>2%	<2%	>2%

II.5.2. Composición del Gas Natural

El gas natural es una mezcla de hidrocarburos parafínicos, principalmente metano (CH_4) y proporciones menores decrecientes etano, propano y butano, pentano así como trazas de otros gases como vapor de agua, sulfuro de hidrógeno, dióxido de carbono, nitrógeno, helio y gases inertes. Como el gas sale del yacimiento se obtiene con impurezas que con procesos de tratamiento se eliminan las impurezas y se separan los componentes quedando la composición final la siguiente:

Tabla 2.2. Composición del Gas Natural [PDVSA GAS, 1997]

Componente	Fórmula Química	Variación % Molar
Metano	CH ₄	55,00-98,00
Etano	C ₂ H ₆	0,10-20,00
Propano	C ₃ H ₈	0,05-12,00
n-Butano	C ₄ H ₁₀	0,05-3,00
Iso-Butano	C ₄ H ₁₀	0,02-2,00
n-Pentano	C ₅ H ₁₂	0,01-0,80
Iso-Pentano	C ₅ H ₁₂	0,01-0,80
Hexano	C ₆ H ₁₄	0,01-0,50
Heptano y más Pesados	C ₇ ⁺	0,01-0,40
Nitrógeno	N ₂	0,10-0,50
Dióxido de Carbono	CO ₂	0,20-30,00
Oxígeno	O ₂	0,09-0,30
Sulfuro de Hidrógeno	H ₂ S	Trazas-28,00
Helio	He	Trazas-4,00

Así como se muestra en la Figura 11, su composición también suele clasificarse en tres grupos, aquellos compuestos que se aprovechan mayormente como combustibles y materia prima, los que actúan como

diluyentes y un tercer grupo el cual se denomina contaminante [PDVSA, 1994]:

- 1.- Combustibles: están constituidos por hidrocarburos saturados o parafínicos, tales como el metano que constituye del 70 al 90% en volumen de mezcla, el etano del 3 al 10%, el propano del 1,5 al 5%,y otros componentes restantes que se encuentran en concentraciones inferiores.
- 2.- Diluyentes: son compuestos gaseosos que disminuyen el poder calorífico del gas y por lo general son prácticamente inertes, entre los más comunes están: nitrógeno, vapor de agua, dióxido de carbono, oxígeno, helio, argón, criptón, y xenón.
- 3.- Contaminantes: son aquellos componentes que pueden originar problemas de seguridad y/o ocasionar daños a las instalaciones de manejo y transporte del gas. Los contaminantes más comunes son los siguientes: sulfuro de hidrógeno y azufre orgánico y libre.

En la siguiente figura se muestra un diagrama esquemático de los componentes del gas natural.

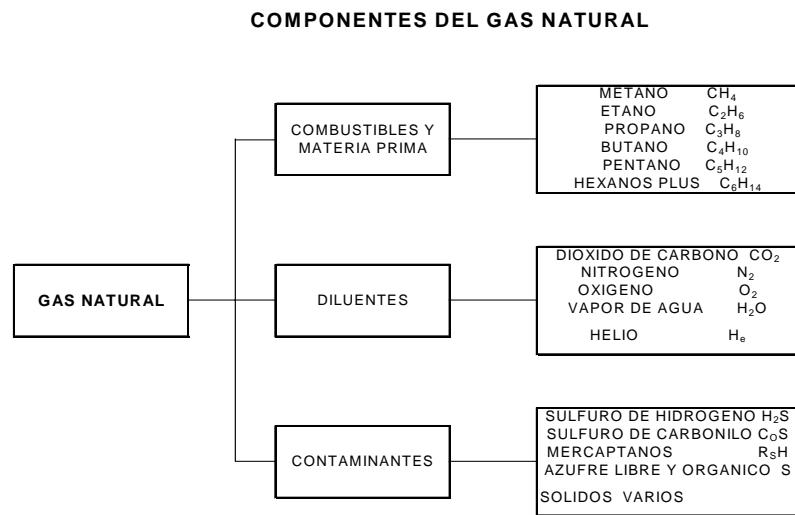


Figura 11. Clasificación del gas según su composición [PDVSA GAS]

II.5.3. Propiedades físicas del Gas Natural

Las propiedades físicas del gas natural o gas metano comercial (nombre que obtiene cuando pasa por los sistemas de transmisión y los sistemas distribución) varían en función de las fracciones molares de sus componentes. Por lo tanto es común utilizar propiedades que representan el comportamiento del gas bajo varias condiciones de proceso. Las propiedades físicas más utilizadas en la distribución del gas natural son las siguientes:

II.5.3.1 Poder Calorífico Del Gas

El poder calorífico de un gas es el calor liberado cuando se quema un pie cúbico estándar de gas, sin incluir el vapor de agua. El poder calorífico se expresa en BTU/pie³ y su valor para el gas oscila entre 950 y 1150 BTU/pie³. Los dos instrumentos más usados en la industria del gas para medir el poder calorífico son los calorímetros tipo Junker y Thomas. El poder calorífico

permite establecer límites aceptables de contenido de compuestos diluyentes en el gas, los cuales esencialmente reducen su poder calorífico. La ecuación del poder calorífico viene representada por:

$$\text{Poder Calorífico} = \frac{\text{Masa de agua (lbs)} \times \text{Elevación Temperatura (°F)}}{\text{Volumen de gas Quemado (pie)}} \quad (1)$$

II.5.3.2. VOLUMEN NORMALIZADO

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

Tabla 2.3. Condiciones Base

Presión Base	Temperatura Base
14,7 PSIA (101,325 KPA)	60 °F (15,6 °C)

Así, se define un pie cúbico a condiciones normales (PCE), como la cantidad de gas contenido en el volumen de un pie cúbico, cuando la presión ejercida por dicho gas es de 14,7 psia a una temperatura de 60 °F.

II.5.3.3. PESO MOLECULAR

Una característica fundamental de todo compuesto es el peso molecular. En una mezcla de gases, por ejemplo, solo se puede hablar del peso molecular aparente, que es el resultado de la suma del peso molecular de cada

compuesto puro multiplicado por su fracción molar. Así, para el gas natural esta propiedad dependerá del porcentaje de cada uno de sus componentes. El peso molecular promedio del gas natural utilizado por PDVSA-Gas, está fijado en un valor de 19,26 g/gmol (ISO 6976:2005).

II.5.3.4. Gravedad específica de un Gas

Se define gravedad específica de un gas, a la razón de la densidad de un gas a determinada presión y temperatura a la densidad del aire a la misma temperatura y presión, generalmente (60 °F) y presión atmosférica (14.7 psia). Mientras que la densidad de los gases varía con la temperatura y la presión, la gravedad específica es independiente de estos factores, siempre y cuando el gas siga la ley de los gases ideales, es decir cumplen con las siguientes propiedades:

- El volumen ocupado por las moléculas es insignificante con respecto al volumen ocupado por todo el gas.
- No hay fuerzas atractivas o repulsivas entre las moléculas del gas o entre las moléculas del gas y las paredes del recipiente que lo contiene.
- Todas las colisiones en el interior del gas son consideradas elásticas, lo cual implica que no existe liberación de energía interna por colisiones generadas.

A continuación se presenta la relación del peso específico relativo de un gas:

$$\text{p.e.r.} = \frac{\rho_s}{\rho_a} \quad (2)$$

II.5.3.5. Viscosidad

La viscosidad expresa la facilidad que tiene un fluido, para fluir cuando se le aplica una fuerza externa. El coeficiente de viscosidad absoluta, o simplemente la viscosidad absoluta de un fluido es una medida de su resistencia al desplazamiento o a sufrir deformaciones internas. La viscosidad de un gas aumenta con la temperatura.

II.5.3.6. Densidad

La densidad de una sustancia se define como la masa de dicha sustancia por unidad de volumen. También se define como el inverso del volumen específico.

$$\rho_{gas} = \frac{P * M(g)}{Z * R * T} \quad (3)$$

Dónde:

ρ_{gas} = Densidad del gas (Lb/ft³)

P = Presión del gas (Psia)

M (g) = Peso molecular del gas (Lb/Lb.mol)

Z = Factor de compresibilidad

R= Constante universal de los gases 10,73 (Psia*ft³/Lb.mol*°R)

T = Temperatura del gas (°R)

II.5.3.7. Densidad Relativa

Se define como la relación entre la densidad del gas a la densidad de una sustancia base, a las mismas condiciones de presión y temperatura. Para el caso de los gases, se toma aire, como la sustancia base.

$$\rho = \frac{\rho_{\text{gas}}(p, t)}{\rho_{\text{aire}}(p, t)} \quad (4)$$

II.6. Especificaciones de calidad del Gas Natural

Es necesario que el Gas Natural extraído cumpla con ciertas especificaciones para el transporte y la comercialización, ya que este contiene impurezas y elementos contaminantes. En la tabla 2.3, con datos proporcionados por ENAGAS, para el 1 de enero de 2012, se muestran los valores mínimos y máximos permitidos de los componentes del Gas Natural. Es importante mencionar, que los componentes que no se encuentran en la tabla se rigen por las especificaciones dictadas en Normas COVENIN 3568-1:2000, 3568-2:2000 y ISO 133686:1998.

Tabla 2.4. Especificaciones de calidad del Gas Natural [ENAGAS, 2012]

Componentes	Valores	
	Mínimo	Máximo
Sulfuro de Hidrógeno (H ₂ S)	-	4,16 ppm molar
Monóxido de Carbono (CO)	-	0,1% molar
Dióxido de Carbono (CO ₂)	-	2% molar
Agua (H ₂ O)	-	5,625 lb/MMPC
Nitrógeno (N ₂)	-	1% molar
Hidrógeno (H ₂)	-	0.1% molar
Oxígeno (O ₂)	-	0.1% molar
Azufre	-	18,42 ppm molar
Mercurio (Hg)	Menores 0,01 µg/Nm ³	
Metano (CH ₄)	-	-
Etano (C ₂ H ₆)	-	12%
Propano (C ₃ H ₈)	-	3%
Butano+ (C ₄ H ₁₀ ⁺)	-	1,5% molar
Hidrocarburos Insaturados	-	0,2% molar

Otros de los parámetros que son importantes regular para que el Gas cumpla con las condiciones de calidad son: la temperatura de rocío, el poder calorífico del hidrocarburo y el índice de Wobbe (combustión del gas). A continuación en la tabla 2.5, extraída de ENAGAS, se observan los valores mínimos y máximos para los parámetros mencionados.

Tabla 2.5. Especificaciones para los parámetros de poder calorífico bruto, temperatura de rocío e Índice de Wobbe [ENAGAS, 2011]

Parámetros	Valores	
	Mínimo	Máximo
Poder Calorífico Bruto	950 BTU/PC	1148 BTU/PC
Temperatura de Rocío	Diferencial 20 °C con respecto a la Temperatura Ambiental	
Índice Wobbe	1312,97 BTU/PC	1392.65 BTU/PC

Las especificaciones de calidad del Gas Natural varían según cada país, ya que se rigen por distintas normativas.

II.7. Entes reguladores

Los entes reguladores son aquellos organismos y/o empresas que se encargan de prestar un servicio al sector consumidor y su principal objetivo es controlar la aplicación y cumplimiento de todas aquellas normas, licencias y contratos implementados que regulan la relación consumidor-empresa, funcionando como intermediario entre estos.

II.7.1. Ente regulador del Gas Natural en Venezuela

Ente Nacional del Gas (ENAGAS): Es un organismo adscrito al Ministerio del Poder Popular para la Energía y Petróleo. Su creación fue aprobada en el año 1999 a través de la Ley Orgánica de Hidrocarburos Gaseosos (LOHG). Su objetivo es coordinar de manera integrada los sectores involucrados en las actividades del sector del Gas en las áreas de explotación, procesamiento, transporte, distribución, y almacenamiento, para satisfacer a los consumidores, y generando así la expansión de la industria del gas.

II.8. Manejo de Gas Natural

La producción y utilización del gas natural presenta una gran variedad de consideraciones que se traducen en inversiones y costos de operaciones que conducen a la realidad económica de las alternativas comerciales. Estas consideraciones podemos agruparlas en diferentes módulos las cuales se describen a continuación.

II.8.1 Gas en el Yacimiento

Las operaciones de manejo de gas natural comienzan en el yacimiento, en el cual se encuentra como gas natural asociado del petróleo (gas asociado) y el gas libre (no asociado), el gas se encuentra inicialmente en el yacimiento a cierta presión y temperatura. La magnitud de la presión original es de gran importancia porque esta es la energía del yacimiento de la cual depende:

- a) El flujo de gas del yacimiento al pozo y del fondo de éste a la superficie.
- b) Pronósticos de declinación de la presión en relación al volumen acumulado de gas producido durante la vida productiva del yacimiento.
- c) Determinar su declinación y acercamiento a la presión de rocío, o sea la presión a la cual se empieza a manifestar la condensación de los líquidos en el yacimiento esto en el caso de gas húmedo y gas condensado.

El objetivo que se busca en este módulo es mejorar el flujo de crudo y gas en los yacimientos a través de medios porosos.

II.8.2. Flujo de Gas del Fondo del Pozo a la superficie

Del yacimiento al fondo del pozo y de allí hasta el cabezal y luego a través de las instalaciones en la superficie, el comportamiento del flujo de gas y sus componentes se rige por las relaciones presión, volumen, temperatura.

En este módulo es importante que se mantengan estas relaciones adecuadamente en el yacimiento y en el pozo de manera que no exista condensación de líquido en esos dos sitios.

El comportamiento y el manejo del yacimiento y de los pozos de gas influyen en la eficiencia de la producción (productividad de los pozos) y en el aprovechamiento óptimo de las posibilidades de la mayor extracción de líquidos del gas natural.

II.8.3. Recolección de Gas

El sistema de recolección de flujo de gas, en superficie consiste en la sección de la tubería y accesorios o elementos que sirven para transmitir el gas producido desde el comienzo del pozo hasta instalaciones de tratamiento del campo. Estas instalaciones pueden tratar el gas proveniente de uno o varios pozos.

II.9. Procesamiento del Gas Natural

En una publicación (Reglamento de la Ley Orgánica de Hidrocarburos Gaseosos, 2000, p. 7) se define procesamiento como una actividad cuyo objetivo principal consiste en separar y fraccionar los componentes hidrocarburos del gas, a través de cualquier proceso físico, químico o físico-químico, es decir, que el objetivo principal de esta etapa consiste en obtener los componentes que conforman el gas, siendo este una materia prima, a través de un proceso de transformación.

II.9.1. Tipos de procesamiento

Existen dos tipos de procesamiento, el que se realiza directamente en campo y el que se realiza para la extracción de los productos comerciales. Del

procesamiento realizado en campo, es decir, directamente después de la extracción del gas, existen las siguientes etapas:

Separación: Se refiere al proceso en donde se somete el gas a los procesos de separación de líquidos (petróleo, condensado y agua) en recipientes metálicos a presión llamados separadores, según PDVSA, 2005.

Endulzamiento: En este proceso va dirigido hacia la remoción del H₂S y el dióxido de carbono del Gas Natural.

Deshidratación: Consiste en la remoción de agua del gas.

Control del punto de rocío: Este proceso consiste en regular las condiciones de presión y temperatura del gas, para evitar la condensación de hidrocarburos.

II.10. Almacenamiento, distribución y transporte del Gas Natural

En cada uno de los procesos por los que es sometido el gas natural, desde la extracción hasta llegar a su destino final (consumidor), es imprescindible tener las disposiciones aptas para el almacenamiento, distribución y transporte.

II.10.1. Almacenamiento del Gas Natural

El almacenamiento de gas se refiere a toda actividad para mantener en un depósito el gas temporalmente (Reglamento de la Ley de Hidrocarburos Gaseosos, 2000). Las razones de almacenamiento son para poder satisfacer altos consumos de energía, respaldar la entrega del gas en caso de fallas a nivel de suministro, cubrir la demanda estacional, incrementar el factor de utilización de las tuberías y para la conservación de energía (Rondón, 2008).

Citando el artículo 22º de la Ley Orgánica de Hidrocarburos Gaseosos (LOHG), “Las actividades concernientes a la exploración y explotación de hidrocarburos gaseosos no asociados, así como las de procesamiento, almacenamiento, transporte, distribución, industrialización, comercialización y exportación, podrán ser realizadas directamente por el Estado o por entes de su propiedad, o también por personas privadas nacionales o extranjeras, con o sin la participación del Estado. Las actividades a ser realizadas por personas privadas nacionales o extranjeras, con o sin la participación del Estado, requerirán licencia o permiso, según el caso, y deberán estar vinculadas con proyectos o destinos determinados, dirigidos al desarrollo nacional, conforme al artículo 3º de esta Ley”, de manera que el desarrollo de las actividades mencionadas pueden ser ejecutadas por el Estado o empresas privadas.

En la figura 12, se muestra una ilustración de las etapas por la que pasa el gas natural hasta llegar al consumidor final.



Figura 12. Cadena de Valor del Gas Natural.

II.10.2. Distribución

Se define como todo el conjunto de actividades que permiten 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 Doméstica. (ENAGAS, 2012).

II.10.3. 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 (ENAGAS, 2012).

El gas natural licuado o GNL, se obtiene gracias a un proceso de licuefacción en donde a altas presiones y bajas temperaturas el gas se transforma en líquido. El propósito de la transformación a líquido es que facilita su transporte y una vez que llega a su destino este es regresado a su estado gaseoso. El medio de transporte de GNL son barcos especializados para esta carga que se tienen por nombre “barcos metaneros”. En la figura 13, se puede observar la imagen del campo de producción flotante de la compañía Shell Australia, con un metanero cargando a un lado y la comparación de la longitud de este campo, cabe destacar que estos barcos son sumamente costosos y requieren de tiempo para su construcción.

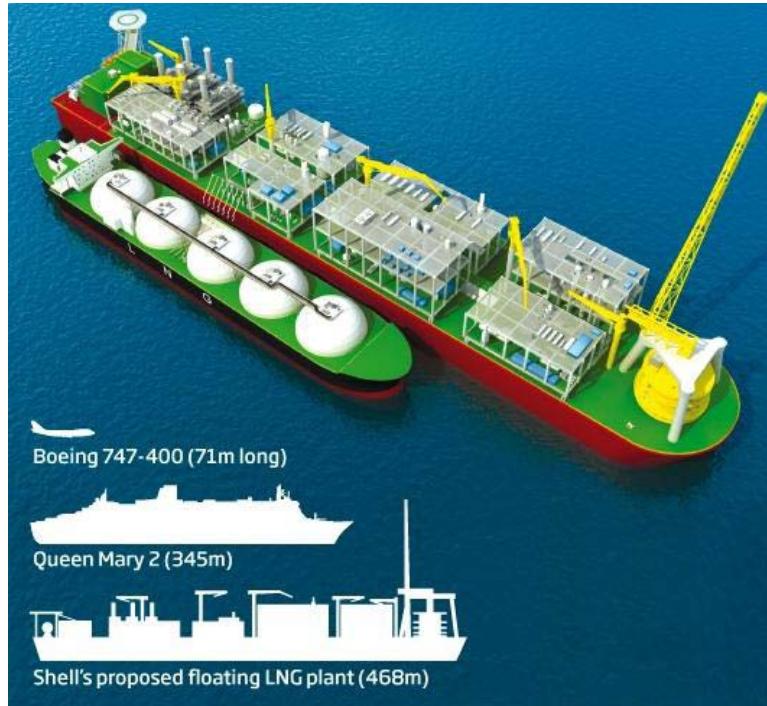


Figura 13. Barco productor y Barco metanero de la compañía Shell Australia. Imagen tomada de http://www.energydigital.com/oil_gas/shell-prelude-floating-liquefied-natural-gas-terminal

La distancia optima máxima para que los gasoductos se consideren más rentables que el transporte de GNL, es de 3.540,5 km en tierra y sumergidos 1.126,5 km, según información del Center for Energy Economics, s.f. En la figura 14, se demuestra como resulta más económico el transporte de GNL que a través de gasoductos para distancias superiores a las antes mencionadas.

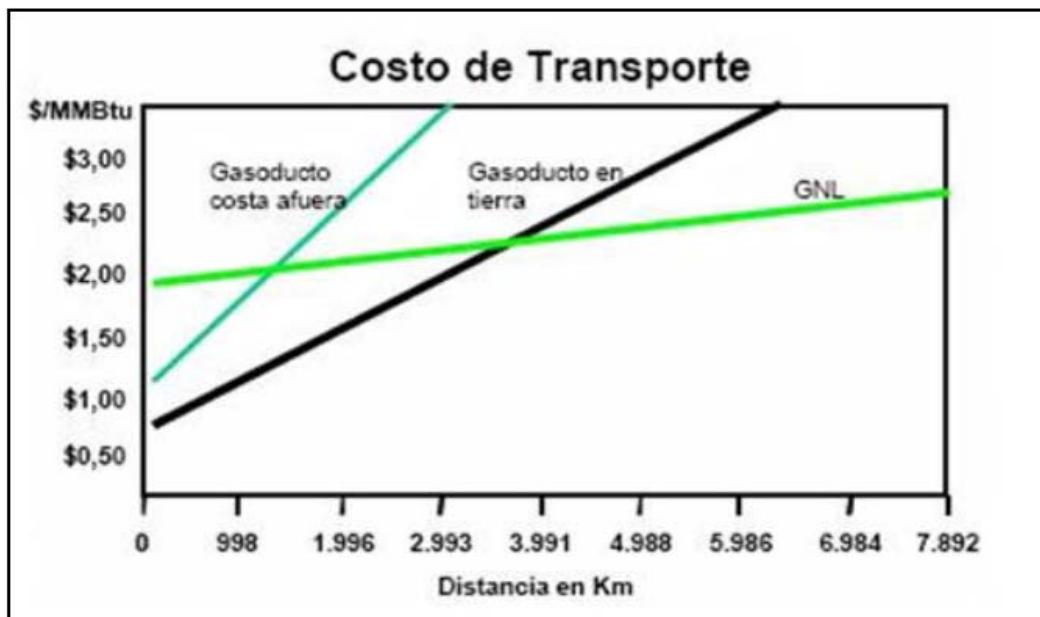


Figura 14. Comparación del costo del transporte de gas vs. Distancia. Fuente: http://www.beg.utexas.edu/energyecon/ing/documents/CEE_INTRODUCCION_AL_GNL.pdf

II.11. Formas de comercialización del Gas Natural

Las distintas formas de comercialización son las siguientes:

II.11.1. Gas Natural por tuberías

Es la forma más común de comercialización en estado gaseoso a través de gasoductos.

II.11.2. Líquidos del Gas Natural (LGN)

Son las fracciones licuables del gas natural, logradas mediante el tratamiento y procesamiento del mismo y son: etano, propano, butano y gasolina natural. Estos líquidos son utilizados como combustible y materia prima en la industria de la petroquímica. Son productos de gran valor comercial y de exportación.

II.11.3. Gas Natural Licuado (GNL)

El gas natural licuado está compuesto básicamente por metano, el cual es sometido a procesos criogénicos a fin de bajar su temperatura hasta -161 grados centígrados para licuarlos y así reducir su volumen en una relación 600/1, entre el volumen que ocupa en estado gaseoso y el ocupado en forma líquida, para poder transportarlos en grandes cantidades hacia centros de consumo utilizando buques metaneros diseñados para tal fin.

El gas natural licuado se regasifica en los puertos de recepción mediante la aplicación de calor en vaporizadores, para su posterior transporte hacia los centros de consumo industrial, comercial y doméstico.

II.11.4. Gas Natural Comprimido (GNC)

Otra de las formas de comercialización del gas natural es por la vía de su almacenamiento, una vez comprimido, en tanques especiales bajo presiones alrededor de 3500 LPC. Esta modalidad permite transportar con mayor facilidad el gas y no requiere sistemas de vaporización. Su mercado varía desde el automotor, donde se denomina GNV, hasta clientes industriales con consumos moderados que no tienen acceso a redes de gas natural.

II.11.5. Gas Licuado de Petróleo (GLP)

El gas licuado de petróleo es una mezcla, en proporción variable, de dos componentes del gas natural, propano y butano que, a temperatura ambiente y presión atmosférica se encuentran en estado gaseoso, pudiendo licuarse a esa presión si se enfrián a -43 grados centígrados. El GLP se almacena y transporta en forma líquida. Posee mayor poder calórico que el GNL, siendo sus vapores más pesados que el aire, por lo que tienden a acumularse en las zonas más bajas, contrario a lo que ocurre con el gas natural o metano que es más liviano que el aire.

II.11.6. Ventajas y Usos del Gas Natural

Debido a la ventaja de que en Venezuela existen grandes reservas de gas natural, aunado al desarrollo industrial y tecnológico para su manejo, se desprende una gran variedad de aplicaciones en diversos sectores entre los cuales se pueden mencionar las siguientes (Tabla 2.6).

Tabla 2.6. Usos del Gas Metano

Sector	Aplicaciones/Procesos
Industrial	Generación de vapor Industria de alimentos Fundición de Metales Generación eléctrica Producción petroquímicos
Comercial y Servicios	Calefacción central Aire acondicionado Cocción de alimentos Agua Caliente
Energía	Cogeneración eléctrica Centrales térmicas
Doméstico	Cocina Calefacción Agua Caliente Aire acondicionado
Transporte	Taxis Buses Barcos
Otros	El gas natural también puede ser usado como materia prima en procesos químicos e industriales Puede ser convertido en hidrógeno, etileno o metanol; materia básica en producción de plástico y fertilizante

En cuanto a las ventajas de este hidrocarburo podemos mencionar las siguientes:

- Ahorro en mantenimiento de equipos y precio competitivo.
- Produce poca contaminación
- Seguridad y ahorro de espacio en instalaciones dado que no requiere almacenamiento.
- Confiabilidad y eficiencia en el suministro.

II.12. Tipos de Consumidores de Gas Natural

Como se mencionó en la Tabla 2.6, son variados los sectores que consumen el gas natural para diversas actividades, estos sectores están constituidos por clientes finales que para su mejor estudio se clasifican de la siguiente manera:

II.12.1. Consumidor Industrial

Es aquel que se encuentra conectada a la red industrial de Distribución, esta red se define como el sistema de distribución de gas cuya presión de operación es mayor a ochenta libras por pulgada cuadrada manométrica (80 lpcm) y menor o igual a trescientas libras por pulgada cuadrada manométrica.

Los clientes industriales usan el gas natural para la fabricación de gran variedad de productos, desde papel hasta automóviles. Los más importantes trabajan en la producción de vapor a pequeña y mediana escala, aplicando gas como combustible permanente de centrales eléctricas o para procesos mixtos en los cuales la turbina de gas y conjuntos caldera-turbina de vapor están acopladas.

Otros usos como materia prima en líneas de producción químicos derivados del petróleo, tales como aditivos para la gasolina, el secado por deshumidificación.

En la industria del vidrio se utiliza en actividades térmicas en hornos de fundición. La industria del cemento consume gran cantidad de energía representando el precio del combustible entre el 25% y 40% del precio del producto final.

