

34



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA  
DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

OPTIMIZACIÓN DE REDES DE GAS

293687

T E S I S            P R O F E S I O N A L  
QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE:  
I N G E N I E R O        P E T R O L E R O  
P R E S E N T A  
I V Á N   S A N T A M A R Í A   V I T E



ASESOR: NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO

MÉXICO, D. F., CIUDAD UNIVERSITARIA, 2001



Universidad Nacional  
Autónoma de México

Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

**Biblioteca Central**



**UNAM – Dirección General de Bibliotecas**  
**Tesis Digitales**  
**Restricciones de uso**

**DERECHOS RESERVADOS ©**  
**PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL**

Todo el material contenido en esta tesis esta protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.

ESTA TESIS NO SALE  
DE LA BIBLIOTECA





UNIVERSIDAD NACIONAL  
AUTÓNOMA DE  
MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERIA  
DIRECCION  
60-I-377

**SR. IVAN SANTAMARIA VITE**  
Presente

En atención a su solicitud, me es grato hacer de su conocimiento el tema que propuso el profesor M. I. Néstor Martínez Romero y que aprobó esta Dirección para que lo desarrolle usted como tesis de su examen profesional de Ingeniero Petrolero:

### OPTIMACION DE REDES DE GAS

- I INTRODUCCION
  - II CONCEPTOS BASICOS
  - III CORRELACIONES PVT Y ECUACIONES DE ESTADO
  - IV DESCRIPCION DEL PROGRAMA DE COMPUTO GAS NET
  - V OPTIMACION DE REDES DE GAS
  - VI EJEMPLOS DE CAMPO
  - VII CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES
- BIBLIOGRAFIA

Ruego a usted cumplir con la disposición de la Dirección General de la Administración Escolar en el sentido de que se imprima en lugar visible de cada ejemplar de la tesis el título de ésta.

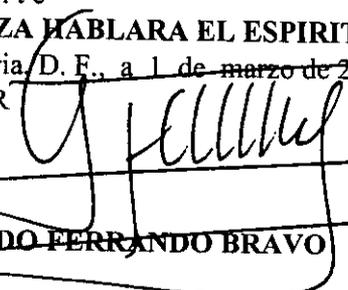
Asimismo, le recuerdo que la Ley de Profesiones estipula que se deberá prestar servicio social durante un tiempo mínimo de seis meses como requisito para sustentar examen profesional.

Atentamente

**"POR MI RAZA HABLARA EL ESPIRITU"**

Cd. Universitaria, D. F., a 1 de marzo de 2001

EL DIRECTOR

  
ING. GERARDO FERRANDO BRAVO

GFB\*RLLR\*gtg





UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO



FACULTAD DE INGENIERÍA

UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

TESIS: "OPTIMACIÓN DE REDES DE GAS"

PRESENTADA POR: IVÁN SANTAMARÍA VITE

DIRIGIDA POR: M. I. NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO

JURADO PARA EL EXAMEN PROFESIONAL

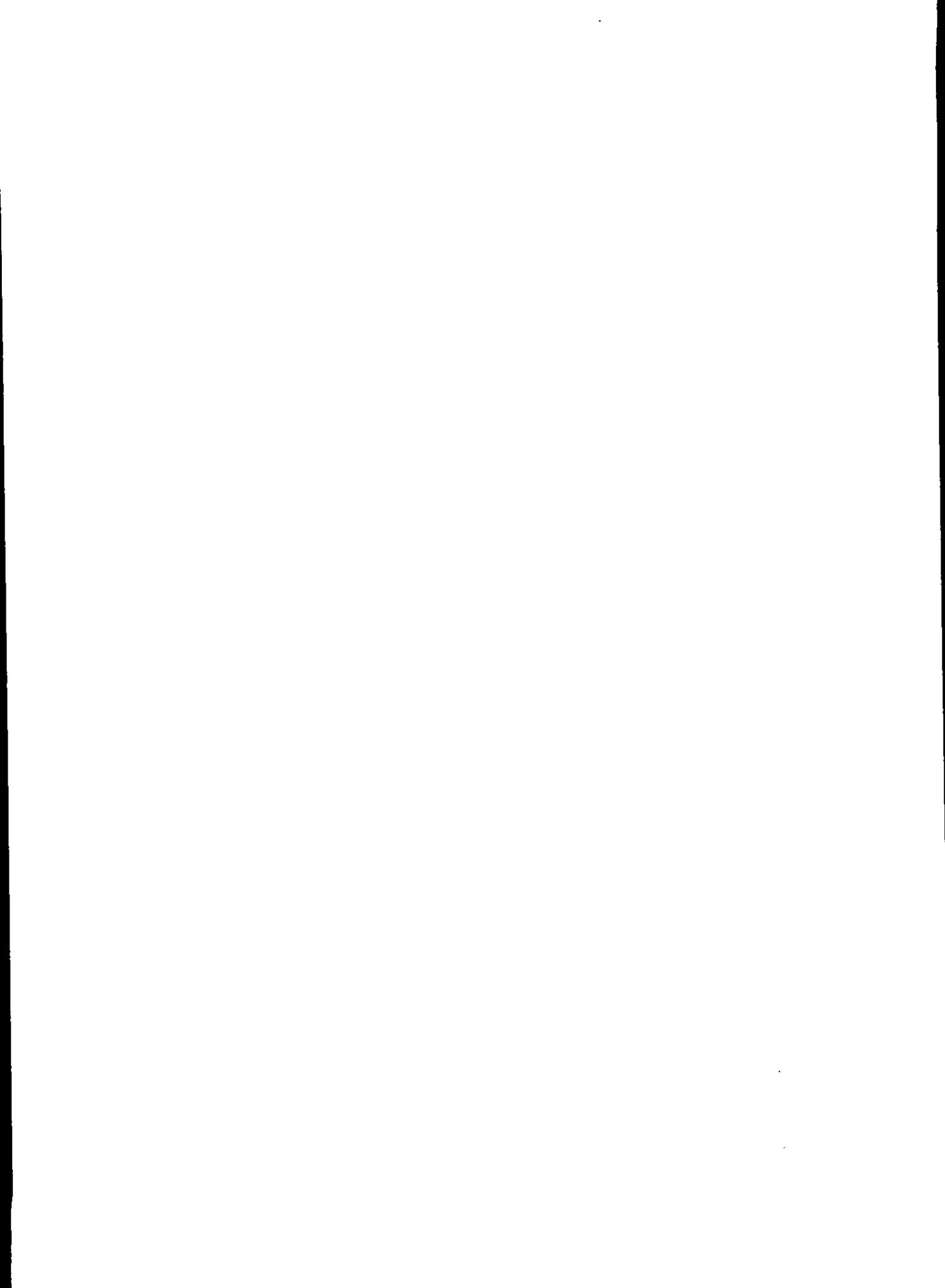
PRESIDENTE: ING. CARLOS LIRA SIL

VOCAL: M. I. NÉSTOR MARTÍNEZ ROMERO

SECRETARIO: ING. EVA SÁNCHEZ OLEA

1<sup>ER</sup> SUPLENTE ING. JESÚS RODRÍGUEZ ROMÁN

2<sup>O</sup> SUPLENTE M. I. JOSÉ MARTÍNEZ PÉREZ



## Agradecimientos

A Dios, por su enorme amor y por estar siempre presente en mi vida.

A mis padres, Aradi Vite Montes y Darón Santamaría Escudero, por que con su amor me han enseñado a enfrentar la vida con confianza, fe, inteligencia, y entusiasmo. A mis hermanas, Ariana y Lisset, que con su cariño y apoyo me han ayudado a lograr esta y otras metas.

A mis abuelitos, Beatriz Montes L. y Antonio Santamaría M., por brindarme su inmenso cariño y por enseñarme que con esfuerzo y dedicación todo se puede lograr.

A mis tíos, Marisela Vite M. y Alfonso Torres H. y a mis primos, Erick, Ericka, Brissa, Edgar y Pablo, por que durante estos años en la Universidad me han abierto las puertas de su casa con cariño, confianza y hospitalidad, haciéndome sentir como un miembro más de su familia.

A mi primo, Marco Edrey Espinosa S. por su apoyo, consejo y ayuda tanto económica como moral, durante todo el tiempo en la Universidad.

A toda mi enorme familia, por su interés y apoyo total que siempre me han brindado hacia mi persona.

A mis amigos de sueños, ideas y proyectos Ariel Guzmán G., Hugo Hernández O., Germán López B., Ulises Neri F., Manuel Silva R. y sobretodo a Oscar Osorio P. por su inmensurable ayuda, opinión y consejo para el desarrollo de este trabajo.

---

A mis amigas Pilar Amieva V., Gabriela Araiza, Eliud Arenas E., Nancy Hernández R. Tania González y Norma Pérez S., por su amistad, cariño y compañerismo incondicional.

Al Ing. Néstor Martínez R., por su apoyo y plena confianza en mí y por que además de ser un excelente maestro, es un excelente amigo.

A la Ing. Eva Sánchez O., por su amistad, apoyo y orientación, que siempre me guiaron a mi paso en la facultad.

Al Ing. Carlos Lira S., por su interés y colaboración en el desarrollo de este trabajo de tesis.

A los Ings. Jesús Rodríguez R. y José Martínez P. por su interés y dedicación en mi formación.

A la Universidad Nacional Autónoma de México y a la facultad de Ingeniería por brindarme la oportunidad de prepararme profesionalmente y realizar uno de mis sueños.

Al Dr. Gustavo Rodríguez E. y a todo el equipo de Servicios Mexicanos de Gas, por todo su apoyo y colaboración para el desarrollo de este trabajo.

Y a mi amada Eliza, una mujer maravillosa y excepcional, que con su amor ha sido, es y será, parte fundamental en mi vida, gracias. Te amo.

Gracias Totales

Iván

Santamaría

Vite

## ÍNDICE

<b>RESUMEN</b>	<i>xvii</i>
<b>CAPÍTULO 1. INTRODUCCIÓN</b>	<b>1</b>
1.1. ANTECEDENTES	1
1.2. EL PAPEL DEL GAS NATURAL EN MÉXICO	3
1.2.1. HISTORIA DE YACIMIENTOS GASÍFEROS EN MÉXICO	4
1.2.2. PRODUCCIÓN DE LOS YACIMIENTOS DE GAS	6
1.2.3. APROVECHAMIENTO DEL GAS NATURAL	6
1.2.4. PROSPECTIVA DEL MERCADO DEL GAS NATURAL EN MÉXICO	8
1.2.4.1. ANÁLISIS DE LA DEMANDA DEL GAS NATURAL EN MÉXICO (1995-1999)	9
1.2.4.2. ANÁLISIS DE LA OFERTA DEL GAS NATURAL EN MÉXICO (1995-1999)	11
<b>CAPÍTULO 2. CONCEPTOS BÁSICOS</b>	<b>17</b>
2.1. INTRODUCCIÓN	17
2.2. MÉTODO DE M. A. STONER	18
2.2.1. FORMULACIÓN DEL MODELO MATEMÁTICO	21
2.2.1.1. CONECTORES DE NODOS	21
2.3. SOLUCIÓN DE SISTEMAS DE ECUACIONES CON EL MÉTODO DE GRADIENTES CONJUGADOS	24
<b>CAPÍTULO 3. CORRELACIONES PVT Y ECUACIONES DE ESTADO</b>	<b>33</b>
3.1. INTRODUCCIÓN	33
3.2. CORRELACIONES PVT PARA EL CÁLCULO DEL FACTOR DE COMPRESIBILIDAD DEL GAS Z	33