II.12.2. Consumidor Comercial

Este sector demanda el 14% del consumo utilizándolo como combustible para sistemas de aire acondicionado, calefacción, agua caliente y los negocios relacionados con la preparación de alimentos a gran escala, ventas de comida rápida, hoteles, hospitales, escuelas, universidades, centros comerciales, edificios de oficinas y almacenes. En Venezuela, los centros comerciales con aire acondicionados a gas son: el Sambil en caracas y Valencia, los hoteles Mare Mares y Doral Beach ubicados en Puerto La Cruz. En la Figura 15 se muestra algunos promedios de consumo de gas doméstico por tipo de Comercio.

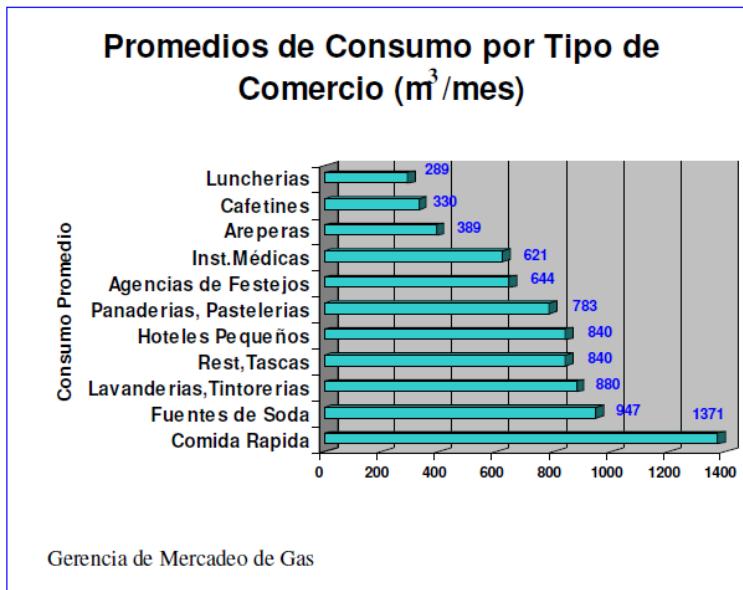


Figura 15. Promedios de Consumo por tipo de comercio

II.12.3. Consumidor Doméstico

Es aquel cliente que se encuentra conectado a una red doméstica del distribuidor, entiéndase por red doméstica el sistema de distribución de gas cuya presión de operación es menor o igual a ochenta libras por pulgada cuadrada manométrica (80 lpcm).

Este sector genera el mayor intercambio comercial, en términos de ventas al detal/facturación/ clientes de toda la cadena de valor del gas, aguas abajo. Los clientes pagan facturas para su utilización como combustible en sistemas de calefacción o aire acondicionado o también en cocinas, secadores y lavadoras de ropa, esto ha hecho que se desarrolle un amplio catálogo industrial y de mercado creando equipos, artefactos y accesorios para el hogar. Los clientes domésticos consumen menos de 1/4 del volumen de gas ofertado.

II.12.4. Sector Petroquímico

Por su alto contenido de hidrógeno, el gas natural es la materia prima más utilizada en la producción de amoniaco para fertilizantes, así como en otras aplicaciones petroquímicas. Materia prima, fertilizantes, plásticos, MTBE, alcoholes, aldehídos, acetileno, etc.

II.12.5. Sector Eléctrico

Turbogeneradores, turbinas a vapor, plantas de cogeneración y ciclos combinados.

II.13. Sistemas de transporte del Gas Natural

Un sistema de transmisión de gas natural comprende tuberías de alta presión que transportan gas entre puntos de abastecimiento y puntos de distribución a las áreas de consumo. El gas distribuido en las áreas de mercado ingresa al sistema de distribución a presión más baja para ser distribuida a los consumidores finales. El gas también puede ser transportado para su almacenaje o bien para su conexión a otros sistemas de transmisión.

Los sistemas de transmisión consisten de secciones de tubería interconectados y frecuentemente incluyen estaciones compresoras ubicadas a intervalos conforme a las necesidades de variación de presión del flujo de gas a través de las tuberías. La distancia entre estaciones compresoras consecutivas puede ser desde 48 Km a más de 241 Km, dependiendo de las condiciones del flujo como así también de los requerimientos económicos y las condiciones del terreno por donde se desarrolla el sistema. Las presiones de operación máximas de los sistemas de transmisión son generalmente mayores a 3.450 KPa y pueden llegar a los 10.340 KPa.

Los sistemas de transmisión del gas se pueden dividir en: sistema de recolección, facilidades de compresión y tratamiento, sistema de tuberías principales y sistema de distribución. Los gasoductos que comprenden los sistemas de recolección, troncales principales y los sistemas de distribución constituyen un medio muy económico para transportar el gas a largas distancias. En el diseño de gasoductos para transportar gas a largas distancias se deben considerar varios factores, como: naturaleza y cantidad del gas transportado, condiciones operacionales, tipo y perfil del terreno a ser recorrido y la distancia entre los extremos del gasoducto. La inversión inicial representa los grandes costos asociados al transporte, puesto que los costos de operación son relativamente bajos.

Los sistemas de recolección están formados por una serie de tuberías de pequeño diámetro que convergen en tuberías de mayores diámetros o troncales principales, los cuales deben tener la capacidad para transportar la producción actual y los crecimientos previstos en el área. El sistema de distribución está conformado por una serie de tuberías de diámetros relativamente pequeños, que sirven para conducir el gas desde el centro de compresión hasta los centros de consumo o clientes. Las partes que conforman estos sistemas de distribución son:

- Línea Matriz. Conjunto de tuberías y accesorios en acero que permiten transportar el gas desde la estación receptora hasta las estaciones reguladoras.
- Línea Arteria. Conjunto de tuberías en un gasoducto urbano, que conducen el gas desde las estaciones reguladoras hasta los anillos.
- Anillo. Tubería que conduce el gas desde una línea arteria a una zona habitada, a la cual se conectan las acometidas para el consumo final.

- Acometida. Derivación comprendida entre una tubería de la red local de gas, generalmente un anillo, y el medidor de un inmueble que será alimentado congas. El medidor forma parte de la acometida.
- Instalación Interna. Comprende las tuberías, válvulas y accesorios utilizados para conducir el gas desde el medidor hasta los aparatos de consumo.
- Medidor de Gas. Dispositivo utilizado para medir volúmenes de gas.
- Estación Receptora. Conjunto de aparatos, tuberías, válvulas y accesorios que reciben el gas de un gasoducto troncal o ramal y que permiten la limpieza, la medición, la regulación de la presión y la odorización del gas.
- Estación Reguladora. Es el conjunto de aparatos, tuberías, válvulas, reguladores y accesorios que reciben el gas de una línea matriz y que permiten odorizar, disminuir y mantener constante la presión de entrega de gas.
- Odorización. Acción de agregar una sustancia química de olor característico a un producto inodoro para hacerlo fácilmente detectable en el evento de fugas o escapes.

Para tender la tubería en el mar, se usara el sistema de boyas, esto obliga a que las secciones o sartas de tubería se preparen previamente en tierra. Las tuberías usadas como boyas para ayudar la flotabilidad de las líneas submarinas se instalan en el punto medio de las tuberías previamente determinadas.

Usando el sistema de flotamiento de tubería, los cálculos de pesos versus flotabilidad, deben ser calculados correctamente para evitar que la tubería flote superficialmente o se hunda hasta el fondo marino haciendo imposible

que las demás sartas de tuberías puedan ser soldadas en tierra para luego ser jaladas por el barco remolcador.

La tubería debe ir flotando cerca del fondo marino para no tener problemas con la navegación artesanal de la zona. A medida que el remolcador se acerque a la plataforma, las ultimas sartas se irán liberando de las boyas para que las mismas se vayan hundiendo hacia el fondo marino y luego ser suficientemente ancladas para soportar tanto los cambios de las corrientes marinas como su flotabilidad.

II.14. Gasoductos

Consiste en un conjunto de tuberías y accesorios que permiten la conducción del gas, por las que el gas circula a alta presión, desde el lugar de origen. Se construyen enterrados en zanjas y se entierran a una profundidad típica de 1 metro. Excepcionalmente, se construyen sobre la superficie. Por razones de seguridad, las regulaciones de todos los países establecen que a intervalos determinados se sitúen válvulas en los gasoductos mediante las que se pueda cortar el flujo en caso de incidente. Además, si la longitud del gasoducto es importante, pueden ser necesarias estaciones de compresión a intervalos.

El inicio de un gasoducto puede ser un yacimiento o una planta de regasificación, generalmente situada en las proximidades de un puerto de mar al que llegan buques (para el gas natural, se llaman metaneros) que transportan gas natural licuado en condiciones criogénicas a muy baja temperatura (-161°C).

Para cruzar un río en el trazado de un gasoducto se utilizan principalmente dos técnicas, la perforación horizontal y la perforación dirigida. Con ellas se consigue que tanto la flora como la fauna del río y de la ribera no se vean

afectadas. Estas técnicas también se utilizan para cruzar otras infraestructuras importantes como carreteras, autopistas o ferrocarriles. El tendido por mar se hace desde barcos especialmente diseñados, los cuales van depositando sobre el lecho marino la tubería una vez soldada en el barco.

II.14.1. Importancia de los Gasoductos

La principal ventaja del gasoducto sobre transportes alternativos es su economía y su seguridad. Su impacto ambiental es mínimo, puesto que la zona por la que discurre se restaura y, al cabo de pocas semanas, salvo por la señalización correspondiente, no se distingue su trazado. Antes de tenderlo, se realiza un estudio medioambiental y otro arqueológico.

II.14.2. Clasificación de Gasoductos Dependiendo de la Ubicación

GASODUCTO URBANO. Conjunto de tuberías y accesorios que conforman una red de distribución de gas, dentro de una población para atender el suministro domiciliario residencial, comercial y/o industrial de este combustible.

GASODUCTO TRONCAL. Conjunto de tuberías y accesorios para transportar gas desde las fuentes de abastecimiento hasta las estaciones receptoras, y que alimenta; directamente o a través de ramales, gasoductos urbanos, industrias y termo eléctricas.

GASODUCTO RAMAL. Conjunto de tuberías y accesorios para transportar gas, que se deriva de un gasoducto troncal y alimenta gasoductos urbanos, industrias y termoeléctricas. El ramal podrá hacer parte del gasoducto troncal.

II.15. Tipos de tuberías

Una gran variedad de tubos y otros conductos, se encuentran disponibles para el abastecimiento de gases o líquidos a los componentes mecánicos, o desde una fuente de abastecimiento a una máquina, en la actualidad, existen muchos tipos de tuberías y en base al material de construcción, se pueden nombrar las siguientes:

II.15.1. Tuberías de Polietileno

Normalmente se usa polietileno en las tuberías instaladas hasta la estación de reducción de presión de la industria. Son adecuadas cuando se trata de tuberías enterradas y cuando normalmente las presiones son inferiores a 6 bares.



Figura 16. Tubería de Polietileno de Alta Densidad

II.15.2. Tuberías de Acero

Las tuberías de acero se pueden instalar en toda la red de distribución e instalaciones que van desde la estación de regulación hasta el aparato de consumo. Las tuberías de acero siempre deben ser protegidas contra corrosión.



Figura 17. Tubería de Acero Galvanizado

II.15.3. Tuberías de Cobre

Las tuberías de cobre también se usan en las instalaciones industriales, normalmente cuando las presiones son inferiores a 6 bar y se recomienda su uso en instalaciones aéreas o visibles.



Figura 18. Tubería de Cobre

II.16. Mecánica de fluidos

La mecánica de fluidos es la rama de la mecánica de medios continuos, rama de la física a su vez, que estudia el movimiento de los fluidos (gases y líquidos) así como las fuerzas que los provocan. [MOTT, 1996]

II.17. Flujo de Fluidos

Para resolver cualquier problema de flujo de fluidos se requiere de un conocimiento previo de las propiedades físicas del fluido en cuestión. Las propiedades físicas que afectan al flujo son principalmente, la viscosidad, la densidad y la gravedad específica.

II.17.1. Tipos de Fluidos

II.17.1.1. Fluidos Newtonianos

Son fluidos en los cuales la viscosidad es independiente del esfuerzo cortante y del tiempo. La mayoría de los líquidos y todos los gases pertenecen a este grupo.

II.17.1.2. Fluidos no–Newtonianos

Son líquidos en los cuales la viscosidad depende del esfuerzo cortante o del tiempo. Como ejemplo están las lechadas (“slurries”), emulsiones y la mayoría de líquidos con viscosidad mayor de 20 Pas (20000 cP) a baja tasa de esfuerzo cortante (menor que 10 seg⁻¹).

II.17.1.3. Flujo Compresible

El flujo se considera compresible cuando la caída de presión debida al paso de un gas por un sistema, es lo suficientemente grande, en comparación con la presión de entrada, para ocasionar una disminución del 10% o más en la densidad del gas.

II.17.1.4. Flujo Incompresible

El flujo se considera incompresible si la sustancia en movimiento es un líquido, o si se trata de un gas cuyo cambio en la densidad del sistema sea no mayor al 10%.

II.17.1.5. Flujo Laminar o Viscoso

El flujo laminar ocurre cuando las películas adyacentes del fluido se mueven unas relativas a las otras, sin mezclas a nivel macroscópico. En flujo laminar, el esfuerzo viscoso, el cual es causado por intercambio de momento molecular entre las películas del fluido, es de influencia predominante en el establecimiento del flujo de fluidos. Este tipo de flujo ocurre en líneas cuando $Re < 2000$.

II.17.1.6. Flujo en Transición

Es el régimen de flujo que se encuentra entre laminar y turbulento. En este régimen las fluctuaciones de velocidad pueden o no estar presentes. Este tipo de flujo ocurre en las tuberías cuando $2000 < Re < 4000$.

II.17.1.7. Flujo Turbulento

El flujo turbulento ocurre cuando existe un mezclado microscópico tanto perpendicular como en dirección del flujo principal. El flujo turbulento está caracterizado por partículas que tienen movimientos fluctuantes y trayectorias irregulares. Este tipo de flujo ocurre cuando fuerzas inerciales tienen influencia predominante en el establecimiento del flujo de fluidos. Este tipo de flujo ocurre en las tuberías cuando $Re > 4000$.

II.17.2. Líneas de Corriente

Son curvas imaginarias dibujadas a través de un fluido en movimiento y que indican la dirección de éste en los diversos puntos del flujo de fluidos. La tangente en un punto de la curva representa la dirección instantánea de la velocidad de las partículas fluidas en dicho punto.

II.17.3. Factor de Fricción Fanning

Es un factor empírico en la ecuación de Fanning para caídas de presión en tuberías rectas. Este factor es función del número de Reynolds y la rugosidad relativa a la pared ϵ/d . Para una determinada clase de material la rugosidad es relativamente independiente del diámetro de la tubería, así que en el diagrama de f vs. Re , d frecuentemente se reemplaza por ϵ/d como un parámetro la ϵ (**Rugosidad absoluta**) es la protuberancia promedio dentro de la tubería.

El factor de fricción de Fanning no debe ser confundido con el factor de fricción Darcy el cual es cuatro veces más grande.

II.17.4. Número de Reynolds

Es un número adimensional el cual expresa la relación de la fuerza inercial y la fuerza viscosa en el flujo de fluido.

II.17.5. Teorema de Bernoulli

Es una forma de expresar la aplicación de la ley de la conservación de la energía al flujo de fluidos en una tubería. La energía total en un punto cualquiera por encima de un plano horizontal arbitrario fijado como referencia, es igual a la suma de la altura geométrica, la altura debida a la presión y la altura debida a la velocidad.

II.17.6. Radio Hidráulico Equivalente

Es la relación que existe entre el área de la sección transversal del ducto por donde circula el fluido y la longitud del perímetro mojado; se utiliza cuando la sección transversal del ducto no es circular.

II.17.7. Longitud Equivalente (de una válvula o accesorio)

Es la longitud de tubería recta que daría la misma caída de presión que una válvula o un accesorio del mismo diámetro nominal bajo las mismas condiciones.

II.17.8. Coeficiente de Resistencia K

Es un coeficiente empírico en la ecuación de pérdida por fricción para válvulas y accesorios. Este expresa el número de cabezales de velocidad que se pierden por fricción. El coeficiente es normalmente una función del diámetro nominal.

II.17.9. Coeficiente de Resistencia de Línea N

Es análogo al coeficiente de resistencia, K, pero aplicado a la fricción en tuberías rectas.

II.17.10. Rugosidad Relativa

Es la relación entre la rugosidad absoluta de la pared de la tubería y el diámetro interno d, en unidades consistentes.

II.17.11. Velocidad Crítica o Sónica (Flujo obstruido)

Es la máxima velocidad que un gas o mezcla de gas-líquido puede alcanzar en un ducto a determinada presión corriente arriba (excepto en ciertas

boquillas convergentes y divergentes), no importa cuan baja sea la presión de descarga.

Para gases, esta máxima velocidad es igual a la velocidad del sonido a las condiciones locales.

II.17.12. Golpe de Aríete por Vapor

Es la excesiva vibración de la línea que ocurre debido a las burbujas de vapor formadas en una corriente fría de líquido.

II.17.13. Velocidad Crítica de Sedimentación

La velocidad crítica de sedimentación es la velocidad lineal más baja en la tubería en la cual no se acumularán sólidos en el fondo. A velocidades por debajo de las críticas, se acumularán sólidos en el fondo de la tubería hasta que la velocidad lineal de flujo en la porción abierta de la tubería es equivalente a su velocidad crítica de sedimentación correspondiente.

La velocidad requerida para arrastrar partículas sedimentadas en una tubería es siempre mayor que la velocidad crítica de sedimentación para tuberías horizontales. La velocidad de arrastre puede ser dos o tres veces más alta que la velocidad crítica de sedimentación.

II.17.14. Velocidad Mínima de Transporte

La velocidad mínima de transporte es la velocidad de diseño incorporando un factor de seguridad para asegurar que no ocurrirá sedimentación.

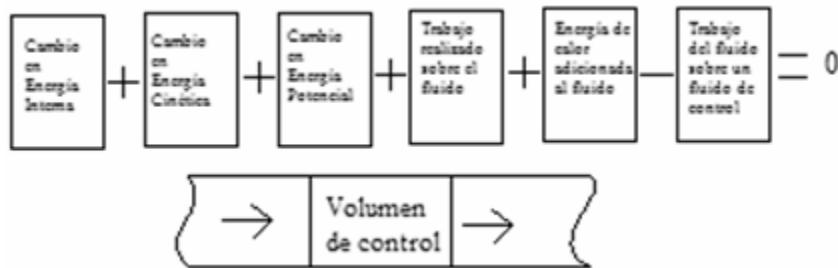
II.17.15. Viscosidad Relativa de la Lechada

La viscosidad relativa de la lechada es la relación de la viscosidad de la lechada y la viscosidad del líquido solo, a una determinada presión y temperatura.

II.18. Ecuaciones de Transporte y Distribución de Gas Natural

Todas las ecuaciones de transporte de fluidos son derivadas desde un **Balance de Energía**. Para situaciones de Estado Estable (parámetros de flujo no dependientes del tiempo) se puede expresar la siguiente relación:

Figura 19. Esquema de un Balance de Energía.



Transcribiendo la ecuación por unidad de masa bajo condiciones de flujo estable, se tiene:

$$\frac{\partial U}{\partial t} + \frac{\partial v^2}{2gc} + \frac{g}{gc} \partial z + \partial(PV) + \partial Q - \partial W_s = 0 \quad (5)$$

En donde:

U: Energía Interna, pie –lbf/lbm

V: Velocidad del fluido, pie/seg

Z: Elevación con respecto a un plano de referencia, pie

P: Presión, lbf/pie²

V: Volumen de una unidad de masa de fluido, pie³/lbm

Q: Calor adicionado al fluido, pie-lbf/lbm

Ws: Trabajo desarrollado por el fluido sobre los alrededores, pie-lbf/lbm

g : Aceleración de gravedad, pie/seg²

gc : Factor de conversión relacionada a una masa y peso, en unidades

Inglesas es = 32.17 lbm-pie/lbf-seg².

La ecuación 5 puede ser convertida en Balance de Energía Mecánica usando la relación termodinámica para la entalpía (h)

$$\partial U + \partial PV = \partial h = T\partial s + V\partial P \quad (6)$$

En donde:

h: Entalpía específica del fluido, pie –lbf/lbm

T: Temperatura R

S: Entropía específica del fluido, pie-lbf/lbm-R

Sustituyendo la ecuación (6) en la (5), se obtiene:

$$T\partial s + V\partial P + \frac{\partial v^2}{2gc} + \frac{g}{gc}\partial z + \partial Q - \partial W_s = 0 \quad (7)$$

Como el proceso es real, se consideran las irreversibilidades y se tiene que:

$$\partial s \geq -\frac{\partial Q}{T} \longrightarrow T\partial s = -\partial Q + \partial l_w \quad (8)$$

∂l_w : Trabajo perdido debido a las irreversibilidades, tales como fricción

Sustituyendo (8) en (7), queda:

$$-\partial Q + \partial l_w + V\partial P + \frac{\partial v^2}{2gc} + \frac{g}{gc}\partial z + \partial Q - \partial W_s = 0$$

$$V\partial P + \frac{\partial v^2}{2gc} + \frac{g}{gc}\partial z + \partial l_w - \partial W_s = 0 \quad (9)$$

El trabajo desarrollado por el fluido sobre los alrededores para el caso de flujo en tuberías puede ser omitido. No sería el mismo tratamiento para el caso de flujo a través de una turbina.

Multiplicando la ecuación 9 por densidad, se tiene:

$$\rho V\partial P + \rho \frac{\partial v^2}{2gc} + \rho \frac{g}{gc}\partial z + \rho \partial l_w - \rho \partial W_s = 0$$

Como $\rho V=1$ y $d\rho=0$, la ecuación queda:

$$\partial P + \rho \frac{\partial v^2}{2gc} + \rho \frac{g}{gc}\partial z + \rho \partial l_w = 0 \quad (10)$$

Todos los términos de la ecuación anterior tienen unidades de presión y por ser una propiedad extensiva, puede ser escrita en términos de variación en vez de diferencial, toda vez que se considere un flujo unidimensional.

$$\partial \Delta P + \rho \frac{\Delta v^2}{2gc} + \rho \frac{g}{gc}\Delta z + \rho \Delta l_w = 0 \quad (11)$$

y como $\Delta P_f = \Delta l_w$

$$\partial \Delta P + \rho \frac{\Delta v^2}{2gc} + \rho \frac{g}{gc} \Delta z + \rho \Delta P_f = 0 \quad (12)$$

ΔP_f = Perdida de presión debido a la fricción.

Para la evaluación de flujo horizontal en tuberías se basa en una serie de premisas que se indican a continuación:

1. Flujo horizontal $dZ=0$
2. Flujo en estado estable
3. Flujo Adiabático $dQ=0$
4. Flujo Isotérmico $dT=0$
5. Cambio de energía cinética despreciable $\partial v^2=0$

Evaluando según las premisas la ecuación (10), queda

$$\partial P + \rho \partial l_w = 0 \quad (13)$$

De esta relación se puede concluir que el flujo está gobernado por el cambio de energía interna en forma de presión y en forma de trabajo perdido por irreversibilidades (Fricción).

La Ecuación de Fanning, desarrollada para flujo estable en un conducto circular, establece lo siguiente para el cálculo de las perdidas por fricción:

$$\Delta P_f = \frac{2f' L \rho v^2}{g_c d}$$

En donde: f' = Factor de fricción de Fanning

El factor de fricción de Darcy (El usado en el diagrama de Moody) (Ver Anexo1) tiene la siguiente relación con el factor de fricción de Fanning: $f=4 f'$

$$\Delta P_f = \frac{2 \frac{f}{4} L \rho v^2}{g_c d} = \frac{f L \rho v^2}{2 g_c d}$$

Convirtiéndolo en diferencial: $\partial P_f = \frac{f \rho v^2}{2 g_c d} \partial L = \rho \partial l_w$ (14)

Sustituyendo (14) en (11), queda: $\partial P + \frac{f \rho v^2}{2 g_c d} \partial L = 0$ (15)

Ahora para hallar la velocidad del flujo partimos de la ecuación de estado universal.

$$PV = z n R T, n = \frac{m}{M}, PV = z \frac{m}{M} RT, \rho = \frac{m}{V}, \rho = \frac{PM}{zRT}$$
 (16)

Por otra parte se cumple la ley de conservación de la masa, por ende los moles son los mismos a cualquier P y T.

$$n(P, T) = n(P_{sc}, T_{sc}) = \frac{PV}{zRT} = \frac{P_{sc} V_{sc}}{Z_{sc} R T_{sc}}, Z_{sc} = 1$$

Despejando V y
sustituyendo $Z_{sc}=1$

$$V = V_{sc} z \frac{P_{sc}}{P} \frac{T}{T_{sc}}$$

Multiplicando ambos miembros por $1/t$ y $q = V/t$ queda:

$$\frac{V}{t} = \frac{V_{sc}}{t} z \frac{P_{sc}}{P} \frac{T}{T_{sc}} \quad \rightarrow \quad q = q_{sc} \frac{z P_{sc} T}{P T_{sc}}$$

Ahora como $q = vA$ sustituyendo

$$vA = q_{sc} \frac{z P_{sc} T}{P T_{sc}}$$

Despejando la velocidad:

$$v = q_{sc} \frac{z P_{sc} T}{P T_{sc}} \frac{1}{A},$$

y sustituyendo por esta relación: $A = \frac{\pi d^2}{4}$

Se obtiene la velocidad del fluido para flujo horizontal:

$$v = q_{sc} \frac{z P_{sc} T}{P T_{sc}} \left(\frac{4}{\pi d^2} \right) \quad (15)$$

en donde:

qsc: flujo MMPCED, d : diámetro interno, plg
 T: Temperatura °R, v: velocidad del flujo, pie/seg.
 P: Presión, psia

Sustituyendo 16,17 en 15:

$$\partial P + \frac{f}{2g_c d} \left(\frac{PM}{zRT} \right) \left(\frac{q_{sc} z P_{sc} T}{P T_{sc}} \right)^2 \left(\frac{4}{\pi d^2} \right)^2 \partial L = 0$$

$$-\partial P = \frac{f}{2g_c d} \left(\frac{PM}{zRT} \right) \left(\frac{q_{sc}^2 16 z^2 P_{sc}^2 T^2}{P^2 T_{sc}^2 \pi^2 d^4} \right)^2 \partial L, -\frac{P}{Z} \partial P = \left(\frac{8fMTP_{sc}^2 q_{sc}^2}{R\pi^2 g_c d^5 T_{sc}^2} \right) \partial L \quad (18)$$

Recordando la premisa de flujo isotérmico, se considera una temperatura promedio, este puede ser aritmético o logarítmico. Se toma el aritmético.

$$T_{av} = \frac{T_1 + T_2}{2} \quad (19)$$

El factor $Z = Z_{av}$; debido a que se considera independiente de la presión y temperatura

Aplicando lo anterior e integrando la ecuación 18, queda:

$$\begin{aligned} -\frac{1}{Z_{av}} \int_{P_1}^{P_2} P \partial P &= \left(\frac{8fMT_{av} P_{sc}^2 q_{sc}^2}{R\pi^2 g_c d^5 T_{sc}^2} \right) \int_0^L \partial L, \\ -\left(\frac{P_2^2 - P_1^2}{2} \right) \left(\frac{1}{z_{av}} \right) &= \left(\frac{8fMT_{av} P_{sc}^2 q_{sc}^2}{R\pi^2 g_c d^5 T_{sc}^2} \right) L \end{aligned}$$

Sustituyendo $\gamma_g = \frac{M}{28.97}$, $M = 28.97\gamma_g$ y reordenando despejando q_{sc} y poniendo respectivas unidades consistentes, se obtiene:

$$\left(\frac{P_1^2 - P_2^2}{2} \right) = \left(\frac{8 * 28.97 * P_{sc}^2}{R\pi^2 g_c T_{sc}^2} \right) \left(\frac{q_{sc}^2 \gamma_g z_{av} T_{av} f L}{d^5} \right),$$

**Ecuación de Balance Mecánico de Energía
Flujo en Tubería Horizontales,
Estado Estable,
Proceso Adiabático e Isotérmico.**

$$q_{sc} = 5,6353821 \left(\frac{T_{sc}}{P_{sc}} \right) \left[\frac{(P_1^2 - P_2^2) d^5}{\lambda_g z_{av} T_{av} f L} \right]^{0.5} \quad (20)$$

En donde:

q_{sc} : Flujo de gas MPCED

P_{sc} : Presión base, psia

T_{sc} : Temperatura base, °R

P_1 : Presión aguas arriba, psia

P_2 : Presión aguas abajo, psia

d : diámetro interno, plg

T_{av} : Temperatura prom, °R

L : longitud de la tubería, pie

f : Factor de fricción de Moody

Otra variable importante para poder usar la ecuación anterior es la Presión Promedio, para fluido incompresible se calcula un promedio aritmético, debido a que la pérdida de presión es lineal. Pero en el caso de los fluidos compresibles tiene un enfoque diferente, debido a que la pérdida de presión no es lineal.

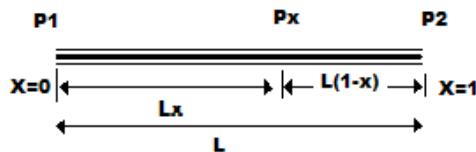


Figura 20. Análisis de la Presión Promedio. PDVSA Gas

Por definición: $P_{av} = \int_0^1 P_x dx$ (21)

Evaluando la ecuación (20) en ambos tramos de la tubería (entre P_1 , P_x y P_2 , P_2)

$$q_{sc} = 5,6353821 \left(\frac{T_{sc}}{P_{sc}} \right) \left[\frac{(P_1^2 - P_x^2)d^5}{\lambda_g z_{av} T_{av} f L_x} \right]^{0.5}$$

$$q_{sc} = 5,6353821 \left(\frac{T_{sc}}{P_{sc}} \right) \left[\frac{(P_x^2 - P_2^2)d^5}{\lambda_g z_{av} T_{av} f L(1-x)} \right]^{0.5}$$

Igualando las tasas tenemos:

$$\left(\frac{P_1^2 - P_x^2}{x} \right) = \left(\frac{P_x^2 - P_2^2}{1-x} \right)$$

Despejo Px y queda

$$P_x = [P_1^2 - x(P_1^2 - P_2^2)]^{0.5} \quad (22)$$

Sustituyendo en la ecuación (22) en (21) queda:

$$P_{av} = \int_0^1 [P_1^2 - x(P_1^2 - P_2^2)]^{0.5} dx$$

Resolviendo la integral queda:

$$P_{av} = \frac{2}{3} \frac{(P_1^3 - P_2^3)}{(P_1^2 - P_2^2)} \quad (23)$$

Completada esta ecuación, se tiene como calcular el factor de compresibilidad promedio Z_{av} , el cual se calcula para las condiciones de P_{av} (23) y T_{av} (19).

Existen distintas ecuaciones para transporte de gas en tuberías y parten de la anterior, tales como Weymouth, Panhandle, AGA y otras, los cuales están en función del enfoque del factor de fricción.

Weymouth aplica para flujo en tuberías no rugosas; Panhandle y AGA a flujo turbulento. Sin embargo el uso de cualquier ecuación depende de la experiencia y de las circunstancias particulares de cada caso.

II.18.1. Ecuación de Weymouth

Publicada en 1912, no es válida para flujo turbulento parcialmente desarrollado y requiere de factores de corrección para cada sistema en particular. Por su mayor facilidad de cálculo es aplicada para tuberías cortas y líneas de recolección de gas que operen por encima de 100 psig, de longitud menor o igual 1km y diámetro nominal menor o igual a 8“. Weymouth propuso la siguiente relación para el cálculo del factor de fricción:

$$f = \frac{0.032}{d^{\frac{1}{3}}} \quad (24)$$

f es el factor de fricción de Darcy, esta relación no depende de la rugosidad de la tubería y corresponde a flujo laminar. Sustituyendo la ecuación (22) en la (18):

$$q_{sc} = 5,6353821 \left(\frac{T_{sc}}{P_{sc}} \right) \left[\frac{\left(P_1^2 - P_2^2 \right) d^5}{\lambda_g z_{av} T_{av} \left(\frac{0.032}{d^{\frac{1}{3}}} \right) L} \right]^{0.5}$$

Usando la siguiente relación 1 milla = 5280 pies y sustituyendo queda:

$$q_{sc} = 433.54 \left(\frac{T_{sc}}{P_{sc}} \right) \left[\frac{\left(P_1^2 - P_2^2 \right)}{\lambda_g z_{av} T_{av} L} \right]^{0.5} d^{\frac{8}{3}} \quad (25)$$

Donde:

qsc: Flujo PCED d :diámetro interno de tubería, plg

Psc: Presión estándar, psia Tav : Temperatura promedio, °R

Tsc: Temperatura estándar, °R L : Longitud de la tubería, milla

P1: Presión aguas arriba, psia λ_g : Gravedad específica del gas

P2: Presión agua abajo, psia Zav: Factor de compresibilidad prom.

@ Pav y Tav

Para un rápido estimado de Zav @ Pav, Tav se puede usar la siguiente ecuación:

Para presiones inferiores a 100 psi:

$$Zav = \frac{1}{1 + 0.0002Pav}$$

Para otras presiones:

$$Zav = \frac{1}{F_{pv}^2} \quad \text{En donde: } F_{pv} = 1 + \left[\frac{3.444 \times 10^5 P_{av} 10^{1.785 Gesp}}{T_{av}^{3.825}} \right]$$

II.18.2. Ecuación de Panhandle A

Esta ecuación asume que $f = F(N_{RE})$, utilizando la siguiente relación con el factor de fricción de Darcy.

$$f = \frac{0.0768}{N_{RE}^{0.1461}} \quad (26)$$

Se puede usar la siguiente ecuación aproximada para Reynolds:

$$N_{RE} = \frac{20q_{sc}\lambda_g}{d\mu} \text{ y sustituyendo en la ecuación (26), queda:}$$

$$f = \frac{0.0768}{(20 \frac{q_{sc}\gamma_g}{d\mu})^{0.1461}} \quad (27)$$

Sustituyendo (27) en (20), cambiando a millas y como $\mu = F(P, T)$, fuertemente dependiente de la temperatura y ligeramente dependiente a la temperatura. Se puede asumir que la viscosidad se mantiene casi constante y se asume $\mu = 0.02 \text{ cp}$. Haciendo todos estos cambios y resolviendo queda:

$$q_{sc} = 435.87 \left(\frac{T_{sc}}{P_{sc}} \right)^{1.0788} \left[\frac{\left(P_1^2 - P_2^2 \right)}{\lambda_g^{0.8539} z_{av} T_{av} L} \right]^{0.5394} d^{2.6182} \quad (28)$$

Ecuación de Panhandle A

Al igual que Weymouth, con las mismas unidades.

II.18.3. Ecuación de Panhandle B

Esta ecuación es una de las más usadas para el cálculo de largas líneas de transmisión. Utiliza la siguiente relación con el factor de fanning:

$$f = \frac{0.00359}{N_{RE}^{0.03922}} \quad (29)$$

Sustituyendo por el valor de Reynolds, luego usando los factores de fricción de Fanning y Darcy, cambiando a millas, asumiendo $\mu = 0.02 \text{ cp}$. Se tiene:

$$q_{sc} = 737 \left(\frac{T_{sc}}{P_{sc}} \right)^{1.02} \left[\frac{(P_1^2 - P_2^2)}{\lambda_g^{0.961} z_{av} T_{av} L} \right]^{0.51} d^{2.53} \quad (30)$$

Ecuación de Panhandle B

Otras ecuaciones pueden ser desarrolladas para este tipo de cálculo de flujo de gas en tuberías, para desarrollarlas parten de la ecuación (18) que puede ser escrita de la siguiente manera:

$$q_{sc} = 5,6353821 \left(\frac{T_{sc}}{P_{sc}} \right) \left[\frac{(P_1^2 - P_2^2) d^5}{\lambda_g z_{av} T_{av} L} \right]^{0.5} \left(\frac{1}{f} \right)^{0.5} \quad (31)$$

En donde $(1/f)^{0.5}$ es conocido como el factor de transmisión. Muchas correlaciones han sido desarrolladas para este factor, derivadas precisamente del factor de fricción, sin embargo este continúa siendo uno de los parámetros más difíciles de evaluar. A continuación se muestran algunas de estas correlaciones:

II.18.4. Ecuación de Prandtl:

$$f^{-0.5} = 2 \log \left(\frac{R_e f^{0.5}}{0.7063} \right) \quad (32)$$

Muy usadas para flujo completamente turbulento.

II.18.5. Ecuación de Colebrook

$$f^{-0.5} = -2 \log \left(\frac{\epsilon}{3.7d} + \frac{2.51}{R_e f^{0.5}} \right) \quad (33)$$

Que para tuberías con altos valores de rugosidad esta queda:

$$f^{-0.5} = -2 \log \left(\frac{\epsilon}{3.7d} \right)$$

II.18.6. Ecuación de Swamee y Jain

$$f^{-0.5} = 1.14 - 2 \log \left(\frac{\epsilon}{d} + \frac{21.25}{R_e} \right) \quad (34)$$

La cual es aplicable para $10^{-6} \leq \frac{\epsilon}{d} \leq 10^{-2}$ y para $5000 \leq R_e \leq 10^8$ con un error del 1% cuando es comparada con la ecuación de Colebrook.

II.18.7. Ecuación AGA

Aplicada para tuberías de cualquier diámetro y rugosidad, usada en flujo turbulento: parcialmente desarrollado y totalmente desarrollado. Para el cálculo del factor de fricción se usa el diagrama de Moody. Si es flujo turbulento parcialmente desarrollado, debe incluirse un factor de fricción por arrastre “drag”.

$$q_{sc} = k \left[\frac{Tsc}{Psc} \right] \left[\frac{(P_1^2 - P_2^2) d^5}{f \gamma L Tav Zav} \right]^{0.5} fdrag \quad (35) \quad \text{En donde:}$$

K=38.774

fa= parcialmente turbulento

fb= totalmente turbulento,

fdrag=1

qsc= tasa de gas a Tsc,Psc,

scf/d

P= Presión Absoluta, psia

Tav= temperatura promedio, °R

d= diámetro interno, plg

L= longitud, mile

γ = densidad relativa del gas

f' = factor de fricción de fanning

Re = numero de reynold

$$fa = \frac{1}{(4 \log_{10}(\text{Re}/1.41(1/f)))^2} \quad fb = \frac{1}{(4 \log_{10}(3.7d/\varepsilon))^2}$$

Existen ecuaciones directas usadas para hallar el Número de Reynold y el factor de fanning.

$$\text{Re} = 0.482 \frac{Q(\frac{scf}{hr})Gesp}{d(p \lg) \mu(cp)} \quad f = 2 \left[\left[\frac{8}{\text{Re}} \right]^{12} + \frac{1}{(A + B)^{1.5}} \right]^{0.0833} \quad (36)$$

$$A = \left[2.457 \ln \left(1 / \left((7/\text{Re})^{0.9} + 0.27\varepsilon/d \right) \right) \right]^{16}, B = (37530/\text{Re})^{16}$$

II.18.8. Ecuación de Renouar

La ecuación de Renouard utilizada en Francia es aplicada principalmente en sistemas de tuberías que trabajen a una presión menor de 4 bar la expresión es la siguiente:

$$P1^2 - P2^2 = 43,08 * S * L * \frac{Q}{d^{4.82}}^{1.82} \quad (37)$$

Dónde:

P₁ y P₂ = Se expresan en bar.

Q = Se expresa en m³/h.

L = Longitud en metros.

d = Diámetro interno en mm.

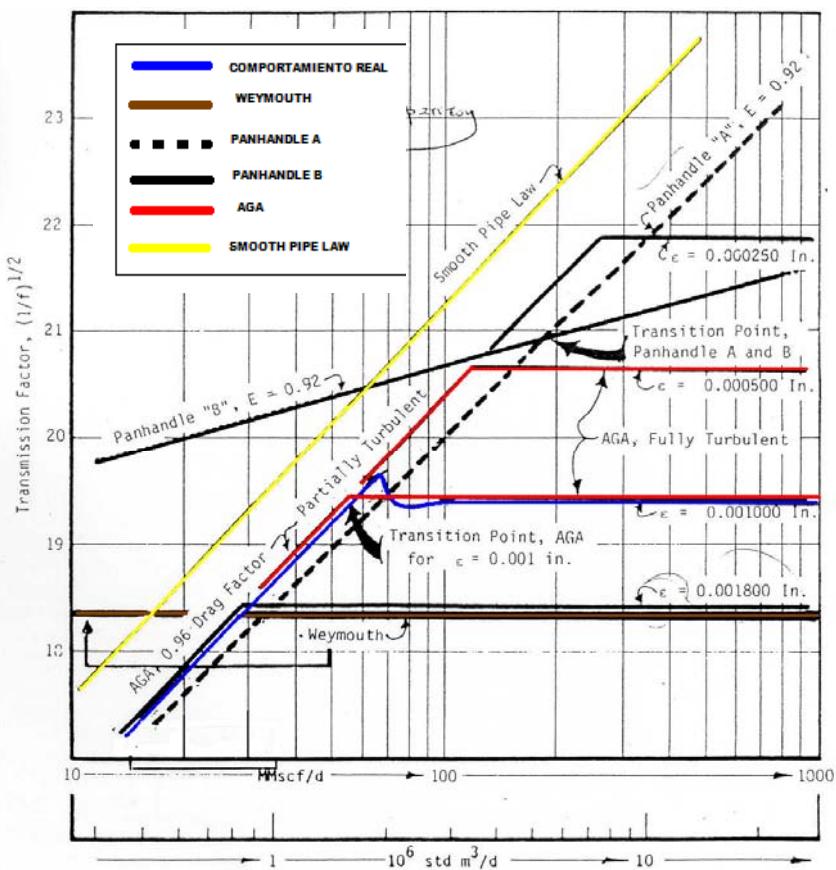
El término S se refiere a la densidad ficticia que se estima mediante la ecuación:

$$S = s * \left(\frac{\nu}{\nu_g} \right)^{0,1g} \quad (38)$$

s = Densidad real.

ν y ν_g = Viscosidad cinemática del gas y aire respectivamente.

En la siguiente gráfica se hace una comparación de algunos de los factores de transmisión que se nombraron anteriormente:



FUENTE: PDVSA GAS

Figura 21. Comparación de Factor de Transmisión

Vemos en la gráfica anterior que la ecuación de transmisión que se acerca más al comportamiento real del flujo es la ecuación AGA para flujo completamente turbulento.

Otras ecuaciones desarrolladas para este tipo de cálculo de flujo de gas en tuberías son: Ecuación de Clinedist, Ecuación del IGT.

II.19. Eficiencia en tuberías

Aplicando solo las ecuaciones anteriores se está asumiendo 100 % de eficiencia. En la práctica algo de agua, condensado o sólido puede estar presente, lo cual impacta el proceso de transmisión. Para considerar este

impacto se utiliza el factor de eficiencia E, que multiplica el flujo calculado por las ecuaciones.

El factor de eficiencia E se calcula para calibrar un modelo en base a las condiciones operacionales reales y así poder efectuar cálculos extrapolados a otros escenarios. En el siguiente cuadro se observan algunas eficiencias que se pueden asumir:

Tabla 2.7. Eficiencia en tubería [PDVSA GAS, 1997]

Material	E
Tuberías Limpias	>0.90
Gas Seco	=0.95
Gas y Condensado	=0.60

La eficiencia de la tubería no puede representar el complejo comportamiento del flujo bifásico. Para flujo bifásico se deben utilizar las ecuaciones que corresponden para cada patrón de flujo.

II.20. Selección de La Ecuación de Flujo

En las siguientes tablas, se presentan una serie de consideraciones para la escogencia de ecuaciones de flujo para el diseño de sistemas de distribución de gas propuestas por diversos autores.

Tabla 2.8. Consideraciones para aplicar la ecuación de Weymouth.

EXXON	Para tuberías menores de 12".	BUENA
M. Martínez	Para: $2'' < D < 16''$	BUENA
I.G.T.	Flujo completamente turbulento, altas presiones y $D < 20''$	BUENA
I.G.T.	Flujo parcialmente turbulento, mediana a alta presión y $d < 20''$.	CONSERVADORA
No se recomienda para diámetros menores de 2".		

Tabla 2.9. Consideraciones para aplicar la ecuación de Panhandle

EXXON	Para tuberías mayores de 12".	RECOMENDABLE
M. Martínez	Para: $4 \times 10^6 < Re < 40 \times 10^6$, $D > 16''$.	BUENA
I.G.T.	Para altas temperaturas, flujo parcialmente turbulento, $Re > 300.000$.	BUENA
I.G.T.	Para distribución, para presiones medianas y altas, $D > 16''$.	RELATIVAMENTE BUENA

En general se puede señalar que para el diseño y operación de los Sistemas de Distribución de Gas se requiere contar con una ecuación que relacione las distintas variables que afectan el flujo de gas. En el régimen turbulento una de las ecuaciones que mejor se aproxima al comportamiento del gas es la ecuación de Panhandle modificada.

II.21. Métodos de cálculos para resolver redes de gas

El cálculo de la caída de presión para una sola tubería requiere solamente de la aplicación de la ecuación de flujo. Sin embargo, en un sistema de distribución la mayor parte de las tuberías están interconectadas formando una red.

A consecuencia de la interconexión entre los diferentes tramos, el gas puede fluir desde la fuente hasta los nodos de consumo, y en diferentes vías y a distintas tasas de flujo. Por eso, cuando se habla de resolver una red, se quiere especificar el cálculo del caudal en cada tramo y la presión en cada nodo.

A continuación se presentan el método de Hardy Cross, usualmente empleado para el dimensionamiento de las redes de suministro de gas.

II.21.1. Método de Hardy Cross

El fundamento matemático de la mayoría de los métodos de cálculo utilizados en redes de gas tienen su base en la teoría general de Hardy Cross que, a su vez, proviene de una aplicación directa de las leyes de Kirchoff, las cuales establecen:

- En todo nodo, la sumatoria algebraica de los flujos que entran y salen es igual a cero.
- En un circuito cerrado o red, la suma algebraica de las pérdidas de carga es igual a cero.
- La pérdida de carga total (h) para una cierta longitud de tubería (L) y una pérdida de carga unitaria (α) es igual a:

$$h = \alpha * L * Q^n \quad (39)$$

Se puede decir que la resistencia de la tubería, se expresa de la siguiente manera:

$$r = \alpha * L \quad (40)$$

Y por lo tanto

$$h = r * Q^n \quad (41)$$

El procedimiento para cerrar redes de gas se basa en el cálculo de un ajuste (ΔQ_0) para un caudal de flujo (Q_0) previamente asignado, de tal manera que la nueva tasa de flujo, en el tramo referido, será:

$$Q_n = Q_0 + \Delta Q_0 \quad (42)$$

Las leyes de Kirchoff seguirán siendo válidas en cada uno de los nodos de la red. La pérdida de carga total con el caudal corregido será:

$$h = r * (Q_0 + \Delta Q_0)^n \quad (43)$$

Entonces para cada nodo:

$$h = r * (Q_0 + \Delta Q_0)^n = r * (Q_0^n + n Q_0^{n-1} * \Delta Q_0 + \dots) \quad (44)$$

Si ΔQ_0 es pequeña comparada con Q_0 todos los términos de la serie posteriores al segundo pueden ser despreciados, entonces la serie queda reducida a:

$$\sum h = r * (Q_0 + \Delta Q_0)^2 \quad (45)$$

Desarrollando la ecuación:

$$h = r * Q_0^2 + 2r * Q_0 * \Delta Q_0 + r * \Delta Q_0^2$$

Aplicando la Ley de Mallas: ($\sum h = 0$):

$$\sum h = \sum (r * Q_0^2 + 2r * Q_0 * \Delta Q_0) = 0$$

Despejando de la ecuación ΔQ_0 se obtiene la ecuación para el ajuste del caudal:

$$\Delta Q_0 = -\frac{\sum_{i=1}^n r_i * Q_i^2}{2 * \sum_{i=1}^n r_i * Q_i} \quad (46)$$

Usando la ecuación de Weymouth para el cálculo de cada tramo:

$$Q = K * \sqrt{\frac{P_i^2 - P_f^2}{L}} \quad (47)$$

Donde K , es el coeficiente de Weymouth expresado de la forma:

$$K = C * d^{8/3} \quad (48)$$

C es llamada la constante de Weymouth y se representa así:

$$C = \frac{(433.488) * T_b}{P_b * \sqrt{G} * \sqrt{T_f}} \quad (49)$$

La ecuación 47 se puede expresar de la forma:

$$\Delta P^2 = K^{-2} * Q^2 * L \quad (50)$$

Si se comparan las ecuaciones 43 y la 50 se concluye que $n=2$, $\alpha=K^{-2}$ y que la perdida de carga, es igual a la diferencia de los cuadrados de las presiones ($h=\Delta P^2$).

Para el cálculo de los caudales de cada tramo de la malla, el factor de corrección del caudal queda reducido a la forma:

$$\Delta Q_0 = -\frac{\sum_{i=1}^n Q_i^2 * L_i}{2 * \sum_{i=1}^n Q_i * L_i} \quad (51)$$

Para el cálculo de las presiones de cada nodo de la red, el diámetro será una función directa de la caída de presión, como se demuestra en la siguiente Ecuación:

$$\Delta Q_0 = \sum_{i=1}^n \frac{Q_i^2 * L_i}{K_i^2} \quad (52)$$

II.22. Pasos y Criterios para el diseño de Sistemas de Transmisión y Distribución de Gas Natural

II.22.1. Parámetros importantes en el diseño

II.22.1.1. Normas Códigos y Estándares

Al diseñar, construir, operar y hacer trabajos de mantenimiento de los Sistemas de Transporte y Distribución hay que seguir las normas, códigos y estándares. Cada país tiene su propio código, de diferente formato y varían en enfoque.

Por iniciativa de Corpoven, S.A filial de Petróleos de Venezuela S.A., The Institute of Gas Technology (IGT), desarrolló en 1994 un proyecto de revisión de códigos y estándares, relacionados principalmente con las facilidades de transmisión de gas.

Los países seleccionados para considerar la revisión de códigos fueron Canadá, Alemania, España, Reino Unido, Holanda y Estados Unidos.

Los códigos y estándares revisados fueron:

- USA Asme B31.8 y 49CFR 192 Federal Standard (es el usado en Venezuela)
- Canadá CAN/CSA-Z184
- Alemania NEN 3650
- Reino Unido IGE/TD/3

II.22.1.2. Clasificación de Área por densidad poblacional.

La intención de la clasificación de área poblacional es lograr una adecuada seguridad de las personas que se encuentran en los alrededores de las instalaciones de la línea de gas. Para el diseño de redes Industriales y doméstica, no se usa este criterio, por las bajas presiones de estos sistemas.

II.22.1.3. Presiones del Proceso.

Máxima Presión de Trabajo Permisible: Es la más alta presión a la cual puede estar sujeto el sistema durante su operación. Esta presión establece el rating, espesor de tubería, ajuste de válvulas de alivio y debe ser menor a las limitaciones de esfuerzos de los equipos. Esta presión puede ser calculada basándose en la siguiente ecuación, extraída del código ASME B31.8.

$$P_{max} = \frac{2St}{D} FET \quad (53)$$

En donde:

Pmax: Presión de diseño, psig
t : Espesor de la tubería
D: Diámetro exterior de la tubería, plg
S: Esfuerzo mínimo de fluencia del material, psi
E: Factor según tipo de junta soldada (Tabla 841.115)
T: Factor según temperatura (Tabla 841.114)
F: Factor de diseño por densidad poblacional.

Las tablas del ASME B.31.8, son las tablas para obtener los valores de F,E,T,S theylor

Presión Normal de Operación: Utilizada para determinar requerimientos de diámetros de tuberías y limitaciones de caídas de presión.

Presión de Operación Futura: Considera dimensionamiento para condiciones futuras, tales como declinación de yacimientos.

II.22.1.4. Temperatura del Proceso.

Temperatura de Diseño: Extrema temperatura (más alta o más baja, dependiendo de lo que se controle) a la cual estará sujeta la línea durante su operación.

Temperatura Normal de Operación: Utilizada para determinar requerimientos de diámetros.

II.22.1.5. Tasas de Flujo:

El sistema de tuberías se dimensiona para los casos de más altas y más bajas condiciones de presión esperadas. Se deben tomar en cuenta las posibilidades de flujo bifásico y las composiciones del fluido.