3.2.1. GRAVEDAD ESPECÍFICA DEL GAS $\gamma_g$	37
3.2.2. PRESIÓN Y TEMPERATURA PSEUDOCRÍTICAS DE GASES NATURALES, $p_{PC}$ Y $T_{PC}$	38
3.2.2.1. CORRELACIÓN DE W. B. KAY, 1936	40
3.2.2.2. CORRELACIÓN DE W. F. STEWART, S. F. BURKHARDT Y D. VOO, 1959	40
3.2.2.3. CORRELACIÓN DE G. G. BROWN, D. L. KATZ, G. G. OBERFELL Y R. C. ALDEN, 1948	41
3.2.2.4. CORRELACIÓN DE R. W. HANKINSON, L. K. THOMAS Y K. A. PHILLIPS, 1969	41
3.2.2.5. CORRELACIÓN DE M. B. STANDING, 1977	42
3.2.2.6. CORRELACIÓN DE R. P. SUTTON, 1985	42
3.2.3. FACTOR DE COMPRESIBILIDAD DEL GAS, $Z$	42
3.2.4. EFECTO DE COMPONENTES NO – HIDROCARBUROS SOBRE EL FACTOR, $Z$	43
3.2.5. CORRECCIONES POR COMPONENTES NO – HIDROCARBUROS	43
3.2.5.1. MÉTODO DE CORRECCIÓN DE CARR – KOBAYASHI – BURROWS, 1954	43
3.2.5.2. MÉTODO DE CORRECCIÓN DE WICHERT – AZIZ, 1972	44
3.2.6. CORRELACIONES PARA EL CÁLCULO DIRECTO DEL FACTOR DE COMPRESIBILIDAD DEL GAS, $Z$	45
3.2.6.1. CORRELACIÓN DE A. M. SAREM, 1961	45
3.2.6.2. CORRELACIÓN DE J. PAPAY, 1968	46
3.2.6.3. CORRELACIÓN DE R. W. HANKINSON, L. K. THOMAS Y K. A. PHILLIPS, 1969	47
3.2.6.4. CORRELACIÓN DE K. R. HALL Y L. YARBOROUGH, 1973	48
3.2.6.5. CORRELACIÓN DE J. P. BRILL Y H. D. BEGGS, 1974	50
3.2.6.6. CORRELACIÓN DE P. M. DRANCHUK, R. A. PURVIS Y D. B. ROBINSON, 1974	51
3.2.6.7. CORRELACIÓN DE P. M. DRANCHUK Y J. H. ABU-KASSEM, 1975	53
3.2.6.8. CORRELACIÓN DE V. N. GOPAL, 1977	54
3.3. ECUACIONES DE ESTADO PARA EL CÁLCULO DEL FACTOR DE COMPRESIBILIDAD DEL GAS, $Z$	55
3.3.1. ECUACIÓN DE REDLICH – KWONG, 1948	58
3.3.2. ECUACIÓN DE SOAVE – REDLICH – KWONG, 1971	59
3.3.3. ECUACIÓN DE PENG – ROBINSON, 1982	65
3.3.4. PROCEDIMIENTO PARA EL CÁLCULO DE LAS ECUACIONES DE ESTADO	67

---

<b>CAPÍTULO 4. DESCRIPCIÓN DEL PROGRAMA DE CÓMPUTO GAS NET</b>	<b>71</b>
4.1. INTRODUCCIÓN	71
4.2. OBJETIVO	71
4.3. EQUIPO Y SOFTWARE REQUERIDOS	71
4.4. DIAGRAMA GENERAL DEL PROGRAMA DE CÓMPUTO GAS NET	72
4.5. CONOCIMIENTOS REQUERIDOS PARA SU USO	73
4.6. DATOS REQUERIDOS	73
4.7. DESCRIPCIÓN DEL PROCEDIMIENTO DE CÁLCULO	74
4.8. DETERMINACIÓN DE GASTO Ó CARGA DEL MODELO	75
4.9. RESPECTO A LAS REDES DE TRANSPORTE DE GAS	75
4.10. ESTRUCTURA DEL MENÚ	78
4.11. APLICACIÓN DE LOS BOTONES DE COMANDO	79
4.12. PROGRAMA GAS NET	79
4.12.1. DESCRIPCIÓN DEL MENÚ <u>A</u> RCHIVO	82
4.12.1.1. <u>N</u> UEVO	82
4.12.1.2. <u>A</u> BRIR	82
4.12.1.3. <u>G</u> UARDAR	83
4.12.1.4. <u>G</u> UARDAR <u>C</u> OMO	84
4.12.1.5. <u>I</u> MPRIMIR	84
4.12.1.6. <u>P</u> ROPIEDADES	87
4.12.1.7. <u>S</u> ALIR	88
4.12.2. DESCRIPCIÓN DEL MENÚ <u>D</u> ATOS	88
4.12.2.1. GENERALES	89
4.12.2.2. NODOS	92
4.12.2.3. CONECTORES	94
4.12.3. DESCRIPCIÓN DEL MENÚ FACTOR DE COMPRESIBILIDAD <u>Z</u>	97
4.12.3.1. CORRELACIONES PVT	97
4.12.3.2. ECUACIONES DE ESTADO	98
4.12.4. DESCRIPCIÓN DEL MENÚ OPCIONES	98
4.12.4.1. ESTIMACIÓN DE INCÓGNITAS	99
4.12.4.2. <u>U</u> NIDADES	99

---

4.12.5. DESCRIPCIÓN DEL MENÚ AYUDA	100
4.12.5.1. TEMAS DE AYUDA	101
4.12.5.2. ACERCA DE . . .	102
4.13. DESCRIPCIÓN DE LA BARRA DE HERRAMIENTAS DE DISEÑO	102
4.13.1. BOTONES DE LA BARRA DE DISEÑO	102
4.14. INTERFASE PARA CARGA DE DATOS	104
4.14.1. CARGA DE DATOS PARA NODOS	104
4.14.2. CARGA DE DATOS PARA LOS CONECTORES	105
4.14.3. CARGA DE DATOS PARA LOS COMPRESORES	114
4.15. OTRAS UTILERÍAS GRÁFICAS	115
4.15.1. BARRA DE ESTADO	115
4.15.2. VENTANA DE RESULTADOS	116
4.15.3. ACTIVACIÓN Y DESACTIVACIÓN DE BARRAS DE HERRAMIENTAS Y BARRAS DE DESPLAZAMIENTO	117
<b>CAPÍTULO 5. OPTIMACIÓN DE REDES DE GAS</b>	<b>119</b>
5.1. INTRODUCCIÓN	119
5.2. PARÁMETROS MÁS IMPORTANTES DENTRO DEL DISEÑO DE REDES DE GAS	120
5.2.1. COMPOSICIÓN DEL GAS NATURAL A TRANSPORTAR	121
5.2.2. PRESIÓN MÁXIMA DE OPERACIÓN PERMISIBLE, <i>PMOP</i>	125
5.2.2.1. TUBERÍA DE ACERO	126
5.2.2.2. TUBERÍA DE POLIETILENO	132
5.2.2.3. TUBERÍA DE COBRE TIPO "L"	135
5.2.3. DETERMINACIÓN DEL DIÁMETRO ÓPTIMO	136
5.2.4. CÁLCULO DEL GASTO	141
5.2.4.1. CÁLCULO DEL FACTOR DE COMPRESIBILIDAD DEL GAS, <i>Z</i>	142
5.2.4.2. FACTOR DE EFICIENCIA DE FLUJO, <i>E</i>	144

<b>CAPÍTULO 6. EJEMPLOS DE CAMPO</b>	<b>159</b>
6.1. INTRODUCCIÓN	159
6.2. EJEMPLOS DE CAMPO	160
6.2.1. EJEMPLO 1. SISTEMA DE RECOLECCIÓN (PRODUCCIÓN)	160
6.2.1.1. DATOS DE LA RED DE RECOLECCIÓN DE GAS DE LA ZONA DE VILLAHERMOSA	160
6.2.1.2. AJUSTE DE DATOS CON EL SIMULADOR GAS NET 3.0	164
6.2.1.3. PROCESO DE OPTIMACIÓN, ANÁLISIS Y RESULTADOS	167
6.2.2. EJEMPLO 2. SISTEMA DE TRANSMISIÓN (TRANSPORTE)	176
6.2.2.1. DATOS DE LA RED DE TRANSMISIÓN DE GAS DEL VALLE DE MÉXICO	178
6.2.2.2. AJUSTE DE DATOS CON EL SIMULADOR GAS NET 3.0	181
6.2.2.3. PROCESO DE OPTIMACIÓN, ANÁLISIS Y RESULTADOS	183
6.2.3. EJEMPLO 3. SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN	191
6.2.3.1. DATOS DE LA RED DE TRANSMISIÓN DE GAS DEL VALLE DE MÉXICO	191
6.2.3.2. AJUSTE DE DATOS CON EL SIMULADOR GAS NET 3.0	197
6.2.3.3. PROCESO DE OPTIMACIÓN, ANÁLISIS Y RESULTADOS	197
<b>CAPÍTULO 7. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES</b>	<b>209</b>
7.1. CONCLUSIONES	209
7.2. RECOMENDACIONES	210
NOMENCLATURA	213
REFERENCIAS	219
BIBLIOGRAFÍA	229
APÉNDICE A	A – 1
APÉNDICE B	B – 1
APÉNDICE C	C – 1

---

## RESUMEN

Dentro de las estrategias de Petróleos Mexicanos para el aprovechamiento del gas natural, se tiene la optimación de todas sus instalaciones, razón por la cual este trabajo está orientado a este objetivo. Para efectuar el proceso de optimación de las redes de gas, se presenta una modificación al programa Gas Net 2.0; el cual simula el transporte de gas en régimen permanente sustentado en la teoría de M. A. Stoner. Gas Net 3.0 fue elaborado en *Visual Basic 6.0<sup>MR</sup>*, y presenta una interfase muy amigable, cuyo objetivo es proyectar, diseñar y optimar redes para transportar gas natural.

Entre las modificaciones más importantes desarrolladas en Gas Net 3.0 puede mencionarse que se incluyen rutinas para manejar la composición del gas con un mayor detalle, además de contar con una amplia gama de correlaciones PVT y ecuaciones de estado para el cálculo del factor de compresibilidad Z.

Además en este trabajo se propone un proceso de optimación, apoyado en los diferentes pasos que se efectúan durante el diseño y que se apoyan principalmente en dos criterios, que son: la presión máxima de operación permisible de la tubería y la velocidad de flujo del gas. El primero permite tener una instalación más segura y eficiente, y el segundo evita la presencia de cuellos de botella dentro de un diseño, lo cual minimiza las caídas de presión. Una vez que se aplican dichos criterios bajo las diversas normas y especificaciones que los rigen, se pueden construir diversos escenarios y elegir el óptimo antes de aplicarlo.

Finalmente, se presentan tres ejemplos de redes de transporte de gas natural, realizando la comparación de los resultados obtenidos con Gas Net 3.0 y con otros programas comerciales, tanto en un escenario base (actual) como en un óptimo, concluyendo que los resultados que reporta Gas Net 3.0 son confiables y precisos, además de que el análisis de optimización es posible efectuarlo en un tiempo muy corto.

# 1

## INTRODUCCIÓN

### 1.1. ANTECEDENTES

Antes de la era cristiana los chinos descubrieron el gas natural al efectuar perforaciones en busca de sal, la profundidad promedio de los pozos era de 60 metros y el gas obtenido de esta forma lo empleaban en la elaboración de salmuera y para uso doméstico. En el año 221 (D. C.), los romanos relatan que lo empleaban para el alumbrado. En América en 1821, empezaron los descubrimientos de gas natural, también ocasionalmente al estar perforando en busca de sal. En 1863, se le comenzó a dar uso industrial y comercial al gas natural y así se inició la iluminación de la ciudad de Liverpool. El gas natural, será el combustible preferido del siglo XXI y se ha convertido ya en una gran necesidad de las ciudades modernas.

El auge de la industria petrolera ha motivado el constante avance de las técnicas involucradas en la exploración, explotación, desarrollo y análisis de los campos, transformación, transporte y comercialización. Estas técnicas se han agrupado en grandes áreas, como lo son: la Ingeniería de Yacimientos, la Ingeniería de Perforación y la Ingeniería de Producción. En lo que respecta al área de Ingeniería de Producción, se consideran de gran importancia las instalaciones superficiales que controlan, manejan y procesan el flujo de los fluidos que salen de los pozos petroleros.

Al hablar de gas natural, se refiere a una mezcla gaseosa de hidrocarburos que en la producción puede hallarse libre o asociada al petróleo crudo, esto es, que el gas natural proviene básicamente de tres fuentes; a) yacimientos que lo producen

---

originalmente seco, es decir, prácticamente sin ningún otro hidrocarburo, con o sin azufre; b) yacimientos que lo producen húmedo, con o sin azufre; y c) del gas obtenido de la extracción del crudo, en la que se encuentra asociado con hidrocarburos licuables, con o sin azufre.

El principal componente del gas natural es el metano en concentraciones que van del 78 % al 99 %, también contiene otros hidrocarburos como el etano, propano, butano, pentano, hexano, e hidrocarburos pesados, y algunas impurezas como ácido sulfhídrico, dióxido de carbono, nitrógeno, agua, así como algunas sales y metales pesados.