Las altas velocidades o tasas de flujos pueden causar problemas de erosión. La velocidad a la cual comienza la erosión depende de la presencia de partículas sólidas, de su tamaño, forma y es por eso que tal velocidad es difícil de determinar, sin embargo existe una ecuación que da una aproximación:

Donde:

$$v_e = \frac{C}{\sqrt{\rho}} \quad (54)$$

Ve: Velocidad de erosión Pies/s

ρ : Densidad del fluido lbm/pies³

C: Constante que varia entre 75 y 150

En la mayoría de los casos C es tomado como 100 y teniendo que: $\rho = \frac{PM}{zRT}$

Tomado como 100 y teniendo
que la densidad:

La ecuación de la velocidad queda de la siguiente manera:

$$v_e = \frac{100}{\left(\frac{PM}{zRT}\right)^{0.5}} = \frac{100(zRT)^{0.5}}{(28.97PG_e)^{0.5}}$$

Luego el caudal en condiciones estándar para el cual la erosión se hace presente puede ser aproximado por la siguiente ecuación:

$$(Q_e)_{ce} = v_e \left(\frac{PT_{ce}}{zTP_{ce}} \right) \left(\frac{\pi d^2}{4} \right) = \frac{100(PR)^{0.5}}{(28.97G_E zT)^{0.5}} \left(\frac{T_{ce}}{P_{ce}} \right) \left(\frac{\pi d^2}{4} \right)$$

Sustituyendo los valores de presión y temperatura estándar y $R=10.732 \text{ psia} \times \text{pie}^3 / (\text{lbf} \times {}^\circ\text{R})$, se tiene la siguiente ecuación:

Donde:

$(Q_e)_{ce}$: MPCED

d : diámetro interno de la tubería,
plg

P: Presión, psia

T: Temperatura ${}^\circ\text{R}$

Caudal a condiciones estándar al cual hay erosión

II.22.1.6. Espesor de Pared:

$$e = \frac{PD}{2SFET} + C \quad (56)$$

En Donde:

e: espesor nominal (plg)

P: Presión de diseño (Psig)

D: diámetro externo (plg)

C: Corrosión Permisible (plg)

S, F, E, T: Igual que la Pmax

II.22.2. Dimensionamiento de Tuberías

El dimensionamiento de tuberías engloba los siguientes términos:

- Establecer las condiciones operacionales: flujo, temperatura, presión y composición del fluido.
- Considerando criterios de límites de velocidad, calcular el rango de diámetro interior permisible.
- Calcular el espesor de pared utilizando el criterio de máxima presión de trabajo permisible.
- Calcular las capacidades máximas y mínimas de acuerdo a los criterios de velocidad.
- Estimar caída de presión y comparar con caída de presión permitida.
- Repetir pasos previos hasta alcanzar las mejores condiciones de diseño para la operación esperada.
- Revisar el dimensionamiento obtenido con el resto de la configuración del sistema en general y de las facilidades de control.
- Diseñar los soportes de la tubería y realizar análisis de esfuerzos, en caso de requerirse.

Otros detalles: Materiales para tubería de acero, mínimo espesor de pared, conexiones, derivaciones, revestimiento, Protección Catódica, aislamiento, señalización.

Para el dimensionamiento de tuberías se usa un simulador de flujo de gas en tuberías, el cual hace todos los cálculos de los parámetros nombrados anteriormente.

II.23. Equipos y Accesorios de los Sistemas de Transmisión y Distribución del Gas Natural

Las presiones que van a manejar estos sistemas de transmisión de Gas van de 400 psig a 1.000 psig, debido a esto se tienen que incorporar una serie de equipos y accesorios que permiten el transporte de gas a alta presión, así como su monitoreo y control de condiciones. Entre otras cosas, estos equipos van a permitir las acciones operacionales que permiten manejar situaciones extraordinarias, tanto por razones inesperadas, como por situaciones programadas o de mantenimiento. Entre estos equipos podemos mencionar los siguientes:

II.23.1. Válvulas

Son dispositivos utilizados en las tuberías para controlar, abrir o cerrar el suministro de gas a una sección de un sistema de tuberías o a un artefacto.

II.23.2. Válvulas de seguridad

Son válvulas de descarga automática y tienen la función de mantener la presión bajo un límite máximo previamente fijado.



Figura 22. Válvula de Seguridad

II.23.3. Válvulas de Bloqueo

Estas válvulas se diferencian de la anterior porque cortan totalmente el flujo de gas natural que circula por la tubería cuando la presión regulada supera el valor admisible.

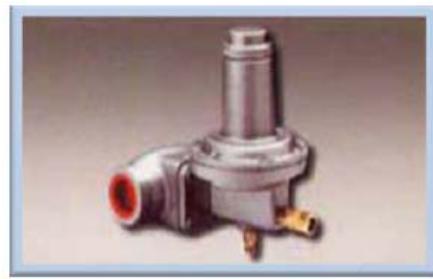


Figura 23. Válvula de Bloque

II.23.4. Medidores

Son equipos que miden el volumen de gas que fluye a través de una tubería.

II.23.5. Regulador

Dispositivo para la regulación de presión, estos son utilizados en las estaciones de regulación, también pueden usarse en las líneas de transmisión.

II.23.6. Acometidas

Tramo de tubería comprendido entre la red de distribución y la derivación del servicio, incluye la válvula de acometida y su correspondiente tranquilla. Pueden tener reguladores o no.

II.24. Límites entre los Sistemas de Transporte y Distribución

La configuración física actual del Sistema de Transporte y Distribución de gas metano permite establecer el límite entre el Sistema de Transporte y el Sistema de Distribución, normalmente a través de las Estaciones de Regulación Primaria (ERP), existentes en los sectores donde se entrega gas para iniciar su distribución en las zonas industriales, comerciales y domésticas, sin embargo pueden existir límites identificados únicamente con la brida de una válvula de entrega desde el transporte a la distribución.

Básicamente, el parámetro operacional que establece el límite entre un sistema y otro es la presión de operación de las tuberías, dado que los sistemas de transporte operan en un rango de presión comprendido entre 400-1000 psig, en tanto que los sistemas de distribución operan en un rango de presión comprendido entre 60-400 psig, estando estos diferenciales de presión controlados y limitados por las ERP existentes a lo largo de las tuberías, encargadas de la entrega de gas metano a los sistemas de distribución.

Este sistema se inicia en la salida de las ERP, las cuales establecen el límite de batería a partir del cual el transportista transferirá al distribuidor la propiedad y/o responsabilidad del manejo del gas metano. A continuación se muestra en la figura el límite existente entre ambos:

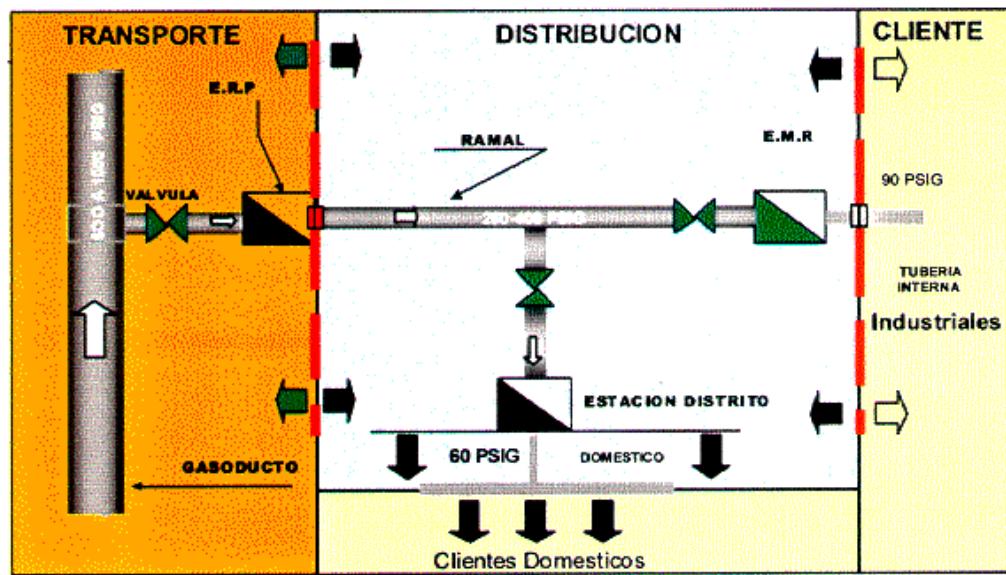


Figura 24. Límites entre Transporte y Distribución

Los tipos de estaciones que se encuentran presentes en el Sistema de Distribución se clasifican en las siguientes, de acuerdo a su función:

- Estaciones de Regulación Secundaria (ERS).
- Estaciones de Medición y Regulación.
- Estaciones de Distrito.

Todos los elementos que conforman las Estaciones están identificados mediante colores, lo que ayuda a su identificación durante la ejecución de labores de mantenimiento y emergencias que pudiesen presentarse. La codificación de estos se encuentra en la siguiente tabla:

Tabla 2.10. Codificación de los elementos que conforman las estaciones

COLOR	DESCRIPCIÓN	CONDICIÓN
Marrón	Válvula de Entrada	Abierta
Naranja	Válvula de Salida	Abierta
Rojo	Desvío y Alivio	Cerrada
Azul	Equipos de Medición	Abierta
Violeta	Equipos Eléctricos	Abierta
Negro	Sentido de Flujo, Letras, Numeros	Abierta
Gris	Equipos de Recolección, Resto de las Instalaciones	Abierta

II.25. Estaciones de los Sistemas de Transmisión de Gas.

Estos equipos y accesorios forman parte de lo que se denominan Estaciones, las mismas se encuentran ubicadas a lo largo de todo el sistema de Transmisión. Las estaciones que forman parte de un Sistema de Transmisión de Gas son las siguientes:

II.25.1. Estación de Inicio

Contienen equipos de regulación de presión, medición (de volumen, cromatografía, calidad), válvulas de bloqueo, facilidades de interconexiones y trampas de envío de herramienta de limpieza e inspección interna.

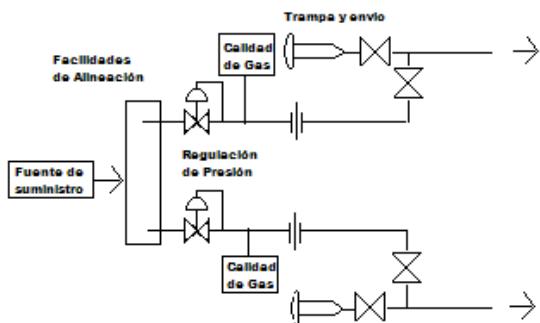


Figura 25. Esquema general de Estación de Inicio

II.25.2. Estaciones Intermedias:

Incluyen válvulas de bloqueo, facilidades de interconexión, trampas de recibo y envío de herramientas de limpieza e inspección interna, cuando la longitud del sistema así lo establece o existe un cambio de diámetro en las tuberías.

En la siguiente figura se muestra el esquema general de una Estación Intermedia de Bloqueo, Interconexión y Trampas.

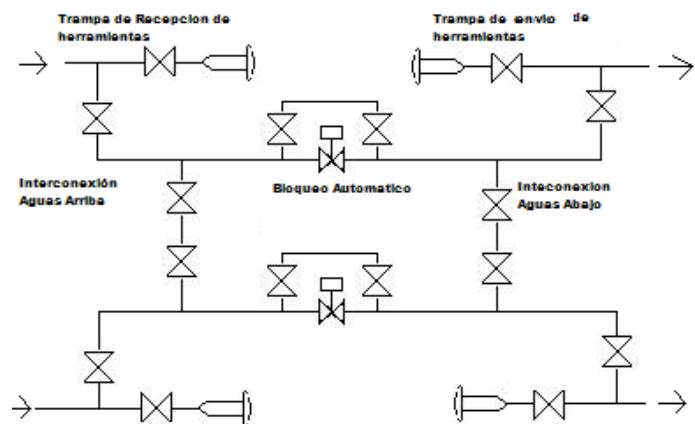


Figura 26. Esquema General de Estación Intermedia de Bloqueo, Interconexión y Trampas.

II.25.3. Estaciones de Interconexión

Se manejan facilidades similares a las dos estaciones anteriores, disponiéndose de facilidades para el control de presión, medición, válvulas de bloqueo, tuberías de interconexión y facilidades de recibo y envío de herramientas de limpieza e inspección interna.

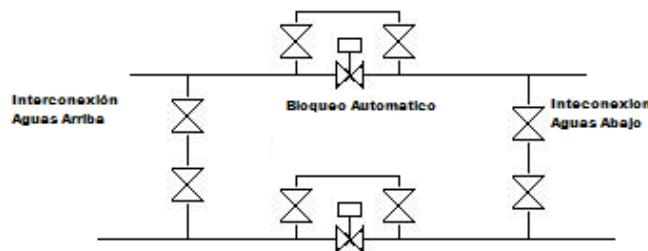


Figura 27. Esquema General de Estación de Bloqueo e Interconexión.

II.25.4. Estaciones Terminales

Son las estaciones finales de los Sistemas de Transporte, en donde se realizan las entregas a los sistemas de distribución o a los grandes clientes del sistema. En estas estaciones se disponen de las facilidades de regulación de presión, separación de líquidos, medición del gas entregado, válvulas de bloqueo, instalaciones de interconexión y trampas de recepción de herramientas de limpieza e inspección interna.

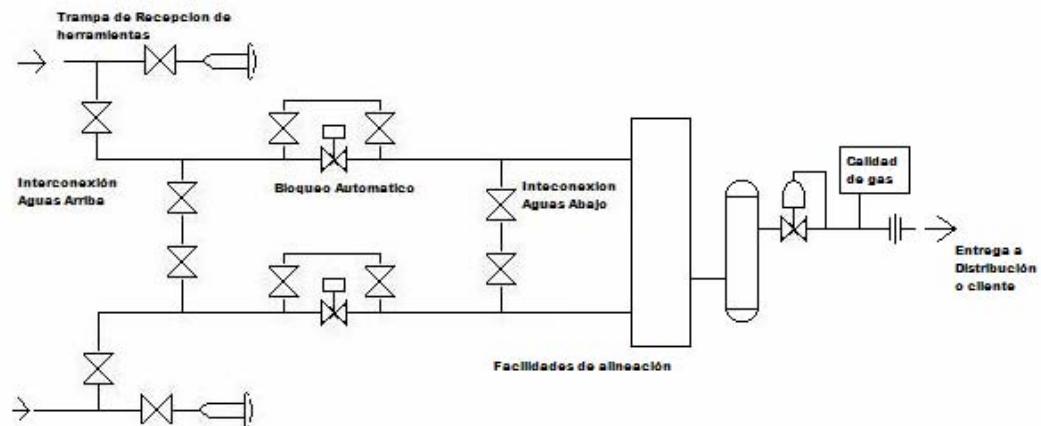


Figura 28. Esquema general de Estación Terminal.

Las longitudes de los sistemas de transmisión, las características del gas natural transportado y las condiciones de presión requeridas en los puntos terminales del sistema establecen la necesidad de instalar plantas de

compresión de gas intermedias, conocidas como estaciones Booster, las cuales permiten incrementar la presión del gas para lograr una entrega efectiva y segura hasta los puntos de entrega.

II.25.5. Estaciones de Regulación Primaria (ERP)

Para poder pasar de un Sistema de Transmisión a un Sistema de Distribución, se hace necesario disponer de una Estación de Regulación Primaria (ERP), la cual controlan y limitan los diferenciales de presión y son los encargados de la entrega de metano a los Sistemas de Distribución, este sistema se inicia a la salida de los ERP.

Todas estas estaciones complementan la principal instalación del sistema de transmisión que es “la Tubería” para el transporte del gas. Estas se ubican en corredores de terrenos que pueden ser propiedades de la empresa operadora o disponer de los derechos de paso para el servicio de transporte de gas.

Estos corredores de tuberías disponen de una serie de señalizaciones, tanto para tuberías enterradas como para tuberías superficiales. Estas señalizaciones pueden indicar la existencia de la tubería, limitaciones de acciones de terceros, la progresiva o longitud acumulada del sistema de transmisión o cualquier otra indicación pertinente.

II.26. Sistema de Distribución de Gas

Los sistemas de transmisión suministran gas a los sistemas de distribución, donde se transporta gas a presión intermedia y/o baja presión, a través de una red de tuberías que llegan a todos los clientes del sistema. Las presiones que se manejan están entre los 60 psig y los 400 psig.

Al llegar a cada sitio de consumo, el gasoducto principal, alimenta la red secundaria de distribución que surte de gas a los diferentes tipos de clientes que existen en la ciudad. El servicio lo recibe el consumidor, a presiones y volúmenes córsonos con los requerimientos, mediante medidores y reguladores que aseguran una entrega confiable y segura del servicio.

Un sistema de distribución por redes, permite que el servicio llegue en forma continua y segura a los clientes, sin requerimiento de almacenamiento, por ductos de alta resistencia como son las tuberías. En la figura 14 se muestra un sistema de distribución de gas general, el cual está compuesto por el ramal principal, ramales industriales, estaciones de distrito y finalmente redes de gas doméstico.

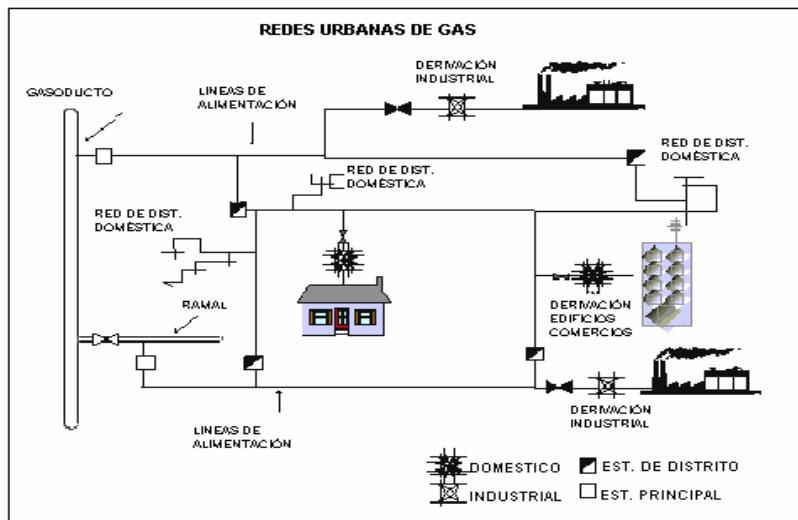


Figura 29. Esquema general de un Sistema de Distribución

II.26.1. Estaciones de un Sistema de Distribución

Entre las estaciones que se encuentran en el Sistema de Distribución se encuentran:

II.26.1.1. Estación de Regulación Secundaria (ERS)

Se encuentran aguas abajo de las ERP, su función principal es la de realizar una segunda disminución de la presión del gas en los ramales de distribución. Disminuyen la presión desde 300 psig hasta 180 psig aproximadamente. Al igual que los ERP están constituida por los siguientes equipos:

- 2 válvulas de tapón
- Un regulador
- Válvula de alivio para evitar la sobre presión
- By-Pass con una válvula de tapón.

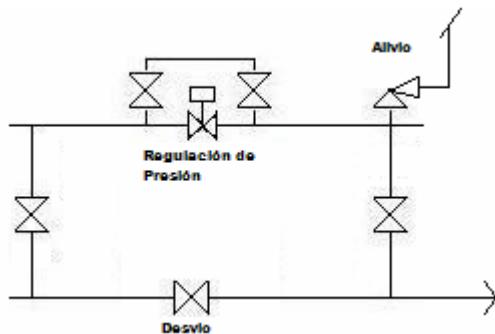


Figura 30. Estación de Regulación Secundaria.

Al igual que los Sistemas de Transmisión, los Sistemas de Distribución cuentan con corredores de tuberías con sus respectivas señalizaciones, que en muchos casos deben ser de mayor exigencia por la mayor presencia de comunidades en las adyacencias de las instalaciones y la mayor participación de terceros, debido a que tienen corredores comunes por la existencia de infraestructura de otros servicios, como por ejemplo: la electricidad, servicio telefónico, servicio de aguas, servicio de cable, etc.

Esto exige una coordinación de actividades entre las distintas organizaciones de un sector. Dicha coordinación se logra a través de Comisiones de Servicios coordinadas, en donde participan todas las empresas de servicios antes mencionadas.

II.26.1.2. Estaciones de Medición y Regulación para Clientes Industriales

Para cada uno de los clientes servidos en los puntos terminales de las redes de distribución industrial existen Estaciones de Medición Regulación (EMR). Estas tienen la función de filtrar, regular, aliviar y medir el gas metano que se entrega a los clientes industriales, para efecto de facturación.

Las facilidades deben de establecer la característica del gas que se maneja y entrega, entre las cuales esta su poder calorífico, que es la cantidad de energía entregada al cliente.

Están protegidas por una cerca metálica tipo ciclón y avisos de identificación del servicio.

Normalmente la presión de entrega es de 90 psig, hay casos especiales donde la presión es menor o mayor que la estándar dependiendo del requerimiento del cliente.

Las características de las Estaciones de Medición y Regulación son las siguientes:

- 2 válvulas tipo tapón, lubricante, en serie. Se encargan de bloquear la estación para labores de mantenimiento.
- Válvula de alivio de presión, actúa como protección a la hora de que haya una sobrepresión en la línea.

- Filtro, proteger los elementos de medición y regulación de la estación.
- Regulador de presión o válvula reguladora, equipo encargado de reducir y mantener constante la presión de entrega al cliente.
- Registrador de presión, encargado de dejar en forma impresa las variaciones de presión del gas de cada cliente, para futura facturación.
- Sistema de desvío o by-pass, sirve para mantener el suministro del cliente durante labores de mantenimiento. En condiciones normales se encuentra cerrada y con un precinto de seguridad.
- Medidor, puede ser tipo turbina o desplazamiento positivo encargado de medir el consumo de gas del cliente.

Adicionalmente, para aquellos clientes que poseen un consumo mayor de 120.000 pies³/hora, la estación posee un registrador de temperatura para la realizar la corrección de la medición y poder facturar el monto de gas realmente consumido por el cliente.

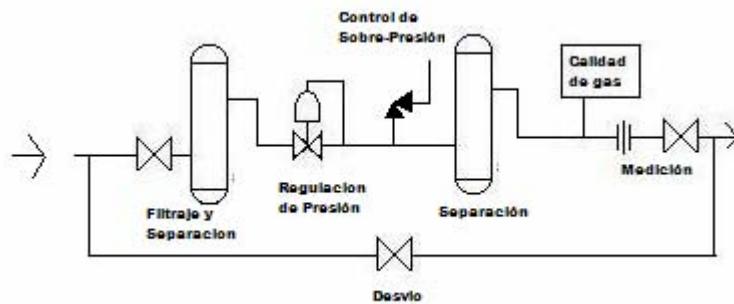


Figura 31. Esquema General de Estación de Entrega a Cliente

II.26.1.3. Estaciones de Medición y Regulación para estaciones de servicio de Gas Natural Vehicular (GNV)

Estas estaciones son similares a las de los clientes industriales diferenciándose en lo siguiente: el gas natural que se suministra por las estaciones de servicio es odorizado por regulaciones del mercado interno.

El sistema de control de sobre presión tiene una válvula de shut-off, en lugar de la válvula de alivio, la cual bloquea el flujo de gas en caso de una sobre - presión por fallas en el regulador y adicionalmente no posee tubería de desvió.

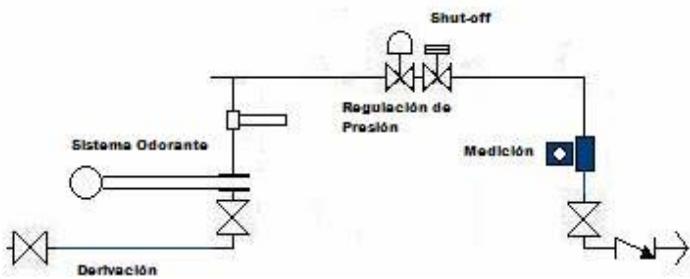


Figura 32. Esquemático General de una Estación de Medición y Regulación para GNV

II.26.1.4. Estaciones de Distrito

La alimentación de la red de distribución doméstica se hace a través de las estaciones de distrito cuya función es acondicionar las características del gas que proviene de los ramales de alimentación a los requerimientos de consumo en dicha red.

Al entrar el gas a la estación pasa por un separador de sólidos y líquidos con el objeto de garantizar la retención de partículas extrañas que pudieran ocasionar un mal funcionamiento de los sistemas de regulación, inmediatamente se encuentra la etapa de regulación que tiene como función reducir la presión de un rango entre 450-150 psig en el ramal de

alimentación, a 60 psig, para satisfacer las condiciones de operación de la Red de Distribución.

Los elementos con que cuentan las Estaciones de Distrito son los de medición, control sobre presión y un sistema dosificador de odorante para la detección de fugas menores que puedan ocurrir en los clientes.

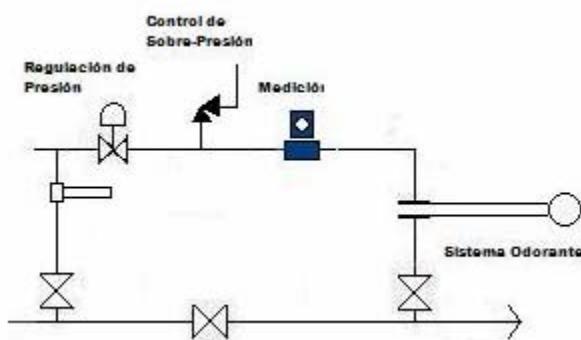


Figura 33. Esquemático General de una Estación de Distrito.

II.27. Otros aspectos de los Sistemas de Transmisión y Distribución de Gas

La comercialización del gas natural debe ser entendida como una comercialización de energía, que se entrega a través de un volumen de gas suministrado con un determinado poder calorífico. Por esta razón, el monitoreo y control de la calidad del gas debe ser una herramienta importante para la operación del sistema. Entre los aspectos que vamos a considerar son los siguientes:

II.27.1. Corrosión de Tuberías

Otro aspecto a considerar, es que hay ciertas partes en donde la tubería tiene que estar enterrada para poder pasar ríos, calles o sitios donde no sea

muy rentable pasarla por la superficie. Al estar enterrada, el acero es propenso a ataques corrosivos, tales como elementos químicos, bacteria y corrientes parásitas. En este caso se debe proteger la tubería. El objetivo de la protección es para evitar cualquier daño que implique fuga de gas en la tubería.

La corrosión del acero enterrado se debe por efectos electroquímicos o corrosión galvánica, que dependen de las características del suelo y de las fuentes de corriente cercana, tales como rieles de ferrocarriles, que generen un efecto electrolítico.

Sin embargo la corrosividad intrínseca del suelo es muy difícil de determinar, depende de muchos factores tales como: la humedad, contenido de iones solubles en el suelo, presencia de bacterias, etc. Pero mediante la resistividad eléctrica del suelo nos puede dar una idea de esta corrosividad, ya que esta establece la tasa de intercambio iónico. Si la resistividad es baja, entonces la corrosión es rápida y si la resistividad es alta, la corrosión será lenta o despreciable.

Para estimar si un suelo es corrosivo o no, se pueden tomar los siguientes valores de resistividad eléctrica:

Res. $\text{El} < 20 \text{ ohms/m/m}^2$ ----- Suelo con potencialidad corrosiva

Res. $\text{El} > 100 \text{ ohms/m/m}^2$ ----- Suelo seguro desde el punto de vista de la corrosión.

El efecto electrolítico es el que crea la corrosión del acero. Este efecto es producido por el flujo de corriente a través de la tubería, el cual puede ser causado por campos eléctricos generados por corrientes Pérdidas o vagabundas y su intensidad va a depender de la ubicación relativa de la fuente con respecto a la tubería.

Las ubicaciones de zonas de potencial peligro se pueden establecer mediante estudios de voltaje.