El gas natural en el momento de ser extraído del yacimiento, no siempre es adecuado para usarse comercialmente, por lo que se tiene que transferir a plantas de proceso, donde se le elimina el agua y otros contaminantes. Esto implica a su vez una gran inversión en instalaciones, equipos de compresión y construcción de ductos para su transporte.

Por otro lado, con el objeto de continuar con el aprovechamiento del gas durante las etapas subsecuentes de explotación en presión intermedia y baja, se deben construir sistemas de compresión y transporte de acuerdo a estas necesidades. La industria procesadora del gas natural recolecta, acondiciona y refina el gas natural, transformándolo en formas más útiles, que puedan ser empleadas en una amplia variedad de aplicaciones.

Los hidrocarburos líquidos que poseen un valor mayor como productos separados, son fraccionados para obtener de ellos etano, propano, butano, iso-butano y gasolina natural. El ácido sulfhídrico (gas venenoso y corrosivo), es removido y después procesado para recuperar azufre elemental y el bióxido de carbono se elimina del gas para impedir la corrosión destructiva.

El gas natural juega un papel importante como materia prima y como combustible; para hacer llegar a los centros de consumo los volúmenes necesarios en las condiciones apropiadas, se cuenta con ramales conectados a los sistemas de gasoductos troncales, con estaciones de regulación de presión y medición de gas, que garantizan un servicio constante y eficiente al consumidor.

## 1.2. EL PAPEL DEL GAS NATURAL EN MÉXICO

En México, el desarrollo de la industria del gas natural ha respondido históricamente a diversos factores de tipo económico, político y social, los cuales se han visto reflejados en la oferta y la demanda de este energético. Por otra parte, la producción de petróleo y gas comenzó en México en 1901, pero el gas natural no se usaba extensivamente para propósitos industriales u otros. Los beneficios no se hicieron notar hasta finales de la década de los años cuarentas, después de la expropiación petrolera y el gran descubrimiento de los campos de gas de la Cuenca de Burgos en la frontera noreste, y de la cuenca de Macuspana en el estado de Tabasco.

A principios de los años sesentas y hasta la fecha, el acelerado crecimiento de la producción ha ido acompañado de grandes esfuerzos e inversiones para su aprovechamiento, particularmente de los grandes volúmenes de gas asociado de los yacimientos del sureste y la plataforma marina del Golfo de México.

Por otra parte, la reserva de gas<sup>(1)</sup> ha evolucionado en nuestro país, desde un valor de 2,132 de miles de millones de pies cúbicos (MMMPC) en 1938, hasta 78,286 MMMPC estimadas para el 1° de enero de 2000.

Actualmente la reserva de gas se distribuye en, 29.0 % para la Región Norte, 54.0 % en la Región Sur y 17.0 % en las regiones marinas de PEMEX Exploración y Producción, Fig. 1.1.

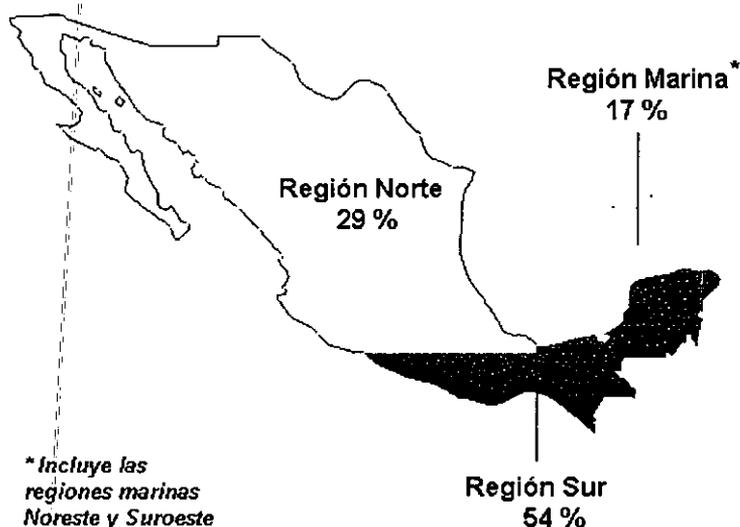


Fig. 1.1. Reservas Probadas de Gas Natural en México<sup>(2)</sup>.

### 1.2.1. HISTORIA DE YACIMIENTOS GASÍFEROS EN MÉXICO

La región donde se ha descubierto el mayor número de yacimientos es la llamada Llanura Costera del Golfo de México, desde el Estado de Tamaulipas al Norte, hasta el Estado de Yucatán en el Sureste. Es en una parte de esta faja que bordea al Golfo, donde se han concentrado las actividades exploratorias de nuestra industria petrolera, y en la que se han descubierto acumulaciones de hidrocarburos en cuencas sedimentarias.

Enseguida se mencionan las principales cuencas de gas asociado cuyo descubrimiento ha sido piedra angular en el desarrollo de la industria petrolera:

- ♦ La Cuenca Tampico – Misantla, descubierta a principios del siglo pasado en el sur de Tamaulipas y norte de Veracruz; dentro de esta franja se encuentran los importantes yacimientos de la Faja de Oro, Tamabra y San Andrés.

- ◆ La Cuenca Salina del Istmo en el sur de Veracruz y occidente de Tabasco, la cual fue descubierta en dos periodos, el primero de ellos en la década de los veinte, y más recientemente en su porción oriental, en los años sesenta.
  
- ◆ La cuenca más prolífica es la denominada Akal – Reforma, en formaciones mesozoicas, descubierta en la década de los setenta, y que se extiende desde el norte del estado de Chiapas hasta la Sonda de Campeche en la plataforma continental del Golfo de México, cruzando el estado de Tabasco en toda su extensión.

Con respecto a las zonas productoras de gas no asociado, existen cuatro cuencas (ver Fig. 1.2), que han contribuido en mayor medida a la conformación del perfil de producción de gas.

- ◆ Cuenca de Burgos descubierta en los años cuarenta en el noreste del país.
  
- ◆ Cuenca Golfo de Sabinas en Coahuila descubierta en los años setenta.
  
- ◆ Cuenca del Papaloapan en el centro de Veracruz.
  
- ◆ Cuenca Macuspana.

Se han realizado trabajos en otras provincias geológicas, donde se han obtenido algunos éxitos; sin embargo, la capacidad productiva y la tecnológica disponible para su explotación han sido determinantes para posponer su desarrollo.

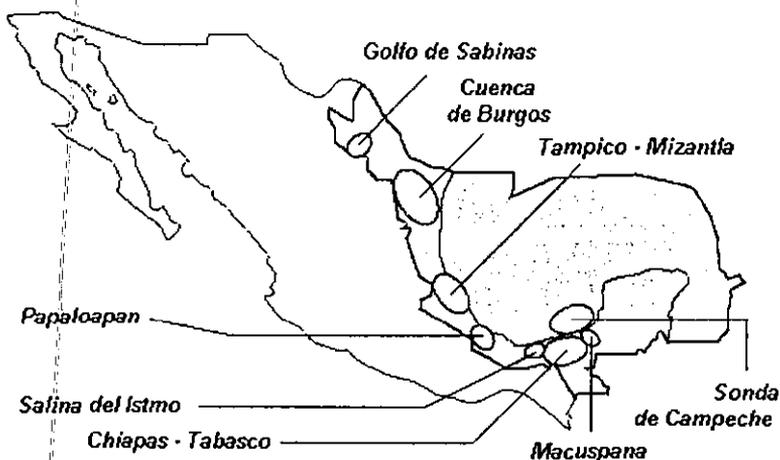


Fig. 1.2. Principales cuencas gasíferas en México<sup>(2)</sup>.

### 1.2.2. PRODUCCIÓN DE LOS YACIMIENTOS DE GAS

Los yacimientos de hidrocarburos generalmente producen el gas en alguna de estas formas: gas no asociado, o gas asociado al aceite. Estos hidrocarburos son procesados en instalaciones superficiales, generalmente lo más cercano posible a los pozos productores. Las instalaciones para procesar el gas asociado al aceite o gas húmedo son las más complejas, ya que requieren de equipos para separar inicialmente el gas de la fase líquida, reduciendo la presión en pasos sucesivos, obteniéndose una parte total de gas en cada uno de ellos. El gas así obtenido es sometido a procesos preliminares, tales como la deshidratación, el enfriamiento y la compresión, antes de poder ser enviado a las plantas para su proceso final. Por su parte, el gas no asociado sólo requiere de procesos de deshidratación, enfriamiento y compresión. En México, la producción de gas en yacimientos de aceite y gas asociado, alcanza actualmente el 83 % del total, el 17 % restante proviene de yacimientos de gas no asociado.

### 1.2.3. APROVECHAMIENTO DEL GAS NATURAL

En México la historia de explotación del gas se puede dividir en tres periodos:

- ◆ El primero de ellos comprende la primera mitad del siglo pasado caracterizado por la producción exclusivamente de gas asociado al aceite, la ausencia de mercado e infraestructura para su manejo, y la consecuente incineración de prácticamente la totalidad del volumen producido.
- ◆ Un segundo período, de desarrollo incipiente, arranca en 1947 con el descubrimiento de los yacimientos gasíferos en la Cuenca de Burgos y la instalación de los primeros equipos de compresión en el área de Poza Rica, coincidiendo con el desarrollo de los mercados industrial y doméstico en el noreste del país. Pero, no es sino hasta el periodo 1956 – 1958, con la puesta en operación de las plantas procesadoras de gas en Reynosa y Cd. Pemex, y la construcción del gasoducto Cd. Pemex-México, que se inicia un desarrollo creciente del aprovechamiento del gas natural, el cual alcanzó un 56 % en 1968, 84 % en 1981, llegando al 97.6 %, sostenido de 1985 – 1995, ver Fig. 1.3.

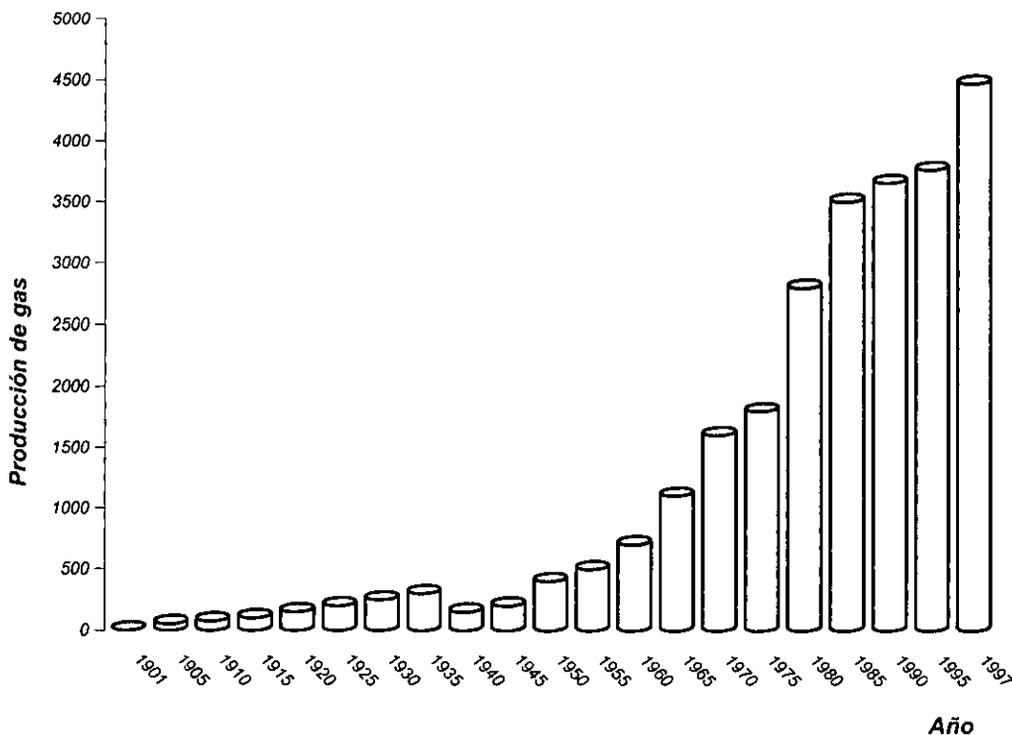


Fig. 1.3. Producción histórica de gas natural en México de 1901a 1997<sup>(2)</sup>, MMPCD

- ◆ Y un tercer periodo, que abarca los últimos cinco años, en donde se ha observado una etapa de expansión debido principalmente al acelerado crecimiento de los niveles de producción de crudo y gas asociado y el desfase en la implementación de la infraestructura requerida para su cabal aprovechamiento, como puede observarse en la Fig. 1.4.

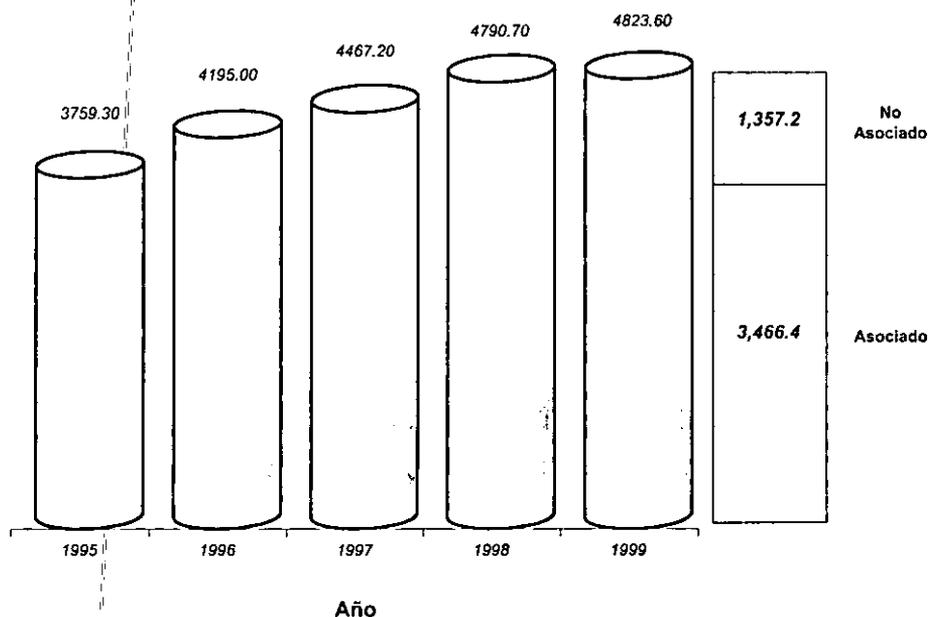


Fig. 1.4. Producción de gas natural en México de 1995 a 1999<sup>(3)</sup>, MMPCD.

En el contexto internacional, México ocupa el octavo lugar en producción mundial de gas natural ver Fig. 1.5.

#### 1.2.4. PROSPECTIVA DEL MERCADO DEL GAS NATURAL EN MÉXICO

Se muestra la información sobre la evolución futura de la demanda y oferta nacional del gas natural, así como la capacidad de producción esperada.

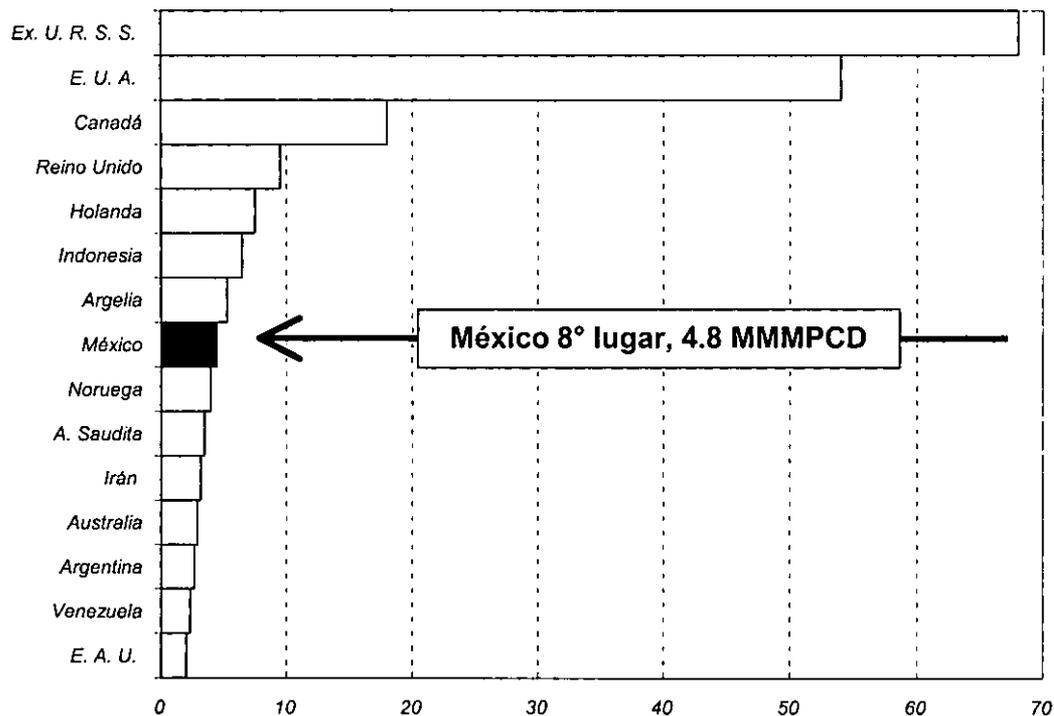


Fig. 1.5. Posicionamiento de México en materia de gas natural durante 1999 en el contexto Internacional<sup>(3)</sup>, MMMPCD.

#### 1.2.4.1. ANÁLISIS DE LA DEMANDA DEL GAS NATURAL EN MÉXICO (1995 – 1999)

El comportamiento futuro del mercado de gas natural estará determinado por la conjunción de políticas de fomento que se orientarán a mantener el equilibrio entre el crecimiento de la actividad económica y el medio ambiente.

Por esta razón, las características del mercado nacional de gas natural se modificarán de manera importante en los próximos ocho años<sup>(4)</sup>.

Los principales factores que darán lugar a estos cambios son:

- ◆ El fenómeno de la participación de los particulares, a través del programa de licitaciones de zonas geográficas de distribución y el otorgamiento de

permisos de transporte del gas natural, a cargo de la Comisión Reguladora de Energía. Todo ello traerá como consecuencias mayores inversiones en infraestructura de ductos que podrán hacer llegar este combustible a un mayor número de usuarios, y una competencia más amplia entre los agentes participantes en el mercado.

- ◆ La inserción del mercado nacional en el mercado regional de América del Norte.
- ◆ La entrada en vigor de normas ambientales más estrictas, las cuales obligan a la mayor utilización de un combustible menos contaminante, como es el gas natural.
- ◆ A escala mundial, las plantas para generar electricidad que operan en países industrializados con ciclo combinado de gas natural son las más eficientes, por lo que se estima que todas las plantas que se construyan a futuro en nuestro país sean de este tipo.
- ◆ El uso generalizado del gas natural comprimido en el transporte vehicular de la Zona Metropolitana del Valle de México.
- ◆ El uso de gas natural como combustible en las plantas de cogeneración, tecnología que consta de un conjunto de equipos interconectados que permiten generar secuencialmente energía eléctrica y térmica útiles a los procesos industriales. La cogeneración es un medio importante para hacer uso racional y eficiente de la energía, lo cual coadyuva en la reducción de costos de producción, disminución del consumo de combustibles y protección al medio ambiente.

- ◆ Adicionalmente, el consumo del sector residencial continuará creciendo al desarrollarse la infraestructura de ductos y las concesiones para la distribución en algunas poblaciones del norte y centro del país.

La demanda de gas natural en los últimos cinco años ha tenido una tasa anual de crecimiento (TACC) del 4.4 %, ver Fig. 1.6, y para el año 2000 se estimó tener una demanda de 4,767 MMPCD.

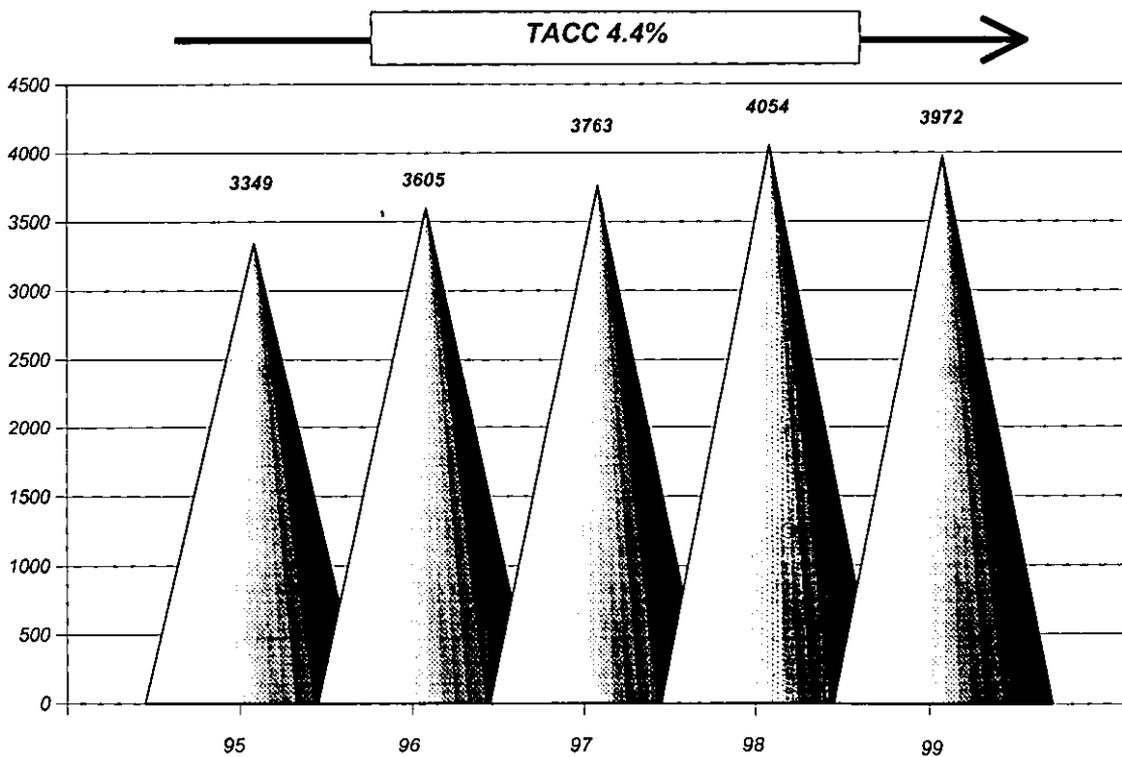


Fig. 1.6. Demanda de gas natural en México de 1995 a 1999<sup>(3)</sup>, MMPCD.

#### 1.2.4.2. ANÁLISIS DE LA OFERTA DEL GAS NATURAL EN MÉXICO (1995 – 1999)

La expectativa de producción de gas natural para los próximos ocho años se deriva del programa de inversiones de largo plazo de PEMEX autorizado en 1997, el cual comprende una cartera de proyectos que cubre las fases de exploración, producción y procesamiento.

Respecto a la exploración, sus actividades están integradas por tres proyectos estratégicos: Delimitación y caracterización de yacimientos, Incorporación de reservas y Evaluación de potencial petrolero.

Ahora bien, en cuanto a la producción y a sus pronósticos para el periodo de 2000 – 2008, se estima un enorme incremento de 4,541 MMPCD de gas en el año 2000 a 8,066 MMPCD. De esta cantidad, el 27.7 % se espera de la plataforma marina del Golfo de Campeche, 39.7 % de la Región Sur y 32.6 % de la Región Norte; estas cifras ya incluyen los proyectos autorizados de la cartera de inversión de PEMEX Exploración y Producción, entre los que destacan el Programa Estratégico de Gas (PEG), el Proyecto Integral de la Cuenca de Burgos y el de la Optimización y Modernización del Campo Cantarell.

En lo concerniente al procesamiento del gas natural en los planes de desarrollo, se contempla un crecimiento armónico en sus fuentes de abastecimiento, además de que estará enfocado hacia los mercados de consumo. Se tiene contemplado un incremento en la capacidad de endulzamiento y criogénicas en el sureste del país, que contempla:

- ◆ La rehabilitación de plantas en el complejo procesador de Cactus.
- ◆ El incremento de capacidad en los complejos Nuevo Pemex y Cd. Pemex.
- ◆ La construcción de un nuevo centro procesador de gas en el sureste del país y otro más en la frontera noreste.