II.27.2. Métodos de Protección

Los métodos de protección contra la corrosión pueden ser clasificados en dos tipos:

II.27.2.1. Revestimientos de Aislación (Métodos Pasivos)

- Consiste en el uso de revestimientos, a fin de generar un aislamiento entre el acero de la tubería y el suelo. Si este método generara una protección perfecta, no se necesitaría implementar el otro método. Sin embargo en la práctica no ocurre esto y la protección debe ser complementada con Protección Catódica. Los métodos pasivos se pueden clasificar en:
 - Esmaltes basados en carbón o petróleo, los cuales son aplicados de forma caliente y en capas que alcanzan espesores entre 2 y 3 mm.
 - Tiras de materiales plásticos, tales como el polietileno, que pueden ser adheridas a la tubería o extruidas contra el material en una fábrica.
 - Resinas epóxicas aplicadas sobre la tubería en plantas especiales de revestimiento.

II.27.2.2. Protección Catódica (Métodos Activos)

Es una técnica eléctrica que incorpora un potencial en la tubería protegida para contrarrestar la tendencia de migración de iones electroquímicos y detener la corrosión, casi completamente.

El principio de este método puede ser entendido a través de la corrosión galvánica, que es la tendencia de un metal a formar celdas galvánicas en un

medio electrolítico, con un ánodo, un cátodo y una fuerza electromotriz o voltaje.

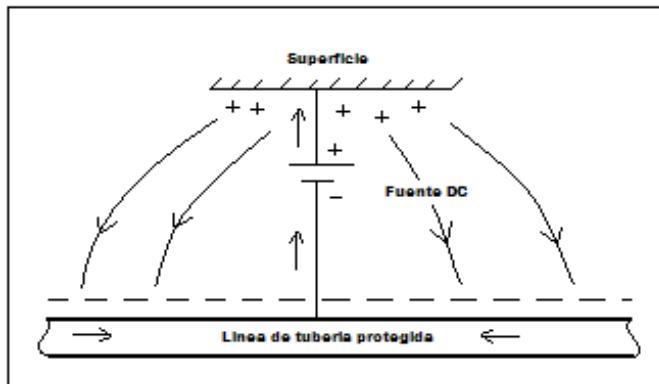


Figura 34. Esquema de Circuito de Protección Catódica

Por ionización del ánodo se disuelve el metal. Los iones del metal migran del ánodo al cátodo a través del electrolito. Estos iones son reducidos en el cátodo y la carga eléctrica generada de dicha reducción se transfiere hacia el ánodo a través del metal. Típicamente, la corrosión galvánica se observa en el ánodo como un pit (Perdida localizada de material).

Normalmente, la corrosión galvánica se elimina a través del establecimiento de una fuerza electromotriz o voltaje que opera en forma contraria al voltaje de la celda galvánica. Esto se hace con la conexión de corriente directa o través de la instalación de metales menos nobles que el hierro, en la serie galvánica de metales. Todo esto con el fin de convertirlo en un ánodo de sacrificio que envía sus iones hacia el metal de la tubería, para luego ser direccionados adecuadamente en el cierre del circuito.

El rango de un sistema de protección catódica va a depender de la resistencia eléctrica a través del revestimiento, desde la tubería hacia el suelo y de la resistencia eléctrica de la propia tubería.

II.27.3. Equipos de Instrumentación y Automatización

Son utilizados para hacer las mediciones (de presión, flujo, temperatura, calidad del gas, etc.) que se requieren para el seguimiento operacional de la instalación. Adicionalmente se cuenta con una instrumentación que permita realizar operaciones automáticas para el control de presión en sistemas de regulación, el bloqueo de válvulas y el drenaje de separados, entre otras.

Todas estas facilidades conforman el Sistema de Supervisión y Control que puede manejarse en forma local y/o remota, a través de sistemas de telemetría, que permiten efectuar una comunicación con la sala de control, en donde se realiza la supervisión y control de todas las operaciones automatizadas del sistema.

II.28. Herramientas tecnológicas para el diseño de la red de distribución y transporte de gas natural para uso doméstico

II.28.1. Autocad

Es un programa de diseño asistido por computadora para dibujo en dos y tres dimensiones. Actualmente es desarrollado y comercializado por la empresa Autodesk. El término Autocad surge como creación de la compañía Autodesk, teniendo su primera aparición en 1982. Autocad es un software reconocido a nivel internacional por sus amplias capacidades de edición, que hacen posible el dibujo digital de planos de edificios o la recreación de imágenes en 3D.

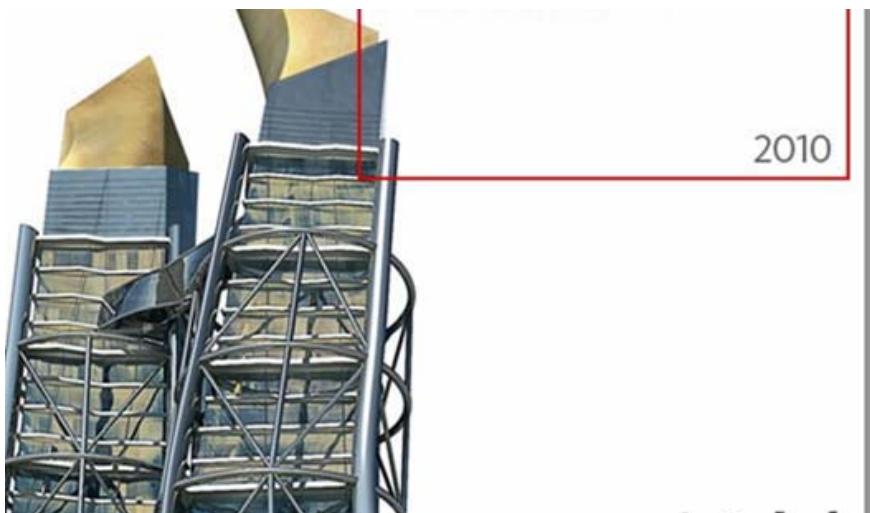


Figura 35. Portada de Presentación del AutoCAD 3D 2010

II.28.2. Simulador de Redes de Gas Stoner Synergee

“The Stoner Workstation Service” (SWS) es un simulador de fácil uso, utilizado especialmente para los análisis de los estados estacionarios y sistemas de transmisión de gas. El SWS es completamente gráfico, la red que está siendo analizada puede ser creada, manipulada, resuelta y presentada al operador en dos dimensiones. SWS tiene la capacidad de analizar circuitos cerrados de tuberías, reguladores, válvulas, compresores, etc., en redes que transporten gas, vapor, oxígeno, dióxido de carbono, nitrógeno, etileno y aire. SWS está desarrollado para poder ser manipulado para resolver problemas específicos:

Sistemas de distribución de gas natural que sirven a pequeñas localizaciones o toda una área metropolitana. Modelos con múltiples niveles de presión incluyendo elementos reguladores.

Sistemas de transmisión de gas natural. Analiza la relación de estados estacionarios de presión y flujo de largos gasoductos, incluyendo

innumerables compresores para el estudio del comportamiento del sistema de transmisión.

Sistemas de almacenamiento y producción de gas natural. Sistemas de vapor. Resuelve las condiciones de flujo de vapor saturado para el análisis de sistemas de calefacción. Pérdidas por condensado debido a la transferencia de calor con los alrededores.

Sistemas de ventilación, calefacción y aire acondicionado. Examina sistemas de ventilación de plantas generadoras, minas y edificios para el estudio del tamaño de ductos, ventiladores y el análisis de la calidad del aire.

En general las aplicaciones son las siguientes:

- Diseño de redes de distribución de gas metano. (Desarrollos urbanísticos y gasificación de ciudades).
- Modelaje y simulación de redes existentes.
- Determinar el comportamiento de la red por alteraciones del sistema. (Roturas y procedimientos operacionales).
- Evaluación para la incorporación a la red de distribución de nuevos clientes con altos consumos.
- Evaluación de planes para reforzar redes existentes.
- Reducción de horas hombre en la evaluación y diseño de redes de distribución de gas metano.
- Minimizar costos de repotenciación de redes existentes, estableciendo los proyectos de mejora del sistema. (Interconexiones, incorporación de estaciones de distrito).

- Eliminar la incertidumbre sobre la capacidad y comportamiento de la red a fin de incorporar nuevos clientes con usos no tradicionales del gas metano. (Aires acondicionados, secadora).

El simulador SWS permite elegir entre una amplia gama de ecuaciones para realizar los cálculos en las redes. Entre las ecuaciones con las que cuenta este simulador se pueden mencionar:

Ecuación Fundamental con Factor de Fricción Constante.

- Ecuación Fundamental con Factor de Fricción Dependiente del Flujo.
- Ecuación de distribución del Institute Gas Technology (IGT).
- Ecuación A de Panhandle.
- Ecuación B de Panhandle.
- Ecuación de Spitzglass para Baja para Presión.
- Ecuación de Spitzglass para alta Presión.
- Ecuación de Weymouth.

II.28.2.1. Elementos de la Simulación

Tuberías: Las tuberías son el componente más básico en redes para la simulación se refiere, estas conectan entre sí medios o componentes como compresores, válvulas, reguladores, con un número diferente de ecuaciones. Las ecuaciones difieren por la formulación del término de fricción, y en algunos casos, por las propiedades del fluido que se contiene dentro de las tuberías, por lo tanto este tiene diferentes modelos para el cálculo en tuberías los cuales se pueden seccionar de la siguiente manera:

Ecuación fundamental de flujo, existen dos opciones para este tipo de ecuación o regulación. Esta ecuación teóricamente derivada puede usarse con un factor de fricción constante o con un factor de fricción que se calcula como una función directa de la rugosidad y el número de Reynold's.

Ecuación tradicional para gas natural en tuberías. Muchas ecuaciones han sido desarrolladas teniendo en cuenta la industria del gas natural, cada una incorporando su representación empírica de pérdidas de fricción. Existen la ecuaciones Panhandle A y B, la ecuación Weymouth, la ecuación de distribución IGT, la ecuación Spitzglass, y la ecuación Mueller de alta presión.

Ecuaciones de vapor. La habilidad para resolver en seco, los modelos de flujo de vapor saturado usando una ecuación de flujo de vapor fundamental ha sido desarrollados para el análisis de sistemas de calefacción. Un segundo elemento de vapor permite al usuario tener en cuenta la pérdida por condensación generada por la transferencia de calor a sus alrededores.

Modelo Etileno. Se usa la ecuación Clark. Cuando se modela con las ecuaciones para redes de tuberías, es posible especificar el diámetro de la tubería como un valor desconocido. El simulador Stoner/Synergee puede determinar el diámetro apropiado para un balanceo correcto de la red de tuberías.

II.28.2.2. Reguladores y Válvulas

Muy a menudo, es importante que las válvulas y reguladores sean incluidos en un modelo de red. El simulador Stoner/Synergee incluye diferentes tipos de reguladores y válvulas para este propósito. Las ecuaciones suplidadas por los fabricantes están incorporadas en alguno de los modelos de reguladores, mientras otros permiten tratamientos especializados en sus operaciones.

En muchos casos el usuario incluye estos elementos para controlar la presión aguas arriba y aguas abajo del regulador, en estos casos la constante de la válvula o el coeficiente de regulación de gas es calculado como parte de la solución.

II.28.2.3. Elementos Adicionales

Además de los elementos arriba descritos, algunos otros elementos que son utilizados en simulaciones especializadas, como por ejemplo.

Un factor de pérdidas por velocidad es incluido para permitir al usuario modelar pequeñas pérdidas debido a curvas, codos, tees, y otros elementos.

Una unidad de procesamiento químico es incluida para representar las facilidades que ofrece un tren de procesamiento químico.

Un elemento de planta de procesamiento está disponible para representar facilidades de separación que comúnmente son usadas para remover hidrocarburos pesados del gas natural durante la producción del gas en la red de distribución.

Un elemento de flujo forzado es incluido para permitir al ingeniero especificar un flujo interno en una red de distribución de gas.

II.28.2.4. Soluciones Técnicas

La información de redes suministrada por el usuario es usada para la construcción de un set no lineal de ecuaciones matemáticas. Estas ecuaciones matemáticas forman el modelo del sistema de tuberías y son interconectadas basándose en la aplicación de la primera ley de Kirchhoff's. Esta ley física establece que la sumatoria de los flujos en un nodo es igual a cero para la conservación de la masa. La solución de estas ecuaciones

provee predicciones de presión, flujo, coeficientes de válvulas, velocidad y el diámetro de las tuberías. Las ecuaciones son resueltas por el método iterativo Newton-Raphson.

Para el desarrollo de este trabajo, se usó la ecuación Fundamental con fricción dependiente del flujo y la ecuación es la siguiente:

$$Q = (n+1) \times 77.54 \times \frac{T_b}{P_b} \times D^{2.5} \times e^{\left[\frac{P_1^2 - P_2^2 - \frac{0.0375 \times G(h_2 - h_1) \times P_a^2}{Z \times T_a}}{G \times T_a \times L \times Z \times f} \right]^{0.5}} \quad (57)$$

En donde:

Q=Flujo de fluido.

n=Número de Tuberías.

T_b =Temperatura estándar (°R)

P_b=Presión estándar (Psig).

D=Diámetro interno de la tubería.

G=Gravedad específica del gas.

P₁ =Presión en el nodo aguas arriba.

P₂ =Presión en el nodo aguas abajo. P_a =Presión en la línea.

T_a =Temperatura del gas en el sistema.

Z=Factor de compresibilidad del gas.

L=Largo de la tubería entre nodos e=Eficiencia de las tuberías.

r=Rugosidad de la tubería.

f= Factor de fricción.

h = Elevación del nodo.

CAPÍTULO III

III. MARCO METODOLÓGICO

III. 1. Naturaleza de la Investigación

El tipo de investigación utilizada para el desarrollo de este trabajo es del tipo documental, de Campo y de Proyecto Factible:

III.1.1. Investigación documental

UPEL (2006), Se entiende por investigación documental:

El estudio de problemas con el propósito de ampliar y profundizar el conocimiento de su naturaleza con apoyo principalmente en trabajos previos, información y datos divulgados por medios impresos, audiovisuales y electrónicos.

La investigación documental consistió la búsqueda de información relacionada con el proyecto, como:

Base Legal y Normativas que lo sustenta.

Documentos de la organización en la cual se realiza el presente proyecto, PDVSA GAS y Gerencia de Gasificación Gran Caracas.

Manual operativo del Simulador Stoner/Synergee (herramienta principal) y Auto Cad (Programa de diseño que sirve de apoyo a nivel de planos, accesorios y otro conjunto de elementos que forman parte del diseño y construcción).

Antecedentes del proyecto como trabajos de investigación previos, tanto de la empresa, como de trabajos de grado relacionados con dicho estudio.

III.1.2. Investigación de campo y proyecto factible

De acuerdo al problema planteado, y en función de sus objetivos, este trabajo de investigación se enmarca como un trabajo de investigación de campo y proyecto factible.

Balestrini Miriam, (2001), explica que el proyecto factible...’consiste en una proposición sustentada de un modelo operativo fálible, orientado a resolver un problema planteado o satisfacer necesidades en una institución o campo de interés nacional’.

La investigación de campo según Arias (2004) “consiste en la recolección de datos directamente de la realidad donde ocurren los hechos, sin manipular o controlar variables alguna”. (p. 94).

Ahora este proyecto se consideró como una investigación de campo y proyecto factible, porque comprende:

Recolección y ubicación de la información en cuanto a la distribución de los sectores de proyectos iniciados y fuentes de donde van a ser abastecidos (Fase inicial de la construcción del modelo de distribución de gas).

Visita, recolección y clasificación de data en campo (Parroquias de Catia La Mar, Urimare y Carlos Soublette) para determinar la demanda de gas, proyecciones de consumo y futuros cambios globales. Así como evaluar las posibles rutas de las redes de distribución del gas metano, zonas de riesgo y zonas de acción especial.

Proyecciones de demanda basándose en el porcentaje de crecimiento geométrico de la población del área de estudio, esto con el fin de garantizar el buen funcionamiento del sistema en un horizonte económico de 20 años.

Modelado del sistema de redes de gas doméstico a través del simulador de redes de gas Stoner/Synergee (trazado, dimensionamiento, comportamiento hidráulico y capacidad) y su optimización en diferentes escenarios posibles.

Factibilidad económica del proyecto.

III.2. Instrumentos y Técnicas de Recolección de Información

Dentro del marco de la realización de este proyecto se implementaran las siguientes técnicas.

En primer lugar se emplearon las técnicas de: revisión documental, presentación resumida, resumen analítico y análisis crítico, así como la revisión de los planos del municipio Vargas, para el análisis de las fuentes documentales. En segundo lugar, se emplearon la técnica de la entrevista estructurada, la cual consiste en mantener un margen de libertad en la formulación de preguntas. En tercer y último lugar, se introdujo la técnica de observación directa de algunos aspectos implicados en la aplicación práctica del proyecto. Como instrumentos, tenemos la implementación del paquete de diseño “AutoCad 2007” y el simulador “Stoner SynerGEE 4.3.2”.

III.2.1. Análisis Documental

La investigación documental permite recopilar toda la información escrita (completa y actualizada) referente al tema planteado, dándole así soporte documental al proyecto. Para ello se consultarán libros, manuales técnicos, trabajos especiales de grado, páginas Web, entre otros documentos.

III.2.1.1. Instrumentos

Son aquellos dispositivos o formatos, que se utilizaron para obtener, registrar, procesar o almacenar información, entre los cuales tenemos:

- Laptop HP Pentium 4.
- Software Microsoft Office 2007.
- Software Google Earth.
- Software AutoCAD 2007.
- Software Stoner Synergee Gas version 4.3.2.
- Acceso a Internet.
- Impresora Sharp y copiadora.
- Pen drive 4 GB.

III.2.2. Técnicas de Procesamiento y Análisis de Datos

Consiste en que una vez recopilado los datos es necesario procesarlos y analizarlos.

La aplicación de esta técnica se basó en el procesamiento de datos del levantamiento de área geográfico a través de software y formulas estadísticas con la finalidad de definir el diseño del sistema de redes de distribución de gas metano.

III.2.2.1. Observación Directa

Es aquella en la cual el investigador puede observar y recoger datos mediante su propia observación. Se utilizó dicha técnica en el levantamiento de área en la población de estudio.

III.2.2.2. Entrevistas

Consiste en la relación directa establecida entre el investigador y grupos o individuos con el fin de obtener información. Esta técnica se aplicó al realizar consultas con el personal de PDVSA Gas, alcaldías, municipios, tutor (académico) y la población de la zona de interés a estudiar, entre otros, ya anteriormente nombrados mediante la recopilación de información.

III.3. Herramientas utilizadas para la búsqueda de Información

En el desarrollo del presente trabajo se ha hecho uso de diferentes herramientas de búsqueda de información, análisis y cálculo, que ha sido necesario para poder dar culminación a los objetivos planteados, dichas herramientas son fueron brevemente descritas en el marco teórico con fines de dar a conocer la manera en que fueron utilizadas y el valioso aporte que dieron al estudio.

III.4. Diseño de la investigación

Todo trabajo de investigación adopta un diseño que sirve para determinar la metodología que se va a utilizar para corroborar todos los datos y dicho diseño es el que permitirá presentar la información clara y veraz para dar respuestas a ciertas preguntas. Según Altuve (1980), considera que un diseño de investigación es, “la presentación de las condiciones que posibilitan la recolección y análisis de datos, de tal forma que se puedan combinar resultados relevantes con la economía de procedimientos”. (p.89).

III.5. Fases para la elaboración del Proyecto

III.5.1. Recolección de la información

Esta fase del proyecto consistió en la ubicación exacta de las zonas de

estudio, por medio de planos o catastros existentes de las zonas, fuentes de suministro de gas metano que sirvan de alimentación del sistema de distribución de gas metano que posean la capacidad y calidad necesarios para abastecer la demanda, tipo de sistema de transporte de dicha fuente (Sistemas o subsistemas de transporte y distribución, ramales industriales, GNV, estaciones de regulación primarios y secundarios) cantidad de clientes a beneficiar, tipo de clientes (comerciales y domésticos), consumos y tipos de servicios básicos existentes en los distintos tipos de clientes, sectores en condiciones de riesgo, etc.

III.5.2. Bases de diseño para la elaboración de la red de distribución de gas natural para uso doméstico

III.5.2.1. Determinación de la Demanda de Gas Natural de las Parroquias de Catia La Mar, Urimare y Carlos Soublette. Estado Vargas.

Como este proyecto solo asume el diseño de la red de gas doméstico y comercial, entonces se procede a explicar de forma detallada los pasos para el cálculo de la demanda de gas natural en estos tipos de clientes.

Demanda Doméstica.

Cálculo del Consumo del Gas Natural

Para determinar el consumo de requerido por la población, se procede a la revisión y seguimiento de la norma COVENIN 928:2008 “Sistemas de Tuberías para el Suministro de Gas Metano Comercial o GLP en Edificaciones Residenciales, Comerciales, Otros Tipos de Edificación y Mixtas”

A través esta norma se establece “una demanda de gas de 32.000 a 65.000 Btu/hora o 32 a 65 pie³/hora para una cocina de gas residencial doméstica residencial” (ver anexo consumo por artefactos norma COVENIN 928:2008).

Para viviendas unifamiliares se consideró un valor aceptable de 48 pie³/hr, ya que según la norma COVENIN 928:2008 este es el consumo de una cocina doméstica con 4 hornillas y horno.

Esta tarifa se usó para determinar el consumo de las viviendas, de cada año multiplicando este valor por la cantidad de viviendas actual y en proyección por año.

Demanda Comercial.

Para este cálculo se procedió a clasificar a los posibles clientes comerciales por su consumo, y se clasificaron en clientes comerciales bajos y clientes comerciales medios y altos, y las tarifas son las siguientes:

Clientes comerciales bajos: 55,00 Pie³/h.

Cliente comercial medio y alto: 200,00 Pie³/h.

Estas tarifas se usaron para determinar el consumo de los comercios, de cada año multiplicando este valor por la cantidad de comercios actual y en proyección por año.

Proyección de la demanda

Para precisar la proyección de la demanda en un horizonte económico de 20 años, se procedió a desarrollar la proyección de viviendas en dicho lapso de tiempo, que luego con el consumo por vivienda se obtiene la demanda a futuro.

Para hacer estos cálculos se partió de la siguiente premisa:

“Las viviendas tienen una tasa de crecimiento igual a la tasa de crecimiento poblacional de la ciudad”.

El crecimiento poblacional a utilizado es el crecimiento geométrico, que supone un crecimiento porcentual constante en el tiempo, es aplicable a periodos largos, lo que desde el punto de vista demográfico se identifica con el comportamiento real de la población.

La ecuación utilizada es la siguiente:

$$N_t = N_0 (1+r)^t \quad (58)$$

Dónde:

N_0 : Población al inicio del período.

N_t : Población futura, resultado de la proyección.

r : Tasa media anual de crecimiento.

t : Número de años que se va proyectar la población.

Para la proyección de la demanda comercial se partió de la siguiente premisa: asumir que el índice de crecimiento de los comercios es igual al producto interno bruto del sector comercial.

Para determinar este índice se investigó en el Banco Central de Venezuela (B.C.V.) la forma en que los economistas de ese ente público determinan el crecimiento de comercios e industrias en una zona del país. Este crecimiento depende de la rentabilidad, en cuanto a la oportunidad de negocio que tenga la zona en estudio, lo que va a incentivar la inversión o instalación de

industrias en un área determinada. La variable económica que mide esta tendencia es el Producto Interno Bruto (P.I.B); con esta información se estableció la premisa anteriormente mencionada.

Factor de simultaneidad del uso

Es la relación entre la totalidad de la potencia instalada o prevista, para un conjunto de instalaciones o de máquinas, durante un período de tiempo determinado, y las sumas de las potencias máximas absorbidas individualmente por las instalaciones o por las máquinas.

El cálculo y las premisas usadas para obtener el factor de simultaneidad del uso se explican más detalladamente en el apéndice A.

Considerando un factor de simultaneidad en base al número de clientes, establecido por la norma COVENIN 928:2008. La cual se refiere como “Un factor de mucha importancia para el cálculo del consumo probable de gas, dependiente del número y tipos de artefactos a ser instalados en el sistema de tuberías”. En la siguiente se presentan algunos valores de uso frecuente por los que hay que multiplicar la demanda proyectada para obtener el máximo consumo probable.

Tabla 3.1. Factor de Simultaneidad. Norma COVENIN 928-78. Criterios para el diseño de Redes Domésticas y Comerciales.

VIVIENDAS	C _i
1-5	1
5-15	0.8
15-25	0.64
25-35	0.53
35-70	0.44
70-125	0.38
125 o más	0.35

III.5.2.2. Presiones de operación

Para determinar las máximas presiones permitidas en un sistema de distribución de gas metano, se procedió a la revisión de leyes y normas.

La norma COVENIN 928-78 establece que “Las presiones máximas permitidas en los sistemas de tuberías para el suministro de gas metano comercial o GLP de ocupación residencial, comercial y mixta son las siguientes”.

- 413,69 kPa (60 psi) entre la acometida y el regulador.
- 4 kPa (0,5 psi) entre la salida del regulador y la tubería de conexión con los artefactos a gas.

- 103 kPa (15 psi) a la salida del regulador primario, para el caso de los sistemas que requieren regulación en dos etapas.

III.5.2.3. Caída de presión admisible

Para el estudio en cuestión, solamente se permitirá una caída de presión que no supere el 2.5% para los sistemas que trabajen con 0,5 psig y un 10% para los que operen con 60 psig.

III.5.2.4. Diámetros

De la norma COVENIN 928-78 en el apéndice I, se extrae:

El diámetro de las tuberías para gas deberá ser el apropiado para que se pueda suministrar la máxima demanda existente en el sistema sin que se produzcan caídas de presión excesivas entre el regulador de baja presión (regulador único para el caso de regulación en una sola etapa o regulador secundario para el caso de regulación en dos etapas), y los artefactos. Este diámetro se deberá determinar por los métodos de ingeniería aceptados y utilizados por el distribuidor.

III.5.2.5. Velocidad máxima

Basado en la norma API RP 14 E, Pág. 24, (Ver Anexo N^º1) “Las líneas de gas monofásico deben ser del tamaño para que la presión final resultante sea lo suficientemente alta para satisfacer los requisitos de las piezas del equipo, para evitar problemas de ruidos se recomienda una velocidad permisible de 60 pie/segundo, sin embargo, la velocidad de 60 pies / segundo, no debe interpretarse como un criterio absoluto. Velocidades más altas son aceptables cuando se colocan válvulas de tubería que minimizan o aíslan el ruido”.

III.5.3. Trazado de la red de distribución de gas doméstico

Para el trazado de la red de distribución, primero se ubicó la información de los clientes a gasificar en el plano cartográfico digital con la información obtenida. Todo esto para definir por donde será el trazado de las redes.

Este trazado se realizó con la ayuda del software Auto CAD 2007, adicionalmente se usó una paleta de colores, formatos y bloques establecidos por la Gerencia de Gasificación Nacional para la construcción de redes en cuanto a diámetros de tuberías y accesorios.