De acuerdo con estos puntos, la realización oportuna de estos proyectos permitirá contar con la capacidad de proceso requerida para absorber la producción nacional y responder a los volúmenes demandados por el mercado.

En conclusión, estos proyectos permiten apreciar dentro de su contexto que después de este año, la oferta estará determinada por el nivel de inversión asignada a los proyectos de gas, para el desarrollo de campos y para la exploración destinada específicamente ya sea de campos de gas no asociado, o de prospectos con altas relaciones gas aceite, por lo tanto, en la presente década será la inversión y no las reservas de gas lo que determine la expansión de la oferta y la demanda. De acuerdo con lo anterior y con la cartera de proyectos en materia de gas de Petróleos Mexicanos, (PEMEX) puede estimarse la siguiente prospectiva para el mercado de gas natural en nuestro país, ver Fig. 1.7.

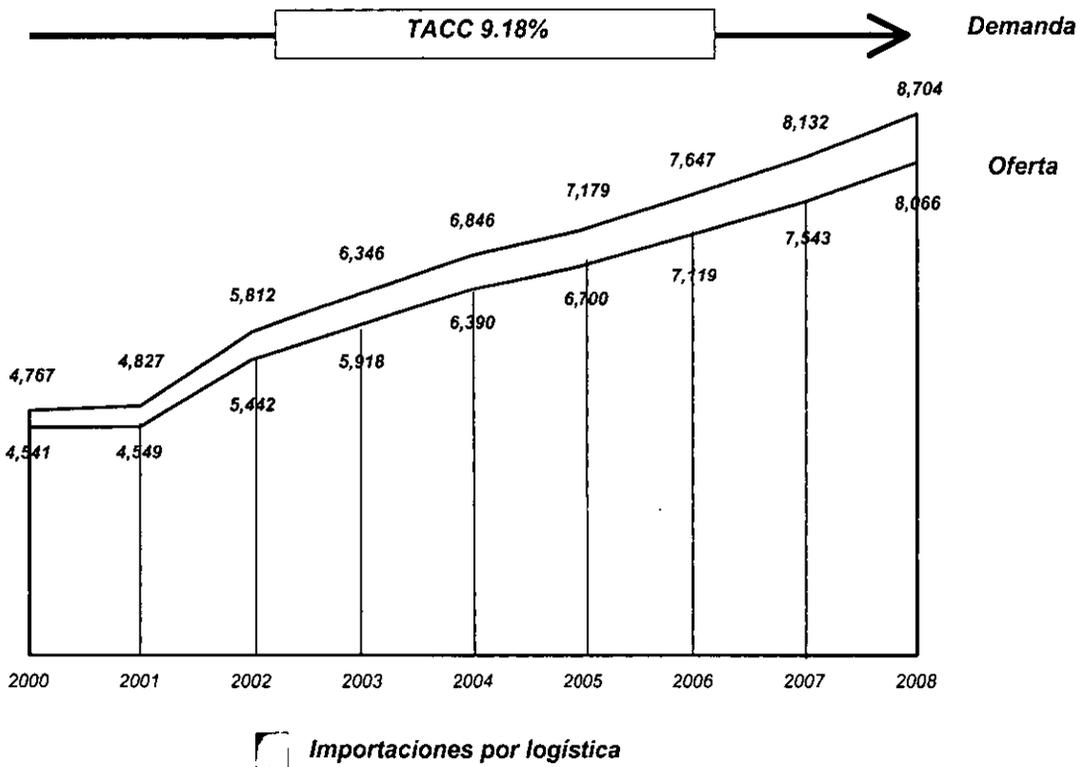


Fig. 1.7. Prospectiva del mercado del gas natural en México de 1999 a 2008<sup>(3)</sup>, MMPCD.

Para incrementar la oferta del gas a mediano y largo plazo, PEMEX establece diversas estrategias que constituyen su planeación de acuerdo a etapas de exploración y producción y elabora diversos programas en función de las zonas en estudio.

En concordancia a los alcances de este trabajo, se hace énfasis en las estrategias antes mencionadas, que están enfocadas principalmente a dar prioridad a la exploración, aprovechar al máximo el gas no asociado, transferir experiencias exitosas e incrementar la eficiencia en el aprovechamiento del gas natural.

Esta última estrategia, es en la que se sustenta el objetivo de este trabajo de tesis, debido a que una de las formas más importantes para aprovecharlo es optimando las instalaciones para su transporte, proceso y distribución; sin descuidar el enfoque económico, y esto se logra, teniendo un arreglo óptimo de tuberías, que permiten aprovechar al máximo su energía, logrando con esto una economía real de materiales, de infraestructura (como estaciones de compresión) y de proceso.

Para tal efecto, se presentan las potencialidades de un programa de cómputo, al cual se le denominó Gas Net, para simular diferentes arreglos de redes de gas en régimen permanente, este programa fue desarrollado en un principio<sup>(5)</sup> en el lenguaje de programación *Visual Basic 3.0* y posteriormente ya para este trabajo se modificó a la versión 6.0 del mismo lenguaje; Gas Net fue creado con el fin de establecer diversos escenarios y elegir el más adecuado en función de todos los parámetros que rigen un diseño óptimo tanto desde el punto de vista técnico como económico.

Gas Net también presenta muchas de las ventajas que posee la programación orientada a objetos, esto es, presenta todas las principales características que muestra el entorno de *Windows*, que hace que su manejo sea más sencillo, versátil y amigable, así como también expone una amplia gama de propiedades que serán descritas en su momento.

A continuación se describe brevemente el contenido de los capítulos que conforman esta tesis, así como su objetivo:

1. **Introducción.** Describe la importancia que hoy en día tiene el gas natural, así como la gran apertura que esta teniendo en el mercado de los energéticos, y que por su amplia gama de características lo hacen único, y finalmente en función de lo anterior y a los programas de planeación que tiene nuestra industria petrolera nacional, se plantea el objetivo de esta tesis, así como su fundamento.
2. **Conceptos Básicos.** Detalla las condiciones y métodos bajo los cuales esta planteado el programa de cómputo, así como algunas técnicas de programación para llegar a la solución de una manera rápida y eficiente de los sistemas de ecuaciones que se generan al resolver una red de gas, que estarán en función de la cantidad de puntos de alimentación y entrega que se estimen en el diseño.
3. **Correlaciones PVT y Ecuaciones de Estado.** Presenta todas las correlaciones y las ecuaciones de estado empleadas en el programa de cómputo para determinar el factor de compresibilidad del gas en función de la información del gas con la que se cuente al momento de efectuar el diseño de la red de gas; incluye referencias y rangos de aplicación de acuerdo a las especificaciones de los mismos autores.
4. **Descripción del Programa de Cómputo Gas Net.** Describe cada uno de los menús, íconos, objetos y ventanas que conforman el programa de cómputo Gas Net.
5. **Optimación de Redes de Gas.** Muestra todos los parámetros y los criterios de acuerdo a algunas recomendaciones de diseño de instituciones especializadas en el transporte de gas, normas y especificaciones de diseño tanto nacionales como extranjeras y la experiencia de algunos especialistas en esta materia, con el fin de sensibilizar las redes para optimar el diámetro

y obtener las menores caídas de presión, que al final se traducirá en una fuerte disminución de costo de material y de la infraestructura que se requiere para la instalación de la red de aprovechamiento.

6. Ejemplos de Campo. Se presentan aplicaciones a los sistemas de recolección, transporte y distribución, con su respectivo análisis de optimización. Además se incluyen algunos comentarios y observaciones, con respecto a los resultados que se obtuvieron con las herramientas de cómputo citadas en cada sistema y con Gas Net.
7. Conclusiones y Recomendaciones. De acuerdo con todo lo descrito en los capítulos anteriores, se efectúan una serie de conclusiones, comentarios y recomendaciones conforme a lo que se observó en la investigación, la práctica de las aplicaciones y de acuerdo a lo comentado con los especialistas.

# 2

## CONCEPTOS BÁSICOS

### 2.1. INTRODUCCIÓN

En el diseño o modificación de un sistema de recolección o distribución de gas, se pretende que el sistema pueda tener capacidad de satisfacer las necesidades del gas presentes y futuras, manteniendo la presión del gas bajo los límites de seguridad de la resistencia de las tuberías.

Debido a que los elementos que constituyen los sistemas de distribución o recolección de gas, tales como: tuberías, compresoras, etc., tienen grandes costos de inversión y de mantenimiento, es conveniente tener un buen diseño del sistema, para disminuir costos.

De las técnicas disponibles para el diseño y análisis de sistemas que manejan gas en régimen permanente, el método más general y usado es el propuesto por M. A. Stoner<sup>(1)</sup>, el cual es una extensión de investigaciones sobre sistemas de distribución de agua. El programa Gas Net desarrollado y explicado en esta tesis incluye una modificación para obtener una solución del sistema de ecuaciones el cual evita la divergencia y acelera el proceso iterativo.

Con esta modificación, inicialmente se simula un sistema de gas compuesto por tubería y compresoras, el cual se resuelve directamente con datos conocidos de presión y gastos. Se inicia el proceso de solución para los valores que se desean obtener. Posteriormente, los elementos como diámetro de la tubería, potencia del

compresor, densidad del gas transportado, y la temperatura promedio de la red, se determinan especificando las presiones y gastos apropiados.

Durante el desarrollo de análisis y diseños con el programa Gas Net, se determinó una manera práctica y rápida para establecer los diámetros óptimos de una red de distribución, en función de algunos parámetros relacionados con el comportamiento del gas a través de la (s) tubería (s); con estos resultados se observa cuál es el arreglo de tuberías y compresores que da las mejores condiciones de operación.

Con el programa propuesto, estas condiciones de operación se fijan y se determinan los diámetros y las potencias necesarias en el sistema que permitan satisfacer dichas condiciones de acuerdo a normas y especificaciones ya establecidas para el diseño de redes de manejo de gas.

## 2.2. MÉTODO DE M. A. STONER

Los sistemas de recolección o distribución de gas natural están compuestos de varios elementos, como son: tuberías, compresoras, válvulas, etc. Para el planteamiento de un modelo matemático que represente el comportamiento de un sistema de gas, es necesario establecer las ecuaciones que contengan los diferentes parámetros de cada uno de estos elementos, de forma tal que describan rigurosamente los efectos de interacción entre ellos.

En la Fig. 2.1 se muestra un ejemplo de un sistema de recolección de gas, el cual se representa por medio de un modelo matemático y puede ser descrito en términos de "nodos" y "conectores", de la misma forma se muestra un sistema de transmisión en la Fig. 2.2. En donde los nodos representan físicamente puntos donde se extrae o adiciona gas al sistema o los extremos de los conectores y los conectores representan los elementos del sistema en sí, como lo son las tuberías y compresores.

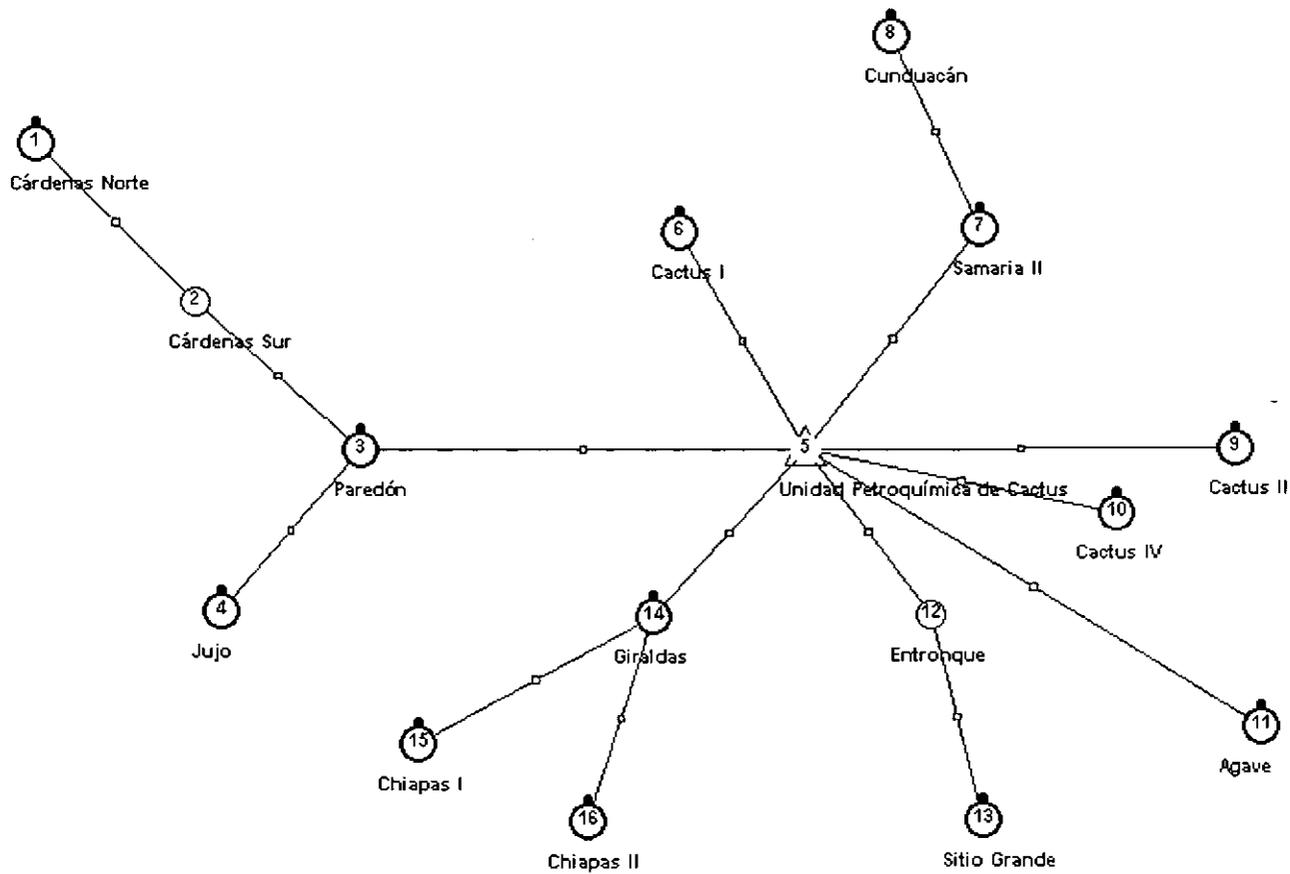


Fig. 2.1. Sistema de gasoductos a alta presión del Distrito Villahermosa.

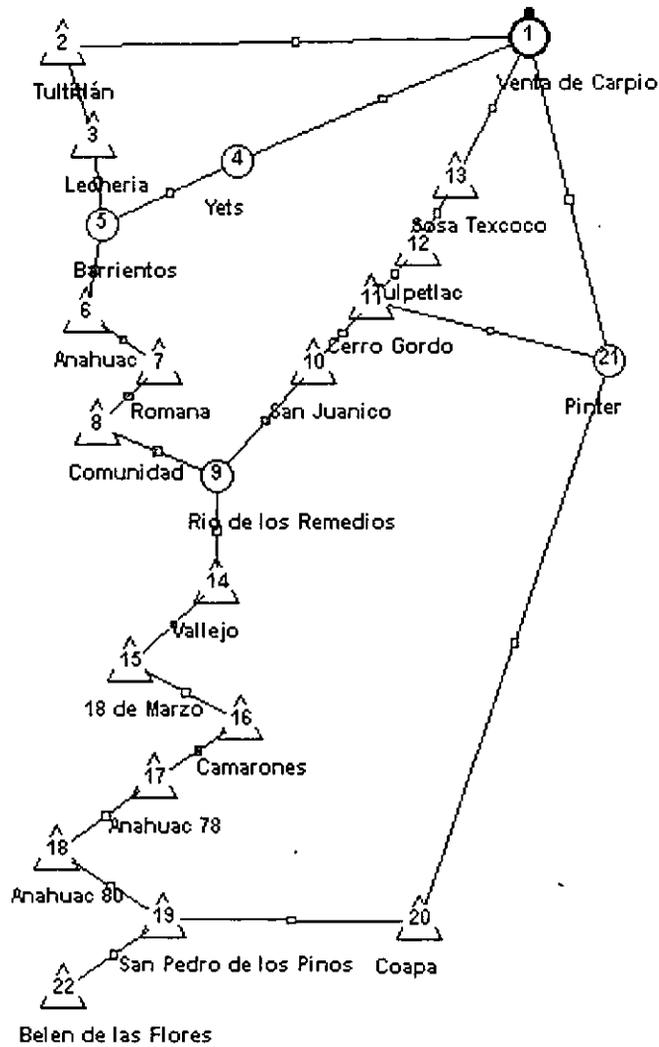


Fig. 2.2. Sistema de gasoductos a alta presión del Valle de México.

El modelo propuesto se construye con las ecuaciones para cada nodo del sistema. La ecuación de flujo para cada conector de nodo se sustituye para representar el gasto del elemento. Esto resulta en una aplicación de ecuaciones simultáneas no lineales las cuales se linealizan y se resuelven por la técnica de gradientes conjugados.

### 2.2.1. FORMULACIÓN DEL MODELO MATEMÁTICO

En un sistema con flujo de gas en régimen permanente, se debe satisfacer la ley de la conservación de la masa en cada uno de los nodos; por lo tanto, se debe de cumplir con la siguiente ecuación:

$$F_i = \sum_{j / (i,j) \in p} s_{ij} q_{ij} + Q_i \quad (2.1)$$

Donde  $s_{ij}$  es una variable que indica el sentido de flujo, esto es, el subíndice  $i$  denota de que nodo parte el flujo y el subíndice  $j$  hacia que nodo se dirige. Para el manejo de esta ecuación, se toma la siguiente convención: el flujo del nodo  $i$  al nodo  $j$  es positivo, de lo contrario el flujo se toma como negativo. El gasto de gas que pasa a través del conector de los nodos  $i j$  se denota como  $q_{ij}$  y  $Q_i$  es un término que indica la adición o extracción de masa al sistema a través del nodo  $i$ . Esta ecuación establece que la masa que entra al nodo es igual a la que sale, (por esta razón, algunas veces se le denomina Ecuación de balance en los nodos) y describe convenientemente la interacción de los diferentes elementos del sistema.

Por otra parte, también para cada tipo de conectores (compresor o tubo), se asocian ecuaciones que relacionan el gasto  $q_{ij}$  con la presión del fluido en cada uno de sus extremos (nodos  $i$  y  $j$ ) y las características del gas y de los conectores.

#### 2.2.1.1. CONECTORES DE NODOS

Para las tuberías existen diferentes ecuaciones que relacionan el gasto  $q_{ij}$  con la presión en sus extremos (nodos  $i j$ ), tales como la ecuación de Weymouth, Panhandle, Panhandle modificada, etcétera, pero en general, éstas pueden reducirse algebraicamente a la siguiente forma:

<sup>1</sup> La nomenclatura de todas las ecuaciones al final.

$$q_{ij} = C_{ij} \left| p_i^2 - p_j^2 \right|^n \quad (2.2)$$

De donde  $C_{ij}$  representa el coeficiente de transmisión de la tubería que depende de la geometría del tubo, de las condiciones de flujo y de la composición del gas;  $p_i$  es la presión del fluido en el nodo  $i$ ;  $p_j$  es la presión del fluido en el nodo  $j$ ; y  $n$  es un exponente que depende de la forma de la ecuación.

La ecuación empleada para alcanzar los objetivos y fines de este trabajo es la ecuación de Weymouth<sup>(2)</sup>, que se describe a continuación:

$$q_{ij} = 0.0988856 \times \left( \frac{T_b}{p_b} \right) \times \left[ \frac{\left[ \left( \frac{p_i^2}{z_i} \right) - \left( \frac{p_j^2}{z_j} \right) \right] d^5}{T_f \gamma_g L_{ij} f} \right]^{0.5} \times E \quad (2.3)$$

Weymouth de acuerdo con los resultados que obtuvo al aplicar su ecuación, encontró que  $f$  variaba como una función del diámetro en pulgadas como sigue:

$$f = \frac{0.032}{d^{1/3}} \quad (2.4)$$

Por lo tanto, sustituyendo la Ec. (2.4) en la (2.3) se tiene lo siguiente:

$$q_{ij} = 0.0988856 \times \left( \frac{T_b}{p_b} \right) \times \left[ \frac{\left[ \left( \frac{p_i^2}{z_i} \right) - \left( \frac{p_j^2}{z_j} \right) \right] d^5}{T_f \gamma_g L_{ij} \left( \frac{0.032}{d^{1/3}} \right)} \right]^{0.5} \times E \quad (2.5)$$

$$q_{ij} = 0.5279 \times \left( \frac{T_b}{p_b} \right) \times \left[ \frac{\left[ \left( \frac{p_i^2}{z_i} \right) - \left( \frac{p_j^2}{z_j} \right) \right] d^{16/3}}{T_f \gamma_g L_{ij}} \right]^{0.5} \times E \quad (2.6)$$

$$q_{ij} = 0.5279 \times \left( \frac{T_b}{p_b} \right) \times \left[ \frac{\left[ \left( \frac{p_i^2}{z_i} \right) - \left( \frac{p_j^2}{z_j} \right) \right]}{T_f \gamma_g L_{ij}} \right]^{0.5} \times d^{2.667} \times E \quad (2.7)$$

Para las compresoras, las ecuaciones pueden reducirse a la siguiente forma:

$$q_g = 0.001 \times \frac{Hp}{\left[ k_1 \left( \frac{p_j}{p_i} \right)^{k_2} - 1 \right]} \times E_C \quad (2.8)$$

donde, las constantes  $k_1$  y  $k_2$  para el compresor se definen como:

$$k_1 = \frac{K}{(K - 1) \times (3.027 \times p_b \times T_f) \times T_b} \quad (2.9)$$

$$k_2 = \frac{Z \times (K - 1)}{K} \quad (2.10)$$

Donde  $K$  se define como la relación de calores específicos con la siguiente expresión:

$$K = \frac{C_p}{C_v} = [-0.0009 T_f + 1.7919] [M_g]^{0.0001 T_f - 0.1174} \quad (2.11)$$

Para la determinación del factor de compresibilidad del gas, necesario en ambas ecuaciones nodales (Ecs. (2.7) y (2.10)), se presentan dos alternativas para su determinación; con correlaciones PVT si se conoce la densidad relativa como dato y con Ecuaciones de Estado si se tiene la composición del gas en estudio.

### 2.3. SOLUCIÓN DE SISTEMAS DE ECUACIONES CON EL MÉTODO DE GRADIENTES CONJUGADOS<sup>(3)</sup>

No se entrará al detalle de los principios matemáticos del método, ni al desarrollo de los mismos, ya que este tema se desarrolló como otro trabajo de tesis (ver Referencia 5, capítulo 1), por lo que se planteará el esquema de solución del método, aplicando la teoría de M. A. Stoner, y la solución del sistema de ecuaciones no lineales.

Con respecto al algoritmo de gradientes conjugados tenemos lo siguiente:

Se tiene el sistema lineal  $n \times n$ .

$$A \cdot \bar{x} = \bar{b} \quad (2.12)$$

El algoritmo de gradiente conjugado resuelve la Ec. (2.12) solamente en el caso de que  $A$  sea simétrica y positiva. Esto se basa en la idea de la minimización de la función:

$$f(x) = \frac{1}{2} \bar{x} \cdot A \cdot \bar{x} - \bar{b} \cdot \bar{x} \quad (2.13)$$

Esta función se minimiza cuando su gradiente es igual a cero, (es decir, que la derivada parcial de una función,  $f$ , con respecto a cada una de las  $n$  variables en estudio es igual con cero) y es equivalente a la Ec. (2.12).

$$\bar{\nabla} f = A \cdot \bar{x} - \bar{b} \quad (2.14)$$

La minimización se lleva a cabo por la generación de una sucesión de direcciones de investigación  $p_k$  y mejorando la minimización de  $x_k$ .

En cada paso se calcula una cantidad  $\alpha_k$  para minimizar  $f(x_k + \alpha_k p_k)$ , y  $x_{k-1}$  se aplica igualmente para el nuevo punto  $x_k + \alpha_k p_k$ .

La  $p_k$  y  $x_k$  se construyen de tal manera que  $x_{k-1}$  es también la minimización de  $f$  sobre el espacio vectorial total de la dirección real tomada  $\{p_1, p_2, \dots, p_k\}$ . Después de  $n$  iteraciones se llega a la solución para la Ec. (2.12).