Para el trazado de redes se utilizaron las siguientes condiciones:

- La Red de Distribución se va a empalmar a la estación de GNV que se construirá frente del Círculo Militar de Mamo.
- Las tuberías de las áreas de acción se tienen que enmascar, es decir conectarse mutuamente. Esto permite darle más energía al sistema (elevado rendimiento Hidráulico), evitando grandes caídas de presión.
- Las red deben tener en la mayoría de los casos, de 1,5 a 3 metros hacia fuera de la acera, es decir en la vía y por ambos lados de la calle.
- El paso de la tubería debe ser paralelo a las vías.
- Debe pasar por el terreno menos accidentado, este criterio también reduce los costos.
- Debe prestar atención al costo respecto a otras alternativas posibles, mantenimiento futuro, interferencia con el tráfico y peatones y molestias a los abonados.

III.5.4. Dimensionamiento del Sistema de Distribución de Gas Metano

Una vez terminado el trazado del sistema de distribución se procede a importar estos datos al simulador, con el propósito de dimensionar el sistema con el rango de demanda óptimo proyectado a futuro en los cálculos anteriores.

Antes de importar los datos primero se requiere ajustar algunos detalles de gran importancia que determinan la complejidad y a la vez, la confiabilidad de la tecnología del simulador, conociendo aún más su funcionamiento y tomando en cuenta la realidad a la hora de la implantación.

Primero se abre el simulador y se busca la ruta, en esta paso se selecciona el modelo hidráulico de la red de distribución. Luego se verifican y cambian las unidades, puesto que El simulador Stoner/Synergee está predeterminado con unidades estándares inglesas. El usuario puede proveer unidades apropiadas y nombres de unidades en la sección de unidades del simulador. En este trabajo, se debe utilizar unidades estándares inglesas como unidades del sistema internacional por razones de operacionalidad, es decir algunos valores fueron utilizado con la mezcla de las unidades métrica e inglesas debido a la costumbre de operacionalidad que posee la empresa como por ejemplo se denota que la presión es expresada en psig y el flujo es expresado en m³/h, por lo tanto este tipo de caso ocurre según sea el caso de la operación por lo cual las unidades se presenta en todo momento acompañando cualquier numeración.

Las unidades de medida para todos los valores numéricos están siempre indicadas y mostradas en el manual del usuario, referenciadas a través de esta documentación, (ver Anexo N° 2).

Seguidamente se verifica que el sistema de coordenadas elegido sea consistente con el sistema de unidades.

Luego se le dan parámetros al fluido, los cuales se muestran en la siguiente tabla.

Tabla 3.2.Características del gas analizado.

Ítem	Valor	Unidades
Poder Calorífico	1.000,00	BTU/scf
Gravedad Específica	0,69	
Contenido de CO ₂	0,5	% Molar
Viscosidad	0,00000025	Lbf-s/ft ²

Luego se le dan propiedades las tuberías, válvulas, reguladores y nodos finales que representan un cliente. Para trabajar con el simulador es necesario especificar información de los materiales a utilizar para un correcto balanceo de la red de tuberías.

Por experiencia en PDVSA Gas se suele usar para realizar estas simulaciones (dentro de las opciones que presenta el programa), la ecuación general de flujo en tuberías que utiliza el factor de transmisión de Colebrook en lugar del usado por Weymouth o Panhandle. Esta ecuación ha generado resultados que se adecuan bastante bien a los verificados en el campo, por lo que se ha adoptado en las simulaciones para el diseño y/o ampliación de redes de Gas. Esta ecuación se llama Ecuación Fundamental con Factor de Fricción Variable y Eficiencia, mejor conocida como Ecuación FM. Esta ecuación se explicó y desarrollo detalladamente en el Marco Teórico (Capítulo II).

Una vez determinados los parámetros anteriores se procede a la estandarización de valores generales de primer uso en los cálculos de flujos

en tuberías los cuales requieren valores como gravedad específica, rugosidad de las tuberías, eficiencia, temperatura del ambiente, valores de fricción, temperatura del fluido a distribuir u otros. Estos valores vienen predeterminados en una sección del simulador, presentados en la siguiente tabla:

Tabla 3.3. Parámetros secundarios.

Ítem	Valor	Unidades
Temperatura ambiente	68	°F
Poder calórico	1000	BTU/scf
Eficiencia	0,95	
Factor de fricción	0,015	
Gravedad Específica	0,6	
Rugosidad	0,0018	Pulgadas
Temperatura del Gas	68	°F

Después de ajustar todos parámetros anteriores al simulador se procede a importar las tuberías de distintos diámetros en formato Auto CAD, estas deben ser guardadas en diferentes capas para poder llevarlas al simulador. Se revisa que las tuberías estén bien pegadas en los nodos y no existan cruces entre ellas u otros errores, mediante los siguientes análisis:

Spatial tool, Dteet Unsplit pipes y Examine All nodes.

III.5.4.1. Simulación de la red de distribución

Después de cargar la información en formato digital CAD y de la pre-calibración del sistema, se procedió a realizar la simulación en el simulador Stoner SynerGee. Este proceso consistió en los cálculos hidráulicos tramo a tramo, determinando si el modelo cargado es físicamente factible.

Esta fase del proyecto consiste en la optimización de la red de distribución en cuanto a su enmallamiento, diámetros de las tuberías, ubicación de los anillos, número de estaciones de distrito, partiendo de la generación de mapas de presión y velocidad. Esto se hace para garantizar el buen desempeño de la red de distribución para cada una de las poblaciones en el horizonte económico planteado.

Enmallamiento del sistema

Consiste en enlazar mutuamente las áreas de acción, dándole más energía al sistema y evitando grandes caídas de presión y altas velocidades evitando la erosión.

Optimización de diámetros

Se realizaron varias corridas al simulador, cambiando los diámetros, hasta obtener el mínimo que se adapte a las condiciones de entrega (volumen y presión) de cada uno de los clientes del sistema. Esto se realiza debido a que el costo de la infraestructura disminuye cuando los diámetros de los tramos de tubería son menores.

Ubicación de anillos

Para aumentar la eficiencia del sistema se ubican anillos en el mismo, es decir, se ponen tramos de tuberías con un mismo diámetro bordeando la

ciudad o zonas de acción donde se presume un gran consumo. La optimización de estos anillos se analiza con los mapas de presión y velocidad.

Optimización del número de estaciones de distrito

Para la optimización del número de estaciones de distrito se realizaron varias corridas en el simulador variando el número de estaciones de distrito y su ubicación.

La finalidad de realizar la simulación de estos escenarios, es ver cuál de ellos garantiza el mejor funcionamiento hidráulico de la red, y si están entre los rangos permitidos de presión y velocidad. Para verificar esto hay que realizar los mapas de presión y velocidad de cada escenario.

Mapas de presión y velocidad

Para determinar, cuál de los escenarios es el óptimo se procedió, como se dijo anteriormente, a realizar los mapas de presión y velocidad de cada escenario.

Los resultados obtenidos se vacían en una tabla con los siguientes datos: velocidad máxima, presión mínima y máxima caída de presión, teniendo en cuenta la presión inicial de la red doméstica en psig y la velocidad de diseño usada que es de 60 pies/seg=18,28 m/seg. (Basado en la norma API RP 14 E, pag. 24, ver Anexo N^o 2), la velocidad máxima del sistema no debe sobrepasar este valor, a fin de evitar problemas de ruido y de erosión.

Otra de las aplicaciones de los mapas de presión, es que con ellos se ubican las zonas con mayor pérdida de presión y es en estos sitios donde se puede evaluar la posibilidad de colocar un anillo con mayor diámetro o enmascarar el sistema, disminuyendo así las caídas de presión del mismo.

III.5.5. Factibilidad Técnico-Económica del Proyecto

Se realizó un estudio financiero de la propuesta a fin de conocer su factibilidad para el horizonte económico propuesto.

Para la realización de este análisis de costos se debe seguir los siguientes pasos:

1. Especificar los montos en MM\$/año de: las inversiones requeridas, costos operacionales y mantenimiento, ingresos esperados (ventas de gas y desplazamiento del GLP del mercado nacional al mercado internacional).
2. Calcular los flujos de caja anuales de acuerdo a:

Utilidad operacional= Ingresos – Costos – Depreciación.

ISLR= 15% (Utilidad Operacional).

Flujo de Caja= Ingresos – Costos – Inversiones – ISLR.

3. Calcular los indicadores financieros:

Cuando se realiza un flujo de caja, éste por sí solo no proporciona suficiente información, por lo que para determinar cuan rentable es un proyecto se han desarrollado una serie de fórmulas que permiten obtener unos indicadores financieros cuyos resultados ofrecen una orientación acerca de la conveniencia económica del proyecto. Los indicadores económicos utilizados en el análisis de resultados de las evaluaciones económicas se describirán a continuación.

VPN (Valor Presente Neto): Valor actual de los rendimientos esperados a lo largo del horizonte económico (N), expresado con la siguiente ecuación:

$$VPN = -Inv_0 + \sum_{n=1}^N \frac{(-Inv_n + Ing_n - Cost_n)}{(1+Td)^n}$$

(59)

Dónde:

Ing = Ingresos asociados al proyecto en cada período

$Cost$ = Costos adicionales asociados al proyecto en cada periodo

n = Número de períodos de tiempo

Td = Costo medio del capital en porcentaje

Inv_0 = Inversión inicial

VPN = Valor presente neto

TIR (Tasa Interna de Retorno): Tasa de interés promedio que iguala el VPN con la inversión inicial (eficiencia marginal de la inversión) y se representa de la siguiente manera:

$$0 = -Inv_0 + \sum_{n=1}^N \frac{(-Inv_n + Ing_n - Cost_n)}{(1+TIR)^n}$$

(60)

Dónde:

Ing = Ingresos asociados al proyecto en cada período

$Cost$ = Costos adicionales asociados al proyecto en cada periodo

n = Número de períodos de tiempo

TIR = Tasa Interna de Retorno

Inv₀ = Inversión inicial

VPN = Valor presente neto = 0

TP: Tiempo en que se recupera la inversión inicial. Para ese momento, la sumatoria de los flujos de caja del proyecto es igual acero.

$$TP = n \Rightarrow \sum_{n=1}^n (\text{Flujos de Caja}) = 0 \quad (61)$$

EI (Eficiencia de Inversión): Cuanto se obtiene por dólar invertido en el proyecto.

$$EI = \frac{\text{VPN}_{\text{gen}}}{\text{VPN}(\text{Inversiones})} + 1 \quad (62)$$

Para todas estas fases de desarrollo del proyecto, se plantearon por cada una su análisis de los resultados a medida que se generaban.

CAPÍTULO IV

IV. DESARROLLO Y DISCUSIÓN DE RESULTADOS

IV. 1. Resultados y discusión

A continuación se presentan los resultados y sus respectivos análisis.

IV.2. Búsqueda y recolección de información

En esta etapa se recolectó información de planos catastrales en formato CAD, del Estado Vargas y el ‘Plan de Ordenación Urbanística del Estado Vargas’ (POUEV) con su respectiva Gaceta Oficial N° 5.927 y planos anexos (Ver Anexo N° 3 y 4), con la ayuda de la Dirección de Geografía y Cartografía de la FANB (DICECAFA), órgano encargado de realizar mapas y cartas de la nación. Y la gobernación del estado Vargas.

IV.3. Bases de diseño para la elaboración de la red de distribución de gas metano para uso doméstico

IV.3.1. Ubicación de las zonas aptas para la gasificación

Con la información recolectada en el segmento anterior, se procedió a seleccionar en los planos en formato CAD, los segmentos de población a gasificar. Tomando en cuenta aspectos como:

Cercanías a zonas de riesgo, densidad de población, cercanía a posibles fuentes de suministro de gas (proximidad a gasoductos visualizados), existencia de servicios básicos, etc.

IV.3.2. Cálculo de la demanda

Una vez seleccionados los segmentos de población a gasificar, se procede a calcular la población estimada en dichos segmentos, esto se hizo calculando el área en metros cuadrados en el plano en digital CAD, y multiplicándola por su correspondiente densidad poblacional. Resultados que se pueden apreciar en la siguiente tabla.

Tabla 4.1. Conformación del área de gasificación

DENSIDAD (Habitantes/Hectárea)	Zonificación	TOTAL (Hectáreas)	TOTAL (Habitantes)	TOTAL (Familias)
100	AR-1	35,93	3.593	719
150	AR-2	63,99	9.598	1.920
200	AR-3	142,21	28.441	5.688
250	AR-4	40,72	10.181	2.036
100	NDR-1	6,98	698	140
150	NDR-2	132,71	19.907	3.981
200	NDR-4	5,66	1.132	226
100	AAE-ACM	62,42	6.242	1.248
250	AAE-PE UPF2	11,31	3.543	709
250	AAE-PE UPF3	32,94	8.234	1.647
250	AAE-PE UPF4	70,07	17.516	3.503
200	AAE-1	56,06	11.212	2.242
TOTAL				20.078

Para la determinación de las familias a beneficiar se calculó dividiendo el número de habitantes totales por segmento entre el promedio de población por vivienda según el INE en su censo en el Edo. Vargas 2011 (El promedio es de 5 Habitantes/Familia). Resaltando que la nomenclatura para la zonificación y densidad poblacional es la misma utilizada por el POUEV en la gaceta oficial N° 5.927 (Ver anexo N° 4).

IV.3.2.1. Cálculo de la demanda doméstica

Para las 20.078 viviendas unifamiliares y multifamiliares obtenidas en la tabla 4.1, el consumo total doméstico se determina a través de la tarifa plana dispuesta por PDVSA GAS.

$$48 \text{ pie}^3/\text{hora} \times 20.078 \text{ viviendas} = 963.746 \text{ pie}^3/\text{hora}.$$

IV.3.2.2. Cálculo de la demanda comercial

La determinación de los clientes comerciales se obtuvo por información de la gerencia de gasificación proyecto gran caracas. Y se determinó en:

812 clientes comerciales bajos, y 188 clientes comerciales medios y altos.

El consumo de estos clientes comerciales se determina por medio de las tarifas dispuestas por PDVSA GAS

$$\text{Clientes comerciales bajos: } 55,00 \text{ Pie}^3/\text{h} \times 812 \text{ Clientes} = 44.660 \text{ Pie}^3/\text{h}$$

$$\text{Cliente comercial medio y alto: } 200,00 \text{ Pie}^3/\text{h} \times 188 \text{ Clientes} = 37.600 \text{ Pie}^3/\text{h}$$

La siguiente tabla muestra el consumo total de todos los clientes:

Tabla 4.2. Consumo total de los clientes

Año	Consumo Viviendas	Consumo de comercios	Total
	Pie ³ /h	Pie ³ /h	Pie ³ /h
2.015	963.746	82.260	1.046.006

IV.3.3. Proyección de la demanda del sector doméstico

Para el sector doméstico se calculó la proyección en el horizonte económico de 20 años, por medio de la población actual a beneficiar y la tasa de crecimiento geométrico interanual del INE para el Estado Vargas (1,588%). Este cálculo se realizó con la ecuación (58) del capítulo III, y arrojó el siguiente resultado:

Cantidad de viviendas = 29.305 Familias.

Con este número de viviendas proyectado se calculó la demanda potencial a futuro:

$$48 \text{ pie}^3/\text{hora} \times 29.305 \text{ viviendas} = 1.406.640 \text{ pie}^3/\text{hora}.$$

IV.3.3.1. Ajuste por factor de simultaneidad

Luego este consumo se multiplica por el factor de simultaneidad del uso para esta cantidad de viviendas

$$1.406.640 \text{ pie}^3/\text{hora} \times 0,35 = 492.324 \text{ pie}^3/\text{hora}.$$

IV.3.4. Proyección de la demanda del sector comercial

Para obtener la tendencia de crecimiento del PIB del sector económico en cuestión entre los años 2015-2035, se utilizó la serie del PIB de Agricultura privada, Restaurantes y hoteles privados y actividades diversas públicas a

precios constantes de 1997 en MBs del BCV. En la siguiente tabla se muestra la serie 1997-2013.

Tabla 4.3. Serie de PIB. (MBs) de Agricultura privada, Restaurantes y hoteles privados y Actividades diversas públicas. A precios constantes de 1997

Año	PIB
1997	2.330.869
1998	2.400.332
1999	2.413.343
2000	2.537.799
2001	2.584.658
2002	2.558.336
2003	2.484.634
2004	2.664.479
2005	3.000.394
2006	3.109.913
2007	3.314.822
2008	3.513.778
2009	3.496.303
2010	3.459.611
2011	3.410.046
2012	3.517.256
2013	2.532.592

Ahora con esta serie del PIB. se generó un modelo de predicción para la extrapolación de los valores del PIB. hasta el 2035. Estos valores del PIB se graficaron para obtener un tendencia lineal de crecimiento según el sector económico. Dicha grafica se muestra a continuación.

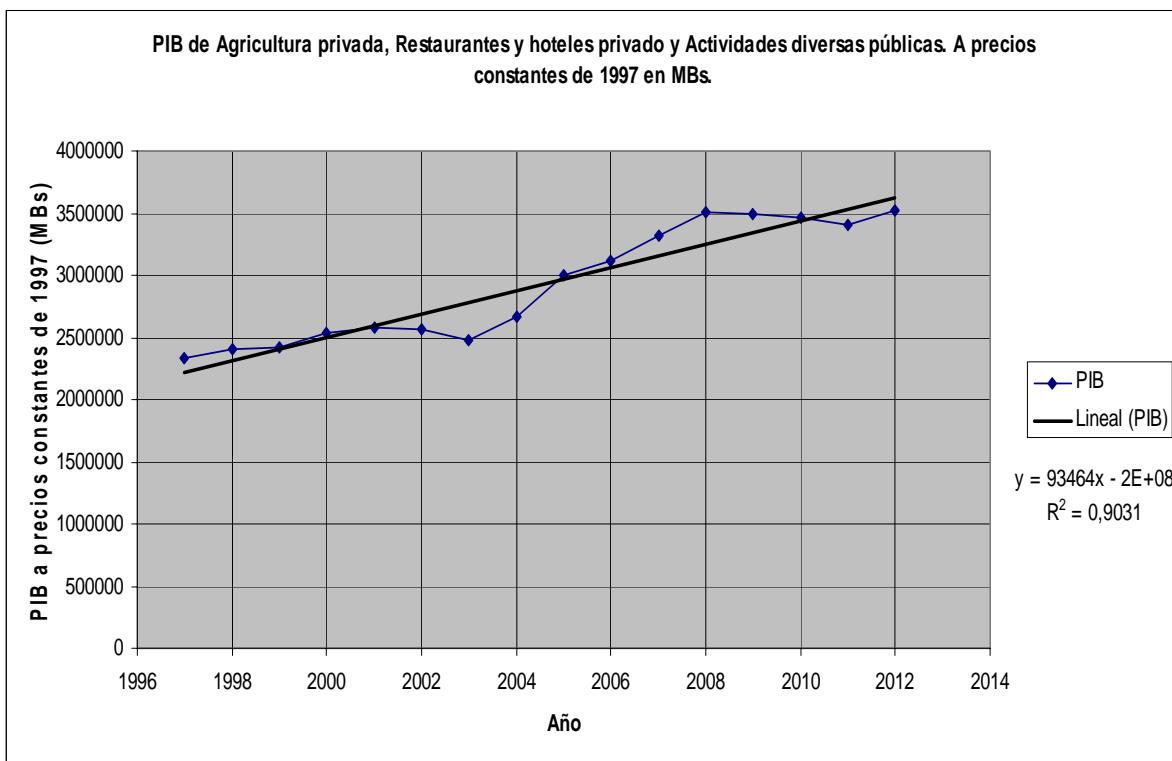


Figura 36. PIB de Agricultura privada, Restaurantes y hoteles privados y Actividades diversas públicas. A precios constantes de 1997 en MBs

Con la gráfica anterior se estima el índice de crecimiento del PIB., y con dicha tasa de crecimiento y la cantidad de comercios potenciales se obtiene la cantidad de clientes comerciales de gas a futuro.

Con la metodología anterior se estimó que la tasa de crecimiento estimada para el periodo 2015-2035 es de 62,06%.

Con la tasa de crecimiento del PIB para el año 2035 se estimó que el número de potencial de clientes comerciales es de:

1.316 clientes comerciales bajos, y 305 clientes comerciales medios y altos.

Con este número de clientes comerciales proyectados se calculó el consumo proyectado dando los siguientes resultados:

Clientes comerciales bajos: $55,00 \text{ Pie}^3/\text{h} \times 1.316 \text{ Clientes} = 72.380 \text{ Pie}^3/\text{h}$

Cliente comercial medio y alto: $200,00 \text{ Pie}^3/\text{h} \times 305 \text{ Clientes} = 61.000 \text{ Pie}^3/\text{h}$

En la siguiente tabla se presenta los resultados de las demandas de gas por sectores proyectadas para el año 2035.

Tabla 4.4. Proyección de la demanda Total por sectores

Año	Consumo Viviendas	Consumo de comercios	Totales
	Pie ³ /h	Pie ³ /h	Pie ³ /h
2.035	492.324	133.380	625.704

IV.4. Diseño del trazado de la red de distribución de gas metano

El diseño de la red de distribución de gas metano se realizó en el plano digital del área a gasificar, donde se incluyen las edificaciones y la ruta de recorrido de la red de distribución. En la siguiente figura se muestra un esquema del trazado de la red de distribución. (En el anexo N° 5 se muestra el plano de la red de distribución).

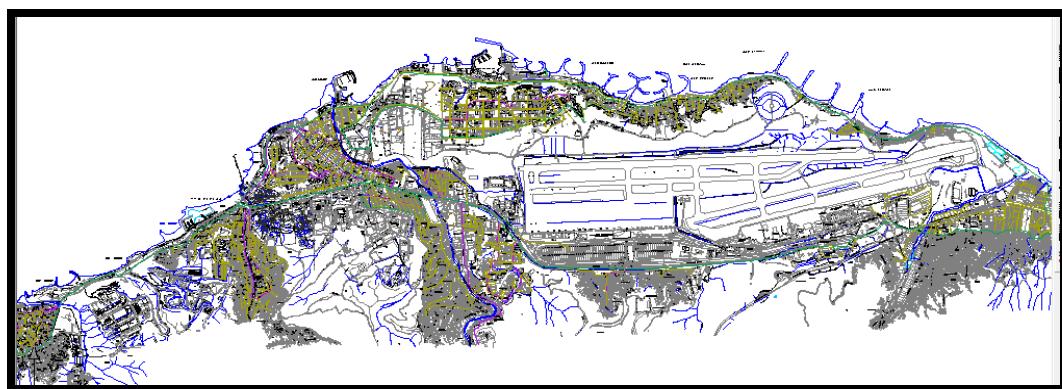


Figura 37. Trazado de la red de distribución de gas metano

Generalmente para el diseño de tubería se utiliza la siguiente división: tuberías de acero para los ramales de alimentación de las Estaciones de Medición y Regulación (EMR) o Estaciones de Distrito (hasta 617 psig), tuberías de Polietileno de Alta Densidad (PEAD) para las redes de distribución domésticas (hasta 60 psig), y tuberías de acero galvanizado o cobre rígido para la instalación dentro de las edificaciones (0.5 psig). La tubería de cobre se emplea únicamente para la construcción de las redes internas en el inmueble del cliente, entre la válvula de servicio del cliente y el artefacto.

Las tuberías PEAD deberán cumplir con las normas nacionales, según dicta la COVENIN 1997-83 y que soporten presiones nominales de 150 psig.

Los diámetros nominales de usos más comunes son: 32 mm, 63 mm, 90 mm y 110 mm. Las tuberías en la Figura 37 son representadas según la paleta de colores establecida mediante una hoja técnica por la Gerencia de Gasificación Nacional en ambiente Autocad por colores según el diámetro de la misma, como por ejemplo: verde para tubería PEAD de 3,5433 pulg a 15 psig, azul para tubería PEAD de 2,0236 pulg a 15 psig, (Ver anexo N° 6).

Este sistema de distribución es importado al simulador Stoner Synergee, donde solo se exportan las tuberías de diferentes diámetros.

IV.5. Dimensionamiento de la red de distribución

Antes de empezar a trabajar en el ambiente del simulador, como parámetro principal, primero se le dan las propiedades al gas metano a ser utilizado en el proyecto. En la siguiente tabla se muestran las características definitivas a usar en el simulador.

Tabla 4. 5. Características del Gas Metano

Ítem	Valor	Unidades
Poder Calorífico	1.000,00	BTU/scf
Gravedad Específica	0,6	
Contenido de CO2	0,5	% Molar
Viscosidad	0,00000025	Lbf-s/ft ²

Para completar la carga de información técnica se procedió a seleccionar la ecuación de flujo horizontal en tuberías y los otros parámetros necesarios para el correcto funcionamiento del simulador. La ecuación de flujo horizontal seleccionada fue la Ecuación Fundamental con Factor de Fricción Variable y Eficiencia, mejor conocida como Ecuación FM. Esta ecuación se explicó y desarrollo detalladamente en el Marco Teórico (Capítulo II).

Una vez cargada toda la información técnica del gas y las tuberías en el simulador, se procede a importar las tuberías por diámetros del plano digital en formato CAD al simulador. Una vez hecho esto se le continúo con la carga de los consumos calculados en la sección Proyección de la Demanda de Gas Metano.

IV.6. Simulación de la red de distribución

Para el estudio con mayor grado de precisión del diseño de la red de distribución, se emplea el uso del simulador Stoner Synergee Gas, para observar con detalle las variaciones de velocidad y presión en toda red de distribución.

En esta parte el proyecto se separó en varios escenarios, cada escenario dependía básicamente del número de Estaciones de Distrito (E.D.). Para determinar el escenario óptimo, se procedió para cada escenario optimizar los diámetros de las tuberías, la ubicación de los anillos y el entallamiento de la red de distribución, todo esto previendo que un número menor de E.D. y tuberías de mayor diámetro reduce costos y hace más favorable una propuesta.

IV.6.1. Escenario 1: 4 Estaciones de Distrito

En este escenario fueron cargados los consumos domésticos y comerciales proyectados al año 2035, considerándose para éste 4 estaciones de distrito. La simulación de la red proporcionó un modelo factible para su aplicación. En la siguiente figura se muestra el perfil de presiones del comportamiento del gas en el escenario 1 propuesto.