- 1) Se inicia con una suposición inicial arbitraria  $x_1$ . Denominando  $r_1$  como residuo:

$$r_1 = b - A \cdot x_1 \quad (2.15)$$

- 2) El método de gradientes conjugados en general, tiene una conexión simple con la minimización de la función y para esto se construyen cuatro secuencias de vectores,  $r_k, \bar{r}_k, p_k, \bar{p}_k$ , con  $k = 1, 2, 3, \dots, n$ ; suministrando los vectores iniciales  $r_1$  y  $\bar{r}_1$ , y el conjunto  $p_1 = r_1, \bar{p}_1 = \bar{r}_1$ . Entonces aplicando la primera dirección de investigación se tienen las siguientes cuatro fórmulas de recurrencia:

$$\alpha_k = \frac{\bar{r}_k \cdot r_k}{\bar{p}_k \cdot A \cdot p_k} \quad (2.16)$$

$$r_{k+1} = r_k - \alpha_k A \cdot p_k \quad (2.17)$$

$$\bar{r}_{k+1} = \bar{r}_k - \alpha_k A^T \cdot \bar{p}_k \quad (2.18)$$

$$\beta_k = \frac{\bar{r}_{k-1} \cdot r_{k+1}}{\bar{r}_k \cdot r_k} \quad (2.19)$$

$$p_{k+1} = r_k + 3_k p_k \quad (2.20)$$

$$\bar{p}_{k+1} = \bar{r}_k + 3_k \bar{p}_k \quad (2.21)$$

3) Se forman las secuencia para mejorar las estimaciones:

$$\bar{x}_{k+1} = \bar{x}_k + \alpha_k \bar{p}_k \quad (2.22)$$

La Ec. (2.22) asegura que  $r_{k+1}$  desde la recurrencia por el residuo  $b - A x_{k+1}$  corresponde a  $x_{k+1}$ . Desde  $r_{m+1} = 0$ ,  $x_{m+1}$  es la solución para la Ec. (2.12). De lo contrario, aplicamos el valor de  $i = i + 1$ , y se repiten los pasos 2 y 3 hasta que la convergencia se alcance, como se aprecia en la Fig. 2.3. Aplicando la teoría anterior al problema, inicialmente se representa un sistema real mediante nodos y conectores de los nodos. En este sistema se asignan valores a  $n$  variables (presiones y gastos) las cuales permanecen constantes. El problema es encontrar valores de las  $n$  variables restantes, que satisfagan las ecuaciones siguientes:

Para tuberías:

$$F_i = \sum_{j / (i,j) \in p} s_{ij} \left( 0.5279 \times \left( \frac{T_b}{p_b} \right) \times \left[ \frac{(p_i^2/z_i) - (p_j^2/z_j)}{T_f \gamma_g L_{ij}} \right]^{0.5} \times d_{ij}^{2.667} \times E \right) + Q_i \quad (2.23)$$

Para compresores:

$$F_i = \sum_{j / (i,j) \in p} s_{ij} \left( 0.001 \times \frac{Hp}{\left[ k_1 \left( \frac{p_j}{p_i} \right)^{k_2} - 1 \right]} \times E_C \right) + Q_i \quad (2.24)$$

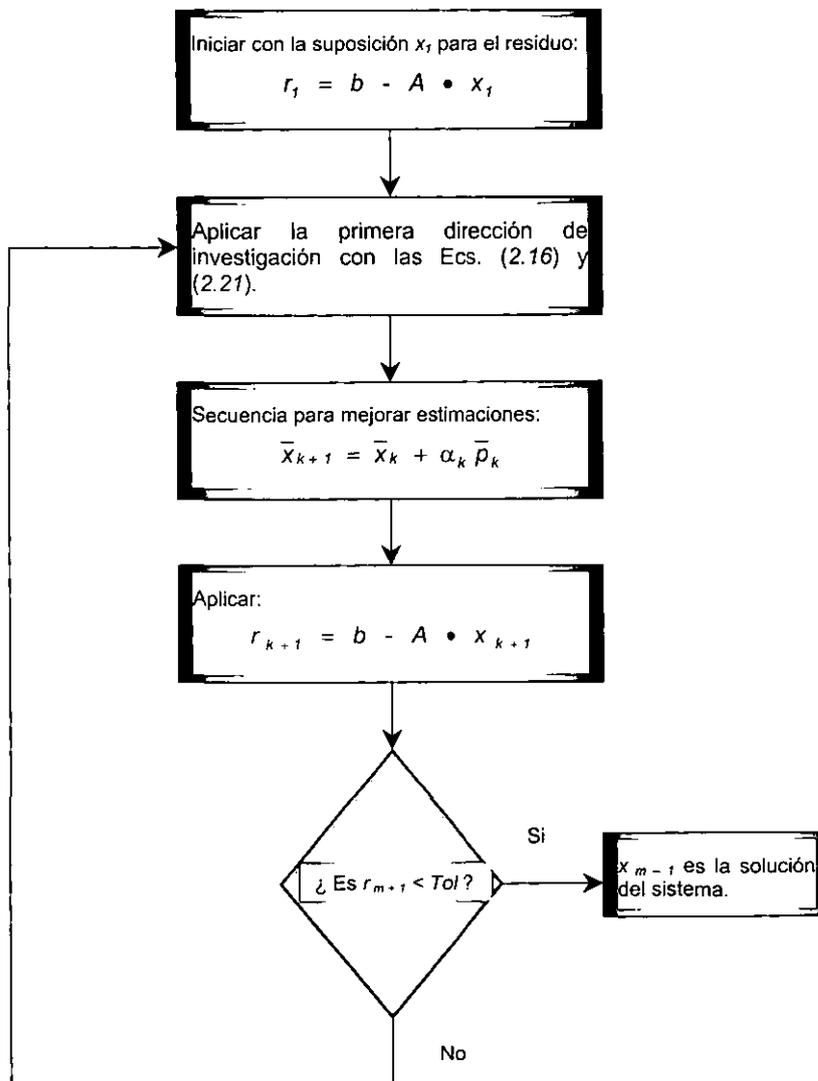


Fig. 2.3. Diagrama de flujo del método Gradientes Conjugados.

El sistema de ecuaciones no lineales se linealiza y después se resuelve con el método de gradientes conjugados. Considerando un sistema de  $n$  ecuaciones no lineales de tipo  $F_i(x_1, x_2, \dots, x_n) = 0$ , para  $i = 1, 2, \dots, n$ ; con incógnitas  $x_1, x_2, \dots, x_n$ . El valor de las incógnitas al nivel de la iteración  $k + 1$ , está dado por:

$$x_i^{k+1} = x_i^k + \Delta x_i^{k+1} \quad ; \quad i \in n \quad (2.25)$$

Donde el valor  $\Delta x_i^{k+1}$ , se obtiene mediante la solución del sistema de ecuaciones lineales siguientes:

$$\sum_{j=1}^n \left( \frac{\partial F_i}{\partial x_j^k} \Delta x_j^{k+1} \right) = -F_i(x_1^k, x_2^k, \dots, x_n^k) \quad ; \quad i = 1, 2, \dots, n \quad (2.26)$$

Este sistema de ecuaciones se expresa en forma matricial como:

$$\begin{bmatrix} \frac{\partial F_1}{\partial x_1} & \frac{\partial F_1}{\partial x_2} & \cdot & \cdot & \cdot & \cdot & \frac{\partial F_1}{\partial x_n} \\ \frac{\partial F_2}{\partial x_1} & \frac{\partial F_2}{\partial x_2} & \cdot & \cdot & \cdot & \cdot & \frac{\partial F_2}{\partial x_n} \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \\ \frac{\partial F_n}{\partial x_1} & \frac{\partial F_n}{\partial x_2} & \cdot & \cdot & \cdot & \cdot & \frac{\partial F_n}{\partial x_n} \end{bmatrix} \times \begin{bmatrix} \Delta x_1^{k+1} \\ \Delta x_2^{k+1} \\ \vdots \\ \vdots \\ \vdots \\ \Delta x_n^{k+1} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -F_1 \\ -F_2 \\ \vdots \\ \vdots \\ \vdots \\ -F_n \end{bmatrix} \quad (2.27)$$

La Ec. (2.27) puede representarse de manera general, como un sistema típico de ecuaciones  $A \bullet x = b$  (ver Ec. (2.12)).

Donde las derivadas parciales, cuando los elementos conectores son tuberías o compresoras, están dadas por:

$$\frac{\partial F_i}{\partial p_i} = - \sum_{j/(i,j) \in M} \frac{\partial F_i}{\partial p_j} \quad (2.28)$$

$$\frac{\partial F_i}{\partial Q_i} = 1 \quad (2.29)$$

$$\frac{\partial F_i}{\partial Q_j} = 0 \quad (2.30)$$

Para tuberías:

$$\frac{\partial F_i}{\partial p_j} = -2n C_{ij} p_j \left| \frac{p_i^2}{Z_i} - \frac{p_j^2}{Z_j} \right|^{n-1} \quad (2.31)$$

Para compresores:

$$\frac{\partial F_i}{\partial H_{p_{ij}}} = \frac{0.001}{k_1 \left[ \left( \frac{p_j}{p_i} \right)^{k_2} - 1 \right]} \times E_c \quad (2.32)$$

$$\frac{\partial F_i}{\partial H_{p_{ij}}} = - \frac{0.001 \times H_p \times k_2 \times k_1 \times \left( \frac{p_j}{p_i} \right)^{k_2}}{p_j \left[ k_1 \left( \frac{p_j}{p_i} \right)^{k_2} - 1 \right]^2} \times E_c \quad (2.33)$$

En resumen la secuela de cálculo consiste en:

- a) Asignar valor supuestos a las incógnitas  $x_i$  (presiones, gastos y Hp's).
- b) Sustituir el valor actual de las incógnitas en las Ecs. (2.23) y (2.24) y obtener el valor de  $F_j$  para  $j = 1, 2, \dots, n$ .
- c) Probar si  $|F_i|_{máx}$  es menor o igual que cierta tolerancia fijada. Si esto ocurre, el problema está resuelto y los valores actuales de las incógnitas son la solución del problema. Si no, continuar con el paso d).
- d) Calcular el valor de las derivadas parciales de  $F$  con respecto a todas las incógnitas, usando las ecuaciones de la (2.28) a la (2.33).
- e) Resolver el sistema de ecuaciones (2.26) para  $\Delta x_j$  ( $\Delta p_i$ ,  $\Delta Q_i$ , o  $\Delta Hp$ ) con el método de Gradientes Conjugados.
- f) Calcular el nuevo valor de las incógnitas con las ecuaciones (2.25).
- g) Regresar al paso b) y repetir el procedimiento.

Para clarificar estos conceptos obsérvese el diagrama de flujo de la Fig. 2.4.

Durante el empleo de este procedimiento, se puede observar que el método de Newton – Raphson reduce un problema no lineal a un procedimiento iterativo que involucra, en cada iteración, la solución de un sistema lineal. Sin embargo, como sucede en cualquier procedimiento iterativo, la convergencia del método estará en función de la selección inicial de los valores de las incógnitas, pues cuanto mejor se aproximen dichos valores a los reales, mejor convergirá el método a la solución.