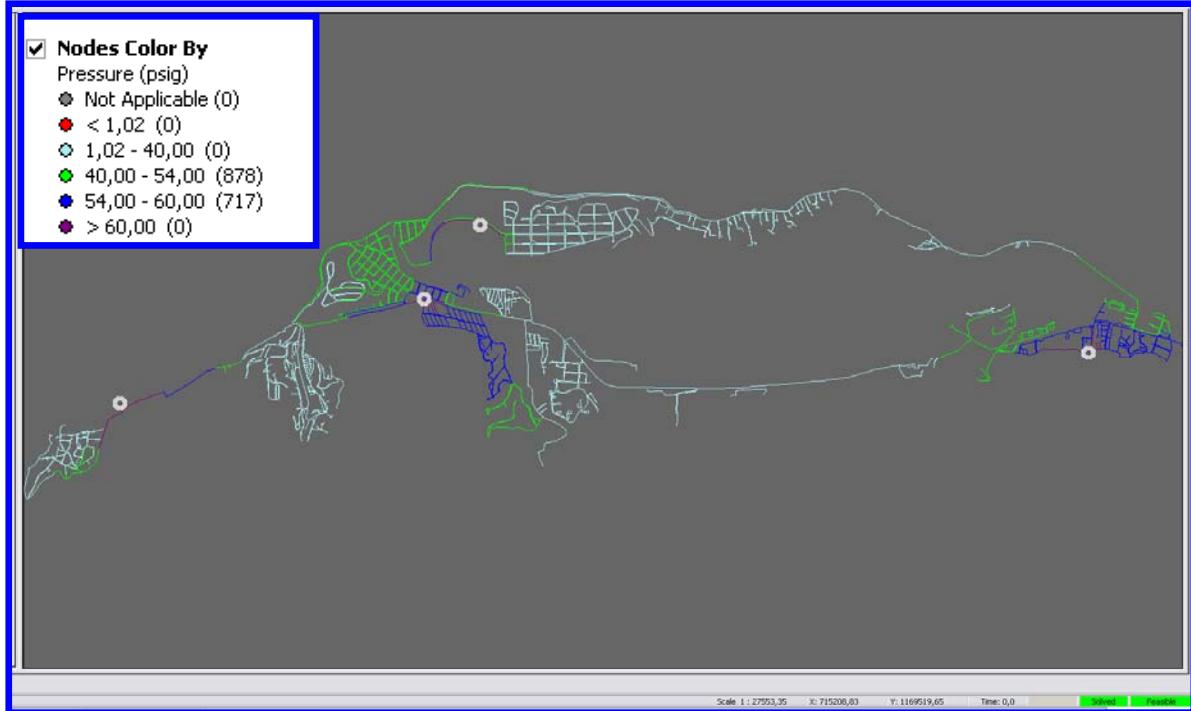


Figura 38. Mapa de presiones escenario 1

Como se puede observar en la leyenda no existen tramos de tuberías por debajo de la presión mínima de diseño (40 psig). En este escenario se optimizaron los diámetros a 111.397 m de tubería PEAD de 63 mm, 19.295 m de tubería PEAD de 90 mm y 34.965 m de tubería PEAD de 110 mm. En la siguiente figura se muestra un perfil de presiones en contorno. En este se puede apreciar la mejor hidráulica del sistema, y también se precisan la ubicación de las 4 estaciones de distrito planteadas.

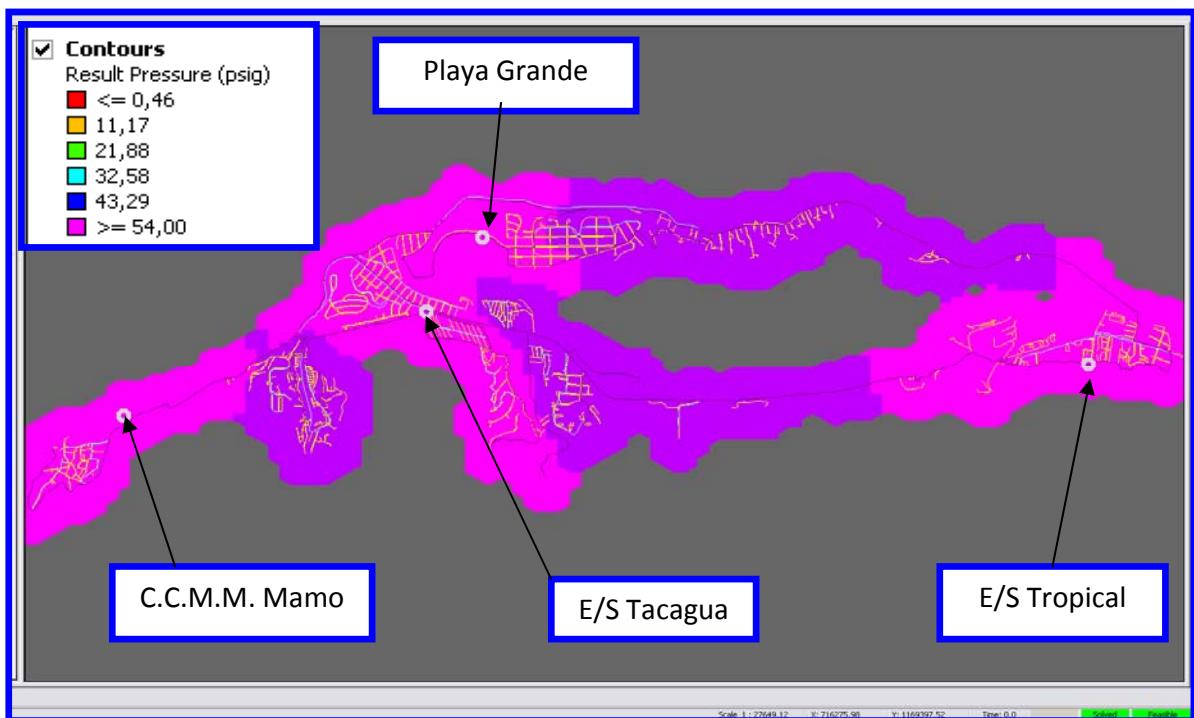


Figura 39. Perfil de presiones en contornos para el escenario 1

Ahora en la figura 40 se muestra el mapa de velocidades del comportamiento del gas para el escenario 1 propuesto, este muestra 6 tramos de tubería presentan velocidades superiores a la velocidad de diseño (60 pie/s).

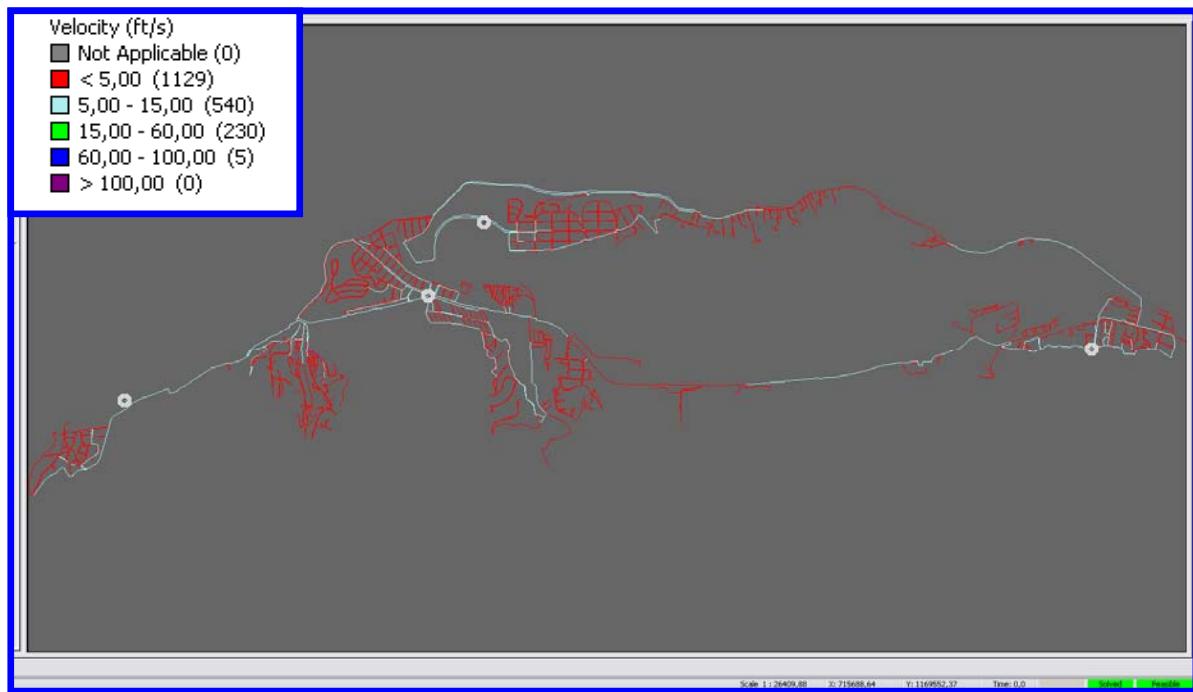


Figura 40. Mapa de velocidades para el escenario 1

Los tramos de tuberías con altas velocidades se encuentran a la salida de 3 E.D. planteadas (Playa Grande, E/S Tacagua y E/S Tropical) lo cual es lógico ya que allí es donde se presentan los mayores caudales a mayor presión. Es importante acotar que la velocidad de diseño no es un parámetro absoluto para las velocidades, como lo indica la norma API RP 14 E, velocidades son mayores mientras no sobrepasen la velocidad de erosión (ver anexo N° 1) y se coloquen válvulas que aíslen el ruido.

IV.6.2. Escenario 2: 5 Estaciones de Distrito

En este escenario fueron cargados los consumos domésticos y comerciales proyectados al año 2035, considerándose para esta propuesta 5 estaciones de distrito. La simulación de la red proporcionó un modelo factible para su aplicación. Al igual que en el escenario 1 se generó en el simulador un perfil de presiones por colores y contornos en las figuras 41 y 42.



Figura 41. Perfil de presiones para el escenario 2

Se puede apreciar que no existen tramos de tuberías por debajo de la presión mínima de diseño (40 psig). En este escenario se optimizaron los diámetros a 117.839 m de tubería PEAD de 63 mm, 17.627 m de tubería PEAD de 90 mm y 30.261 m de tubería PEAD de 110 mm. En la siguiente figura se muestra un perfil de presiones en contorno.

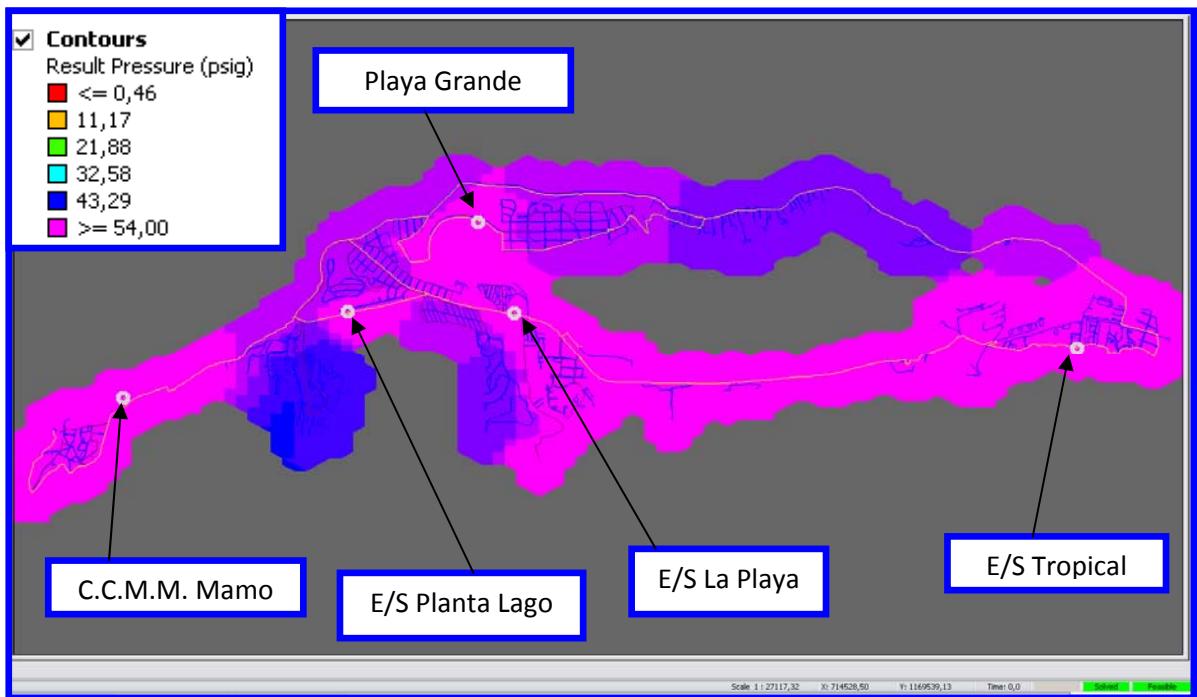


Figura 42. Perfil de presiones en contornos para el escenario 2

En este mapa de contornos de presiones se muestra el mejor arreglo para las E.D. Ahora en la figura 43. se muestra el mapa de velocidades del comportamiento del gas para el escenario 2, este muestra 5 tramos de tubería presentan velocidades superiores a la velocidad de diseño (60 pie/s).



Figura 43. Mapa de velocidades para el escenario 2

IV.6.3. Escenario 3: 6 Estaciones de Distrito

En este escenario fueron cargados los consumos domésticos y comerciales proyectados al año 2035, considerándose 6 estaciones de distrito. La simulación de la red proporcionó un modelo factible para su aplicación. Al igual que en los escenarios anteriores en el simulador se generaron los respectivos mapas de presión y velocidades mostrados en las figuras 44 y 45.

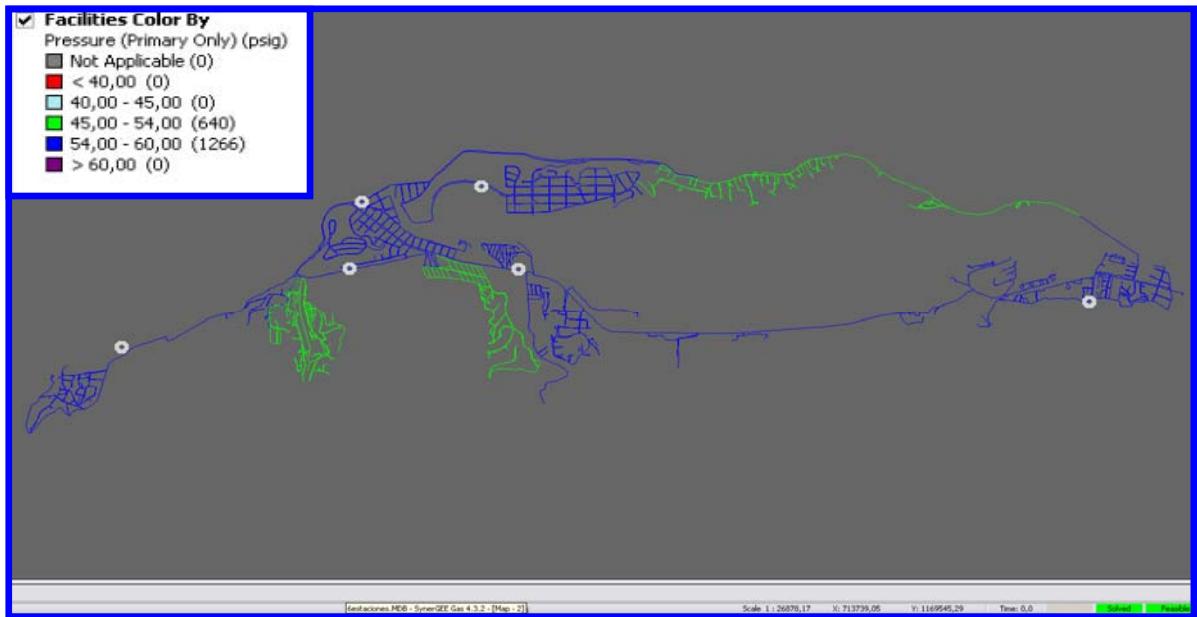


Figura 44. Perfil de presiones para el escenario 3

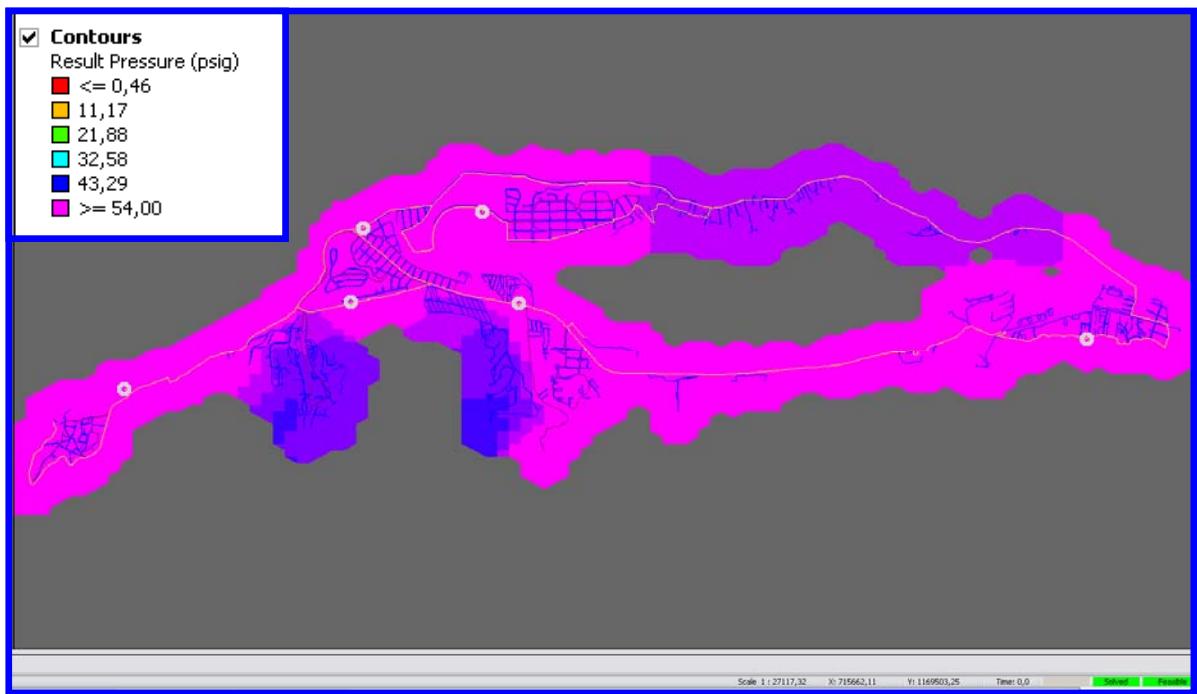


Figura 45. Perfil de presiones en contornos para el escenario 3

En la figura anterior se observan los tramos de tuberías con las menores presiones en azul entre 45-50 psig. Se determinó que la presión mínima de este sistema es 47.74 psig hacia el sur del barrio Carlos Soublette.

Ahora la figura 46 muestra el mapa de velocidades del comportamiento del gas para el tercer escenario, mostrando 8 tramos de tuberías por encima de la velocidad de diseño. Estos tramos no son críticos puesto que las velocidades son superiores a la velocidad de diseño, pero son menores a la velocidad de erosión, aunque podrían generar problemas por ruido que se resolverían con la instalación de válvulas para evitar el ruido. Además se puede observar en el sistema que existen tuberías que poseen volúmenes de gas empacados ya que poseen velocidades cercanas a 0 pie/s.

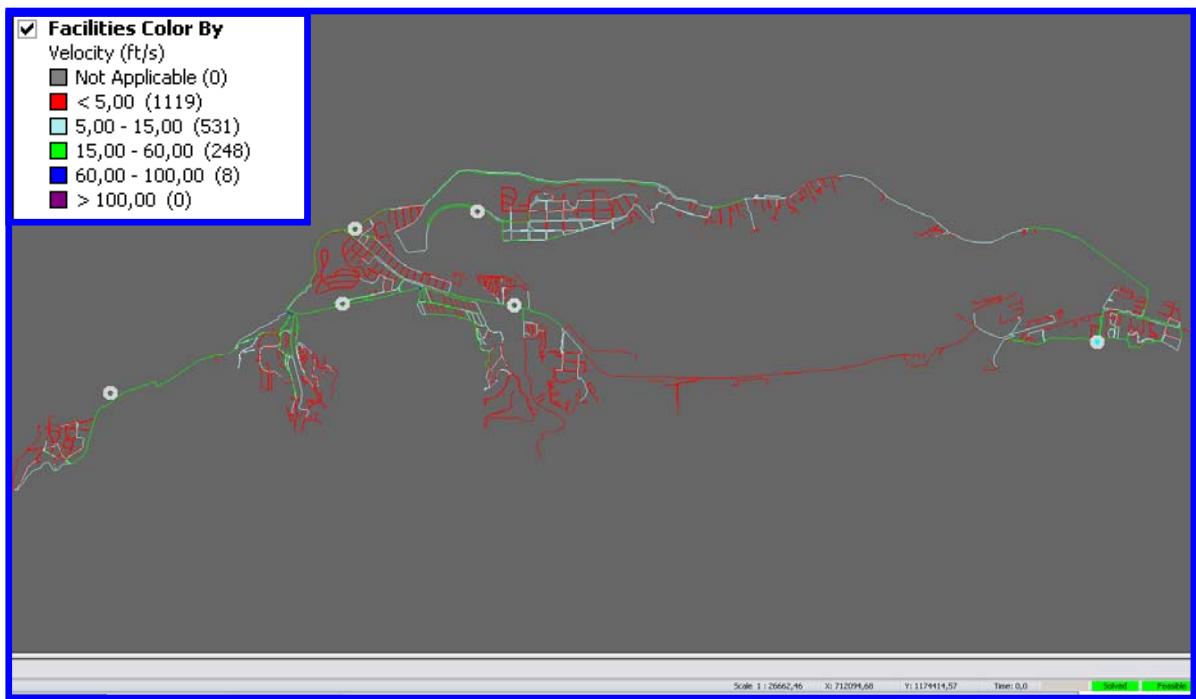


Figura 46. Perfil de velocidades para el escenario 3

La tabla 4.6. muestra los resultados de simulación de los escenarios propuestos para la optimización del diseño de la red de distribución de gas metano.

Tabla 4. 6. Matriz de selección de escenarios

Número de estaciones	4	5	6
Pmín (40 psig)	45,26	44,41	47,74
ÄP (6 psig)	4,34	4,16	3,21
Vmáx (60 pie/s)	168,90	88,60	95,94
Tuberías de 110 mm (m)	34.964,70	30.209,32	30.260,50
Tuberías de 90 mm (m)	19.294,56	17.626,74	15.314,15
Tuberías de 63 mm (m)	111.396,53	117.838,56	120.151,15
Total Tuberías (m)	165.655,79	165.674,62	165.725,80

En el recuadro anterior se puede observar que el parámetro que presenta mayor diferencia entre los escenarios propuestos es la velocidad máxima, que en el escenario 1 es crítica pues supera los 100 pies/s, aunque todas rebasan la velocidad de diseño. En cuanto a las presiones todas las propuestas están entre los valores de diseño, y la extensión de tuberías PEAD no es muy significativa la diferencia entre los escenarios planteados.

Para la selección de la mejor propuesta también se tomó en cuenta la hidráulica del sistema, tomando como parámetro la capacidad estándar de las estaciones de distrito planteadas (T-27 o TPL-9).

Este parámetro se tomó en cuenta ya que los estándares permiten proteger la inversión que un cliente hace en sus sistemas. Esto es así ya que por un lado los estándares suelen definir las tendencias del mercado, aquéllas que llevan a los diferentes fabricantes a llevar a cabo sus propios desarrollos y por otro no nos obliga a estar ligados sólo a ciertos equipos o fabricantes capaces de realizar esas funcionalidades no estándar que nos estamos planteando.

En la siguiente tabla 4.7., se muestran las capacidades de las E.D. de los diferentes escenarios planteados.

Tabla 4.7. Capacidades de las E.D. por escenario

Escenario	1	2	3
Número de estaciones	4	5	6
Capacidad de las E.D. (scfh)	CCMM Mamo: 65.283	CCMM Mamo: 67.141 E/S Planta Lago: 111.149	CCMM Mamo: 58.714 E/S Planta Lago: 76.197
	E/S Tacagua: 212.422	Playa Grande: 94.123	Playa Grande: 101.165
	E/S Tropical: 108.121	E/S Tropical: 94.381	E/S Tropical: 90.985
		E/S La Playa: 105.813	E/S La Playa: 76.197
			E/S Atlántida: 88.119

Se sabe que las capacidades estándar de una estación de distrito TPL-9 es de 44.000 scfh y una estación de distrito T-27 es de 144.000 scfh. Además las E.D.

Primero se descartó la utilización de E.D. TPL-9, por estar por debajo de las capacidades requeridas de las E.D. De la misma manera se decidió por el escenario 2, porque esta propuesta cuenta con un mejor rendimiento hidráulico y todas las capacidades de las E.D. están en los rangos estándar de una E.D. T-27, en comparación con el escenario 1, y cuenta con una E.D. menos que el escenario 2 lo cual reduce la inversión final de la propuesta.

La propuesta final está conformada por 5 estaciones de distrito. Considerando la demanda que se genera en el horizonte económico de 20 años y la capacidad del sistema propuesto, el sistema responde satisfactoriamente en dicho periodo. Esto es técnicamente factible si a

medida que se incorporan nuevos clientes a la red de distribución se generan nuevas propuestas de ampliación del sistema para aumentar la capacidad del sistema.

IV.7. Estudio económico

Con el motivo de finalizar el análisis de las propuestas desarrolladas en la sección anterior, se realizó un estudio financiero de la propuesta a fin de determinar la factibilidad de las soluciones antes planteadas para el horizonte económico propuesto de 20 años.

IV.7.1. Inversión

Para conocer la rentabilidad del proceso, se debe precisar la inversión inicial. Para tal fin se utilizaron las tablas de estimación de costos suministrada por la Gerencia General Proyecto Gasificación Gran Caracas (ver Anexo Nº 7). Reflejando los costos por tuberías sin accesorios mostrados en la tabla 4.8. y la tabla 4.9.muestra los costos totales del proyecto (Incluidos labor, equipos, procura y construcción).

Tabla 4.8. Costo de tuberías PEAD sin accesorios

	Tubería	Longitud (m)	Costo (Bs)
Costo de Tuberías	110 mm	30.209	2.482.643
	90 mm	17.627	975.628
	63 mm	117.839	3.337.160
	Total	165.675	6.795.430

Tabla 4.9. Costos de construcción del proyecto

Descripción	Costo por unidad	Costo (Bs)
Construcción de E.D.	17.161.653 Bs/E.D.	85.808.263
Construcción de Red	4.422 Bs/ml	732.575.065
Construcción de Líneas Internas.	1.234 Bs/ml	1.121.900.192
Total (Bs)		1.940.283.519

Donde: ml = metro lineal.

IV.7.2. Cálculo de los egresos

Los egresos contemplan principalmente los costos fijos y los desembolsos realizados a lo largo de los 20 años del proyecto. Estos son los costos por operación y mantenimiento, impuesto nacional, compra de gas, y los costos por mercadeo y ventas. Estos egresos fueron calculados con información suministrada por la Gerencia General Proyecto Gasificación Gran Caracas (ver Anexo Nº 8).

IV.7.3. Depreciación

La depreciación es la pérdida de valor de un activo en el tiempo, la cual se calcula sobre el costo original del activo, que va disminuyendo su valor durante su tiempo de vida útil, es decir se va depreciando. Para el cálculo de la Depreciación se utilizó el método uniforme (depreciación lineal), donde el monto de depreciación por reflejar en cada período del flujo de caja será el resultante de dividir el costo del equipo entre su vida útil, basándose en la siguiente ecuación:

$$\text{Depreciación_anual} = \frac{\text{Inversión}}{\# \text{Años}} \quad (63)$$

IV.7.4. Cálculo de los ingresos

Los ingresos se determinaron basándose en tres escenarios:

- 1) Valor de las ventas potenciales del Gas Metano.
- 2) Valor de las ventas del Gas Metano más la sensibilidad por el desplazamiento de GLP.
- 3) El valor de las ventas potenciales del Gas Metano fijando un precio del combustible que permita obtener una Tasa Interna de Retorno del 15%, que es la mínima para los proyectos de redes domésticas.

IV.7.5. Indicadores financieros

Para la realización de este análisis se calcularon los indicadores financieros expuestos en el marco metodológico (Capítulo III), utilizando como valores adicionales:

Tasa de interés: (BCV, 2013) Valor determinado por el Banco Central de Venezuela, Octubre, 2013, Tasas de interés anuales nominales promedio ponderadas, según BCV Tasa Pasiva 14,99%.

Costo por m^3 del gas vendido: Relación entre los gastos operativos estimados por la Gerencia (Bs/Mes) y la cantidad de gas facturado durante ese Mes (Pie^3/Mes)

Utilidad neta del Gas: Diferencia entre los ingresos obtenidos por venta de gas y los costos generados para esa venta, durante un mismo período.

Precios: Según resolución del Ministerio del Poder Popular para la Energía y Petróleo Nro 018 de fecha 08/02/2006 publicada en gaceta oficial Nro 38401 de fecha 20/03/2006.

Tarifas: Según resolución conjunta de los Ministerios del Poder Popular para la Energía y Petróleo e Industrias Ligeras y Comercio Nros DM/139 y DM/019 de fecha 20/02/2006 publicada en gaceta oficial Nro 38386 de fecha 23/02/2006. Esta tarifa plana mensual por cliente se especifica en la siguiente tabla

Tabla 4.10. Costos del Gas Metano

Precio Gas Metano (Bs/m ³)	Transporte (Bs/m ³)	Tarifa Doméstica (Bs/m ³)	Tarifa Plana por Cliente (Bs/Mes)	Ganancia neta (Bs/Mes)
0,02655	0,02801	0,23514	9,40576	6,98011874

Escenario 1:

Para este escenario la inversión es muy elevada en comparación de los ingresos, además de los gastos adicionales que son más elevados que los ingresos por ventas de gas metano, como se muestra en la tabla 4.11.

Tabla 4.11. Índices de rentabilidad escenario 1

INDICES DE RENTABILIDAD	
VPN (MM\$)	- 262
TIR (%)	-
TP (ANOS)	-
VPN INV (MM\$)	142
EI	-

Escenario 2:

En este escenario se consideró como ingresos adicionales el volumen de GLP desplazado por el Gas Metano al mercado internacional. Para este cálculo se tomó el GLP a un costo FBO de 1,18 \$/Gal.

Tabla 4.12. Índices de rentabilidad escenario 2

INDICES DE RENTABILIDAD	
VPN (MM\$)	2.775
TIR (%)	337
TP (AÑOS)	1
VPN INV (MM\$)	142
EI	21

Los valores mostrados en la tabla 4.12. muestran si se considera el ahorro de GLP la inversión es altamente rentable, ya que dicha inversión inicial se recupera en tan solo un año. Aunque hay que acotar que al considerar el ahorro de GLP no se considera los costos asociados al negocio del mismo combustible tales como: mercadeo, costos operacionales y mantenimiento, transporte, compra de GLP, depreciación de los equipos, etc.... también que estos ingresos retornan a la empresa y la nación, pero no son adjudicados este mismo proyecto. Por lo tanto esta evaluación no es del todo objetiva en ese aspecto.

Escenario 3:

Para el cálculo del precio del Gas Metano se consideró que los altos costos de las inversiones se apalancarían con otros proyectos de venta de GLP. Así

que solo se tomó los costos de operación y mantenimiento, depreciación de los equipos, e ISLR de la utilidad operacional, y los ingresos solo los producidos por las ventas de Gas Metano.

En la siguiente tabla se muestra los valores del precio del Gas Metano con TIR de 15% y 30%.

Tabla 4.13. Tarifa plana vs. TIR

Tarifa Plana (Bs/Mes)	TIR (15%)	TIR (30%)
	65,41	126,81

Se tomaron los valores de TIR de 15% y 30%, ya que la tasa de interés del proyecto es de 14,99% y para valores de TIR más altos que este se considera ganancias y valores más bajos como perdidas. Y TIR 30% es porque 15% es la mínima para los proyectos de redes domésticas.

Para concluir este análisis se debe tomar en cuenta el efecto de la inflación en el tiempo de vida del proyecto. Para considerar este efecto se utilizó una inflación constante, la cual era el promedio de la inflación anual en los últimos 12 años. Hay que aclarar que este efecto inflacionario no es de una inflación pura donde todos los ingresos y egresos se ven afectados, en este proyecto los ingresos no son afectados ya que su precio está regulado por el ministerio, haciendo que el mismo se mantenga en tiempo mientras los egresos incrementan con la tasa de inflación. La variación de la inflación anual con el tiempo se muestra en la siguiente gráfica.

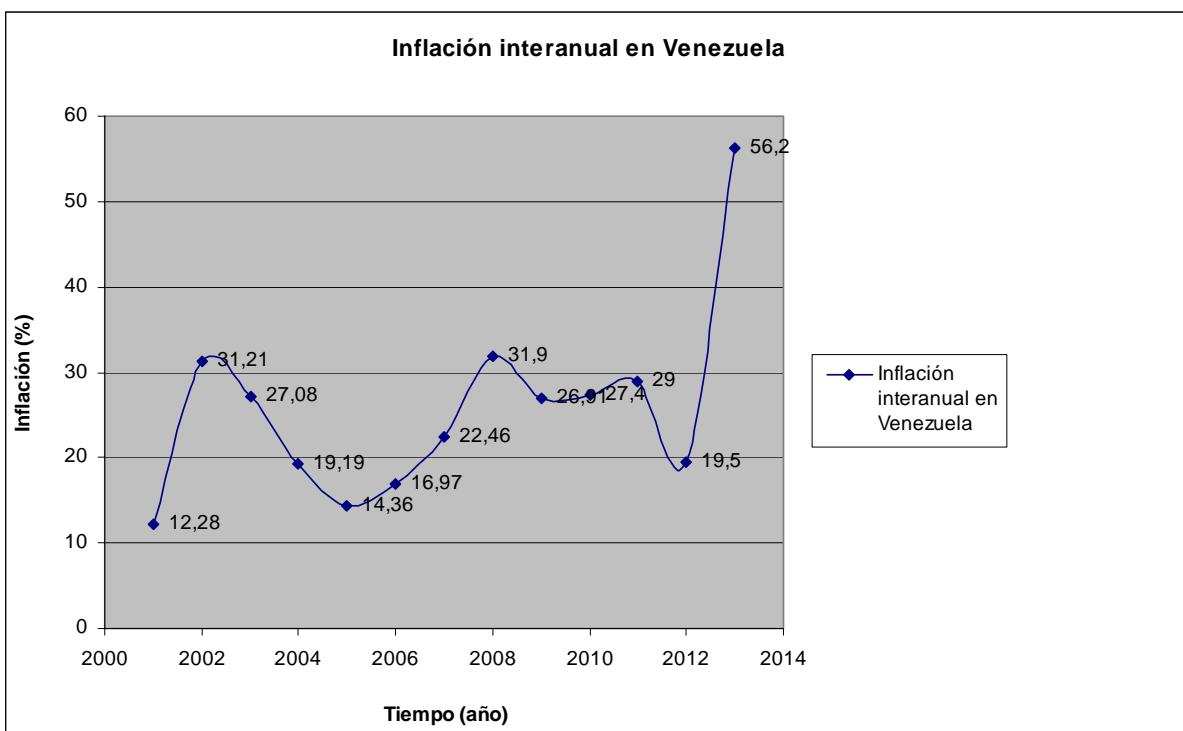


Figura 47. Inflación interanual en Venezuela

El promedio de la inflación interanual entre 2001-2013 es de 25,73 %.

En la tabla 4.14. se muestran indicadores financieros para una tasa de inflación de 25,73 %.

Tabla 4.14. Índices de rentabilidad vs. Tasa de inflación

INDICES DE RENTABILIDAD	TIR 15%	TIR 30%
VPN (MM\$)	-	656
TIR (%)	15	30
TP (AÑOS)	16	13
EI	1	6
Tarifa Plana (Bs/Mes)	321,53	681,85

Por la tabla anterior se puede concluir que el proyecto será rentable si el precio del Gas Metano se incrementa en 4506%, lo cual no es una buena estrategia de mercadeo ya que el precio de otros combustibles como la electricidad está muy por debajo.

Por tal motivo se plantea el cálculo de cómo debería ser el aumento de la tarifa plana de Gas Metano, considerando los efectos de inflación para que este efecto sea el de inflación pura y así se mantenga la rentabilidad del proyecto.

$$\text{Precio del gas metano} = \text{Tarifa Plana} * (1 + \text{Tasa de inflación})^n \quad (64)$$

Dónde:

n: periodo

Por ultimo con esta ecuación el precio de venta del gas metano para 2015 es de 65,239 Bs/Mes y para el año 2035 este valor es de 5.559,81 Bs/Mes.

CONCLUSIONES

A continuación se presentan las conclusiones a las que se llegó después de realizado el diseño del sistema de distribución de gas metano en las Parroquias Catia La Mar, Urimare y Carlos Soublette.

1. El levantamiento de información de las zonas Domésticas y Comercial se fundamenta en el ‘Plan de Ordenación Urbanística del Estado Vargas’ (POUEV), unido a los planos digitales suministrado por el DIGECAFA, permite realizar estudios y proyecciones en la misma línea de desarrollo de las instituciones públicas del estado.
2. La ruta propuesta para la red distribución, cumple con las especificaciones de diseño más convenientes para la puesta en operación de la misma.
3. El simulador reproduce de manera adecuada el comportamiento del sistema por lo cual es una herramienta confiable para su estudio.
4. Las proyecciones de demanda para los próximos veinte años, permiten evidenciar el crecimiento global de la demanda del gas metano, y la posibilidad de cubrir parcialmente esta con la disponibilidad actual. Obteniendo como resultado, que es posible cubrir el crecimiento de la demanda en su totalidad sin cambios ni mejoras operacionales ni estructurales.
5. La velocidad máxima del sistema de distribución de gas doméstico es de 88,60 pie/s, superior a los 60 pie/s establecidos en norma. Este valor no genera erosión en el sistema por estar por debajo de la velocidad de erosión, aunque se debe controlar con una válvula para evitar problemas con el ruido en las tuberías.

6. El diseño de la red de distribución de gas metano es técnicamente factible, porque el sistema esta ajustado a toda la normativa vigente de diseño, y cuenta con una presión de trabajo suficiente para suplir la demanda requerida por todo el sector a gasificar, con una presión minima en el sistema de 44,41 psig.
7. El análisis económico realizado, permite concluir que las propuestas de mejoras operacionales, presentan un elevado costo de inversión, en comparación con las ganancias que se podrían generar con solo la venta de gas metano.
8. Para obtener indicadores financieros aceptables y un precio del Gas Metano según la política de Tarifas de Transporte y Distribución, se debe considerar el ahorro por sustitución de GLP por gas natural como un ingreso más para el proyecto.
9. Los precios de las tarifas de gas doméstico deben ser superior de 65,41 Bs/Mes para hacer rentable el proyecto con solo los costos operacionales, mantenimiento y depreciación de los equipos.

RECOMENDACIONES

1. Incentivar e informar de los nuevos usos del Gas Doméstico en el hogar, en comercios o industrias, ya que es combustible limpio y se reduciría la contaminación al desplazar otros combustibles líquidos.
2. Implementar el diseño de la red de distribución de gas metano para las Parroquias de Catia La Mar, Urimare y Carlos Soublette.
3. Se recomienda realizar un análisis de riesgo APP (Análisis Preliminar de Peligro) para el diseño de la red de distribución de gas doméstico, considerando las normas y parámetros necesarios para el buen desempeño de la misma.
4. Instalar válvulas de seccionamiento en puntos clave de la red, con la finalidad, de que los mantenimientos preventivos y correctivos realizados a las tuberías, no corten el suministro de flujo en toda la red.
5. Ampliar la red hacia el resto de los sectores vecinos y el resto de comercio existentes en las parroquias, para seguir expandiendo el proyecto de gasificación nacional.
6. Realizar un estudio detallado del consumo de GLP en el Municipio Vargas.
7. Implementar una política de precios del GLP y al Gas Metano que represente el costo real del mismo.
8. Realizar periódicamente estudios de capacidad y disponibilidad en sistemas de distribución, como un complemento de los requerimientos de demanda futura que se presenten.

BIBLIOGRAFÍA

- API RP 14E (2000). **API Recommended Practice 14E.** API, Washington DC.
- Asme 49CFR 192 Federal Standard. (2007). **Transportation of Natural and Other Gas by Pipeline.** ASME, New York.
- Asme B31.8 (1999). **Gas Transmisión and Distribution Piping Systems.** ASME, New York.
- ARÍAS, Fidias G. (1999). **El proyecto de Investigación, Guía para su elaboración.** Editorial Episteme Orial Ediciones, Caracas.
- BCV (2013). [Página Web en Línea]. Disponible: <http://www.bcv.org.ve/tarifas/> [Consulta 2013, Noviembre].
- BARBERII. Efraín E. (1983). **El Pozo Ilustrado, Programa de Educación Petrolera,** Ediciones Lagoven. Caracas.
- CALZADILLA G. Theylor R. (2005). **Diseño de un Sistema de Distribución de Gas Metano en la Ciudad de Anaco, Estado Anzoátegui PDVSA GAS.** Tesis de Grado, Universidad Nacional Experimental Politécnica “Antonio José de Sucre”, Caracas, Venezuela.
- COVENIN 928:2008. **Instalaciones de Sistemas de Tuberías para Suministro de Gas Natural en Edificaciones Residenciales y Comerciales.** Fondonorma, Caracas.
- COVENIN 1774:1981. **Tubos de Polietileno de Alta Densidad. Requisitos.** Fondonorma, Caracas.
- COVENIN 1977:1983. **Tubos de Polietileno de Alta Densidad para la Conducción de Gas Natural.** Fondonorma, Caracas.
- COVENIN 3567:2000. **Clasificación de Áreas por las que Atraviesan Gasoductos, por Densidad Poblacional.** Fondonorma, Caracas.
- ENAGAS (2013). [Página Web en Línea]. Disponible: <http://www.enagas.gov.ve> [Consulta 2013, Julio].
- Energy Digital (2013). [Página Web en Línea]. Disponible: http://www.energydigital.com/oil_gas/shell-prelude-floating-liquefied-natural-gas-terminal, [Consulta 2013, Septiembre].

Eraso P. Cesar E. (2005). **Visualización de un Sistema de Distribución de Gas Metano para la Ciudad de Santa Ana de Coro, Estado Falcón.** Trabajo de Grado de Ingeniero de Petróleo no publicado. Universidad Central de Venezuela.

Gollo L. Ricardo J. ; Sánchez P. Orlando N. (2003). **Ampliación de la Red de Distribución de Gas Metano de la Ciudad de Barquisimeto en Función de la Demanda Actual y Futura.** Trabajo de Grado de Ingeniero Mecánico no publicado. Universidad Central de Venezuela.

HIMMELBLAU, David M. **Principios Básicos y Cálculos en Ingeniería Química.** Editorial Prentice-Hall Hispanoamericana, S.A. Sexta Edición. México. 1997.

Indexmundi (2013). [Página Web en Línea]. Disponible: <http://www.indexmundi.com/es/precios-de-mercado/?mercancia=propano&meses=120>, [Consulta 2013, Noviembre].

Instituto Nacional de Estadística (2013), Censo 2011. [Página Web en línea]. Disponible: <http://www.ine.gov.ve> [Consulta: 2013, Julio].

Josebhuertha (2013). [Página Web en Línea]. Disponible: <http://www.josebhuertha.com/ipc.php> [Consulta 2013, Noviembre].

Manual del Simulador de REDES de **Gas Stoner/Synergee** Versión 3.30.

Manual de **Autodesk AutoCAD 3D** 2013.

MORELLA, Mikaty, (2012). **Instructivo para la Presentación de Tesis de Pregrado, Postgrado, Doctorado y Trabajos de Asenso.** Universidad Central de Venezuela.

MOTT, Robert, **Mecánica de Fluidos Aplicada.** Editorial Prentice-Hall Hispanoamericana, S.A. Cuarta Edición. México. 1996.

PDVSA, (2012), **Informe de Gestión Anual de Petróleos de Venezuela, S.A.** 2012

PDVSA, (2013), Misión, Visión y datos técnicos PDVSA GAS: Misión, Visión. [Documento en línea]. Disponible: <http://intranet.pdvsa.com>, [Consulta, 2013, Julio].

Orellana, Irma. (2002). **Estudio Riguroso del Sistema de Distribución de Gas Metano Ramal Guarenas-Guatire de PDVSA-GAS.** Trabajo de Grado de Ingeniero de Químico no publicado. Universidad Central de Venezuela.

Robles F. Fiorella A. (2007). **Metodología para el cálculo de factores de simultaneidad y demanda.** Proyecto de tesis para optar el título profesional de Ingeniero de Electricista. Universidad Nacional Mayor de San Marcos.

RONDÓN. C. y RUIZ. Z (2010), **Diseño de una Red de Distribución de Gas Doméstico para el Conjunto Residencial Miguel Otero Silva – Barcelona.** Trabajo de Grado de Ingeniero Químico. Universidad de Oriente, Núcleo de Anzoátegui.

UTexas (2013). [Página Web en Línea]. Disponible: http://www.beg.utexas.edu/energyecon/lng/documents/CEE_INTRODUCCION_AL_GNL.pdf, [Consulta 2013, Septiembre].

UNE-EN ISO 6976:2005. **Natural gas – Calculation of calorific values, density, relative density and Wobbe index from composition.** British Standards, Brussels.

APÉNDICE A

METODOLOGIA PARA LA DETERMINACION DE LOS FACTORES DE SIMULTANEIDAD Y FACTORES DE DEMANDA

Marco Conceptual

Los conceptos o definiciones que se indican a continuación han sido tomados de la Norma DGE – Terminología en Electricidad.

a) Demanda Máxima

“Valor máximo de la carga durante un periodo de tiempo dado, por ejemplo, un día, un mes, un año” (DGE – Terminología en Electricidad, Sección 23, pag.16).

b) Factor de simultaneidad

“Relación, expresada como un valor numérico o como un porcentaje, de la potencia simultánea máxima de un grupo de artefactos eléctricos o clientes durante un período determinado; y la suma de sus potencias individuales máximas durante el mismo período.”

Nota:

Al utilizar este término es necesario especificar a qué nivel de la red se está haciendo referencia. (DGE – Terminología en Electricidad, Sección 88, pag.91).

c) Factor de diversidad

“Recíproca del factor de simultaneidad.” (DGE – Terminología en Electricidad, Sección 88, pag.91).

d) Factor de demanda o Factor de carga

“Relación, expresada como un valor numérico o como un porcentaje, de la potencia máxima de una instalación o grupo de instalaciones durante un período determinado, y la carga total instalada de la (s) instalación(es).”

Nota:

Al utilizar este término, es necesario especificar a qué nivel de la red se está haciendo referencia. (DGE – Terminología en Electricidad, Sección 88, pag.91).

Conclusiones sobre los conceptos

Con el fin de estandarizar las definiciones de acuerdo a la Norma DGE – Terminología en Electricidad; se usuran los siguientes factores:

Factor de simultaneidad, referido al Sistema de distribución

Factor de demanda, referido al Sistema de utilización

Resumen

a) Selección de Sistemas de distribución representativos

Para este proceso se consideran todos los sistemas eléctricos existentes, para cuyo efecto se sigue la secuencia descrita a continuación, teniendo en cuenta los siguientes criterios:

Es una selección a nivel nacional;

La selección será periódica;

Los sistemas seleccionados serán rotativos;

Se considerara por lo menos un sistema por nivel de consumo;

Se tomara en cuenta el tamaño del mercado o número de clientes de los sistemas.

- El punto de partida es la clasificación de los clientes de gas metano en tres sectores de distribución típicos, según la norma 928-78
- Se agrupan los sistemas según su clasificación de Sector de Distribución típico.
- Se establece el indicador de Consumo, definido como la inversa del indicador I3 (clientes/scfh) utilizado para la determinación de los sectores de distribución típicos, para cada sistema.

Se determina el indicador de consumo promedio (ponderado por número de clientes de cada sistema) para cada grupo de sistemas, definido en el ítem anterior.

- Se determinan los rangos de Consumo, como los valores mínimos y máximos del indicador de consumo para cada Nivel de Consumo correspondiente. Con la definición de estos rangos quedan definidos los Niveles de Consumo.
- Tomando en cuenta la secuencia descrita y los criterios mencionados al inicio, con la información de los sistemas al año se obtienen los sistemas eléctricos seleccionados por nivel de consumo.

b) Selección de Unidades geográficas de Nivel 1 - UG1 (distritos o localidades) y su representación dentro de un sistema de distribución seleccionado.

- Se identifican los distritos o localidades que son atendidos por cada sistema seleccionado. Esta información debe ser proporcionada por la empresa distribuidora, indicando para cada uno el consumo mensual promedio y la cantidad de clientes.
- Se calcula el indicador de consumo Ic por cada distrito o localidad, con la información indicada en el párrafo anterior.

- Se agrupan los distritos o localidades según los niveles de consumo definidos.
- Para cada conjunto de distritos ubicados en un determinado nivel de consumo se determina el valor promedio del Indicador de consumo.
- Se selecciona como el distrito representativo de cada nivel de consumo, al distrito cuyo I_c se aproxime más al promedio del grupo.
- Se obtiene una relación de distritos seleccionados, por lo menos, uno por cada Nivel de Consumo.

c) Selección de Unidades Geográficas de Nivel 2 (radio de influencia de Subestaciones de Distribución) - SED- dentro de las unidades geográficas seleccionadas.

- Para cada UG1 (distrito o localidad) se identifican los límites de las zonificaciones urbanas, definidas por el estudio urbanístico correspondiente.
- En un plano digital, con información de los límites distritales y límites de zonificación urbana, se ubican las subestaciones de distribución.
- Ubicar la SED en el lugar geográfico que le corresponde.
- Para no tomar en cuenta las subestaciones que alimentan zonificaciones urbanas mixtas se eliminan las SED ubicadas cerca de las fronteras entre zonificaciones diferentes.
- Con las subestaciones de distribución restantes, agrupadas por distrito y por zonificación urbana se forma una base de datos. Esta base de datos debe contar, además, con la siguiente información:

Consumo de energía mensual, demanda máxima del mes, y cantidad de clientes (Esta información debe ser suministrada por la empresa distribuidora).

- La selección de las SED a ser evaluadas será a través de la determinación de una muestra representativa. La determinación del tamaño de muestra y la estratificación correspondiente será obtenida de un estudio estadístico específico.
- La determinación de la demanda máxima para cada SED, en base a la muestra estratificada definida, según el párrafo anterior, se determina mediante el registro de la demanda en forma continua durante 24 horas.
- La determinación de la demanda máxima de clientes para cada SED, se efectuara siguiendo los siguientes pasos:

- Lista de Clientes por SED, que debe contener la siguiente información:

Nº de Suministro

Consumo de Energía;

- Estratificar el nivel de consumo;
- Calcular el promedio por cada nivel de consumo;
- Identificar los clientes que se aproximen al valor promedio por cada nivel de consumo;
- Realizar mediciones en los suministros identificados para el cálculo de la máxima demanda;
- Determinar la máxima demanda calculada para los demás clientes por nivel de consumo proporcional a la energía consumida;
- Se obtendrá una lista de clientes por SED, que contendrá:

Nº de Suministro

Consumo de Energía

Máxima Demanda.

d) Determinación de Factores para el Sistema de Distribución

- De las mediciones descritas anteriormente se obtiene la demanda máxima total de cada subestación de distribución y la demanda máxima de cada cliente seleccionado.
- Para los casos donde la cantidad de clientes es muy grande, dado que las mediciones se efectuarán para una muestra representativa, se asumirá que todos los clientes no medidos mantienen el comportamiento de los clientes medidos por nivel de consumo.
- El factor de simultaneidad se calcula con la formula siguiente:

Se calcula con la siguiente formula:

$$fs = \frac{DMt}{\sum_{i=1}^n DMi}$$

Donde:

fs : Factor de Simultaneidad

DMt : Demanda Máxima total de la SED (kW)

DMi : Demanda Máxima del Cliente i (kW)

Obteniéndose los factores de simultaneidad del sistema de distribución de gas metano seleccionado estratificado en base a los siguientes conceptos: zonificación urbana, rango de número de clientes por SED y distrito.

- El conjunto de valores representativos, para el sistema eléctrico evaluado, se determinara mediante una ponderación de los valores obtenidos en

función de la energía acumulada por cada uno de los grupos de los diferentes estratos formados. El resultado será un conjunto de valores en función del número de clientes de las subestaciones analizadas.

- El conjunto de valores representativos para todos los sistemas se determinara en forma similar al numeral anterior mediante la ponderación de los valores obtenidos en función de la energía de los clientes de baja tensión de cada uno de los sistemas evaluados.

e) Determinación de Factores para el Sistema de Utilización para cada Cliente de una Muestra Representativa

- De los clientes seleccionados como muestra representativa para el cálculo del factor de simultaneidad del sistema de distribución, se seleccionara en forma aleatoria a un cliente por cada subestación de distribución de la muestra representativa.
- Se efectuaran mediciones a los clientes seleccionados, para obtener la Demanda Máxima del alimentador principal y de los circuitos derivados del tablero general.
- Mediante encuestas a los clientes se obtendrá información del equipamiento con que cuentan sus viviendas. Este equipamiento, nos dará a conocer la carga total instalada, la carga básica y las cargas especiales.
- El factor de demanda se calculará utilizando la formula indicada a continuación:

d) Cálculo del Factor de Demanda para cada cliente seleccionado

- **Fórmula de Cálculo**

El factor de demanda se calculará utilizando la siguiente formula:

$$fd = \frac{DM}{CI}$$

Donde:

fd : Factor de Demanda

CI : Carga total instalada (kW)

DM : Demanda Máxima Registrada en la carga (kW)

Tanto para las cargas básicas, cargas especiales y para el alimentador principal.

- Los valores representativos del sistema de utilización, se obtendrá por la ponderación de los valores obtenidos de las mediciones muéstrales en función de la energía involucrada.