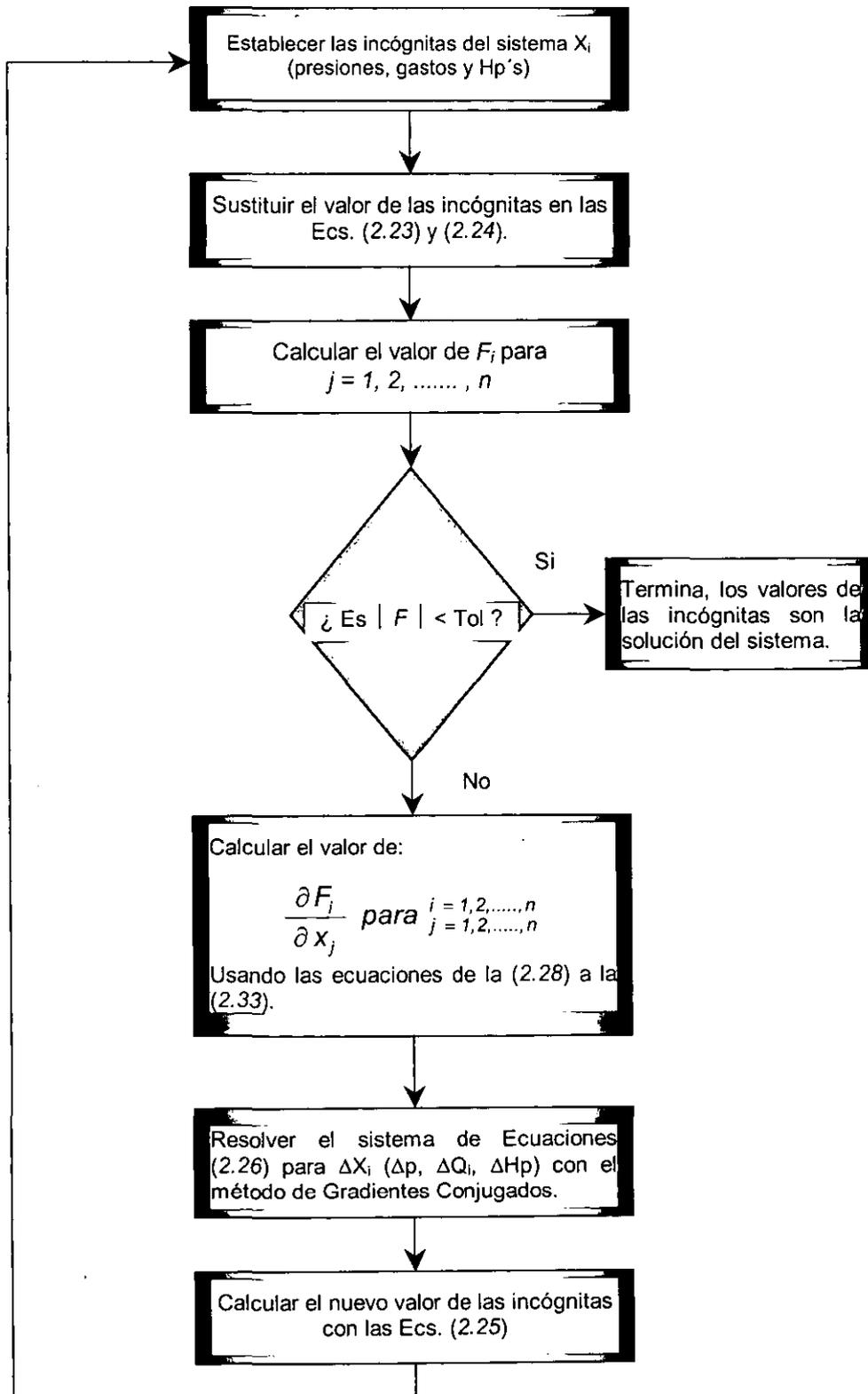


Fig. 2.4. Diagrama de Flujo del procedimiento de cálculo de M. A. Stoner.

Por otra parte, se ha encontrado en la literatura que de acuerdo a la experiencia en la aplicación del método de Newton – Raphson a este tipo de problemas, se requiere una suposición inicial muy aproximada para que el método converja y que aún cuando converge lo hace de manera lenta y oscilatoria.

Sin embargo, para contrarrestar este comportamiento se propone la técnica de gradientes conjugados que logra una estabilidad tal, que permite un error de los valores iniciales supuestos hasta de un 50%, evitando la divergencia y acelerando la convergencia

Cabe señalar, que a pesar de que el programa de cómputo Gas Net posee filtros que no permiten el acceso de información igual con cero, existe una alternativa dentro del menú *Opciones* llamada *Estimación de incógnitas*, que al ser activada asigna valores promedio de presión y gasto que no hayan sido cargados (este menú se describirá en su momento en el capítulo correspondiente a la descripción del programa de cómputo Gas Net).

# 3

## CORRELACIONES PVT Y ECUACIONES DE ESTADO

### 3.1. INTRODUCCIÓN

En el análisis del comportamiento de yacimientos, cálculo de reservas y diseño de instalaciones y equipos, se requiere del conocimiento de las propiedades físicas de los fluidos (nuestro caso en particular del gas), para efectuar diseños óptimos.

Las propiedades de flujo normalmente se determinan en el laboratorio mediante el análisis de muestras de fluidos tomadas en el fondo de los pozos o mediante una apropiada recombinación de muestras tomadas en superficie.

En este capítulo, se presentan las correlaciones P. V. T. y las ecuaciones de estado (EDE), para calcular el factor de compresibilidad del gas  $Z$ , para efecto de manejar éste como gas real y no como ideal ( $Z = 1$ ), así como también se presentan otras ecuaciones necesarias para determinar propiedades del gas.

### 3.2. CORRELACIONES PVT PARA EL CÁLCULO DEL FACTOR DE COMPRESIBILIDAD DEL GAS, $Z$

El conjunto de pruebas necesarias para determinar propiedades de los fluidos se denomina análisis de Presión – Volumen – Temperatura, o bien análisis PVT, y consiste en determinar las relaciones entre presión, volumen y temperatura para una mezcla de hidrocarburos (líquido y gas) en particular.

Sin embargo, en algunas ocasiones no se dispone de información experimental, debido a que no se pueden obtener muestras representativas de los fluidos o por que la erogación económica es alta para realizar un análisis PVT de los fluidos del yacimiento. En estos casos, las propiedades físicas de los fluidos deben ser determinadas por analogías o mediante el uso de correlaciones empíricas.

En el pasado, las correlaciones PVT fueron presentadas en forma tabular y/o gráfica, sin embargo, con la aparición de las calculadoras programables y las computadoras personales, tales correlaciones han sido reducidas a ecuaciones numéricas o expresiones analíticas con el propósito de utilizarlas en programas de cómputo.

Las correlaciones PVT se desarrollan a partir de datos de laboratorio y/o de campo y son formuladas para ser utilizadas con los datos con los que normalmente se cuenta, sin mucha pérdida de tiempo y/o inversión de esfuerzo, estos datos son:

**a) Propiedades de los fluidos.****b) Propiedades del yacimiento.**

- |  |                      |
|--|----------------------|
| ◆ Gravedad específica del aceite, $\gamma_o$ . | ◆ Presión, $p$ .     |
| ◆ Gravedad específica del gas, $\gamma_g$ .    | ◆ Temperatura, $T$ . |
| ◆ Relación gas producido-aceite, $R$ .         |                      |

Antes de determinar cualquier propiedad del aceite o del gas, se recomienda que se verifique que la aplicación de interés se encuentre dentro del rango de los datos para el cual la correlación fue desarrollada, el programa Gas Net presentado en esta tesis verifica al momento de determinar dichas propiedades, que se encuentren dentro del rango de aplicación; si esto no sucede así, se enviará un mensaje para que se elija otra correlación. Una vez efectuada esta acción, la correlación elegida será la adecuada y se obtendrán resultados más confiables.

El gas natural puede ocurrir como tal, ya sea en yacimientos de gas libre o asociado con yacimientos de petróleo (porciones volátiles de petróleo) ver Tabla 3.1A y Tabla 3.1B.

El gas natural normalmente se encuentra presente en los yacimientos de hidrocarburos y es de gran importancia conocer ciertas propiedades físicas que son fundamentales en el análisis de su comportamiento en los yacimientos y en las instalaciones para su manejo en superficie, hasta los puntos de entrega.

Hidrocarburos		Porcentaje
Metano	(CH <sub>4</sub> )	70 – 98
Etano	(C <sub>2</sub> H <sub>6</sub> )	1 – 10
Propano	(C <sub>3</sub> H <sub>8</sub> )	Trazas – 5
Butano	(C <sub>4</sub> H <sub>10</sub> )	Trazas – 2
Pentano	(C <sub>5</sub> H <sub>12</sub> )	Trazas – 1
Hexano	(C <sub>6</sub> H <sub>14</sub> )	Trazas – ½
Heptano +	(C <sub>7</sub> H <sub>16</sub> )	Trazas – ½

Tabla 3.1A. Composición típica del Gas Natural<sup>(1)</sup>.

Impurezas	Porcentaje
Nitrógeno (N <sub>2</sub> )	Trazas – 15
Dióxido de Carbono (CO <sub>2</sub> )	Trazas – 5
Ácido Sulfhídrico (H <sub>2</sub> S)	Trazas – 3

Tabla 3.1B. Impurezas típicas dentro de la composición del Gas Natural<sup>(1)</sup>.

Las relaciones que describen el comportamiento P V T de gases, son llamadas ecuaciones de estado. La ecuación de estado más simple, es llamada ley de los gases ideales:

$$pV = nRT \quad (3.1)$$

donde,  $V$  es el volumen de  $n$  moles de gas a la presión  $p$  y temperatura  $T$ , y  $R$  la constante universal de los gases.

Esta ecuación es el resultado de los esfuerzos combinados de Boyle, Charles, Avogadro y Gay Lussac, y es sólo aplicable a presiones cercanas a la presión atmosférica para la cual fue experimentalmente obtenida y a las cuales los gases se comportan como ideales.

Debido a que  $n$  es igual al peso total del gas,  $m$ , dividido por el peso molecular,  $M$ , la Ec. (3.1) puede escribirse como:

$$pV = \frac{m}{M}RT \quad (3.2)$$

Las Ecs. (3.1) y (3.2) son formas de la ecuación general de los gases ideales.

El valor de la constante  $R$  depende de las unidades empleadas de presión, volumen y temperatura. Por ejemplo, considere  $p$  en  $\text{lb/pg}^2$  absoluta,  $V$  en  $\text{pie}^3$ ,  $T$  en  $^{\circ}\text{R}$  y los moles de gas en  $\text{lb/mol}$ . La ley de Avogadro establece que 1  $\text{lb/mol}$  ( $n = 1$ ) de cualquier gas ideal ocupa un volumen de  $379.4 \text{ pie}^3$  a  $14.7 \text{ lb/pg}^2$  y  $60^{\circ}\text{F}$ . Por lo tanto:

$$R = \frac{pV}{nT} = \frac{14.7 \left( \text{lb/pg}^2 \right) \times 379 \left( \text{pies}^3 \right)}{1 \left( \text{lb} - \text{mol} \right) \times 520 \left( ^{\circ}\text{R} \right)} = 10.73 \frac{\left( \text{lb/pg}^2 \cdot \text{pie}^3 \right)}{\left( \text{lb} - \text{mol} \cdot ^{\circ}\text{R} \right)}$$

Para otras unidades ver la Tabla 3.2 que presenta diferentes valores para  $R$ .

$p$	$V$	$T$	$n$	$R$
Atm	pie <sup>3</sup>	°R(460+°F)	lb – mol	0.730
Atm	pie <sup>3</sup>	°K(273.16+°C)	lb – mol	1.314
Atm	pie <sup>3</sup>	°K(273.16+°C)	gr – mol	82.057
Atm	litros	°K(273.16+°C)	gr – mol	0.082
lb/pg <sup>2</sup>	pie <sup>3</sup>	°R(460+°F)	lb – mol	10.730
lb/pg <sup>2</sup>	pie <sup>3</sup>	°R(460+°F)	lb – mol	1545.300

Tabla 3.2. Valores<sup>(2)</sup> de la constante universal de los gases,  $R$  para diferentes unidades de  $p$ ,  $V$ ,  $T$  y  $n$ .

### 3.2.1. GRAVEDAD ESPECÍFICA DEL GAS, $\gamma_g$

Se define como la relación de la densidad del gas a la densidad del aire, ambas medidas a las mismas condiciones de presión y temperatura. Como la gravedad del gas se mide generalmente a condiciones estándar (14.7 lb/pg<sup>2</sup> y 60 °F), tanto el gas como el aire se comportan como gases ideales y puede escribirse como la Ec. (3.3):

$$\gamma_g = \frac{\rho_g}{\rho_{aire}} \quad (3.3)$$

La densidad de un gas se define como la masa por unidad de volumen:

$$\rho_g = \frac{m}{V} = \frac{p M_g}{RT} \quad (3.4)$$

Reemplazando la Ec. (3.4) en la Ec. (3.3) para el gas y el aire a las mismas condiciones de presión y temperatura:

$$\gamma_g = \frac{\frac{\rho M_g}{RT}}{\frac{\rho M_a}{RT}} = \frac{M_g}{M_a} = \frac{M_g}{28.96} \quad (3.5)$$

Si no se conoce el peso molecular del gas, pero se conocen los pesos moleculares de las fracciones moleculares de la mezcla, se usa el *peso molecular aparente*  $M_i$ , que se estima mediante la siguiente expresión:

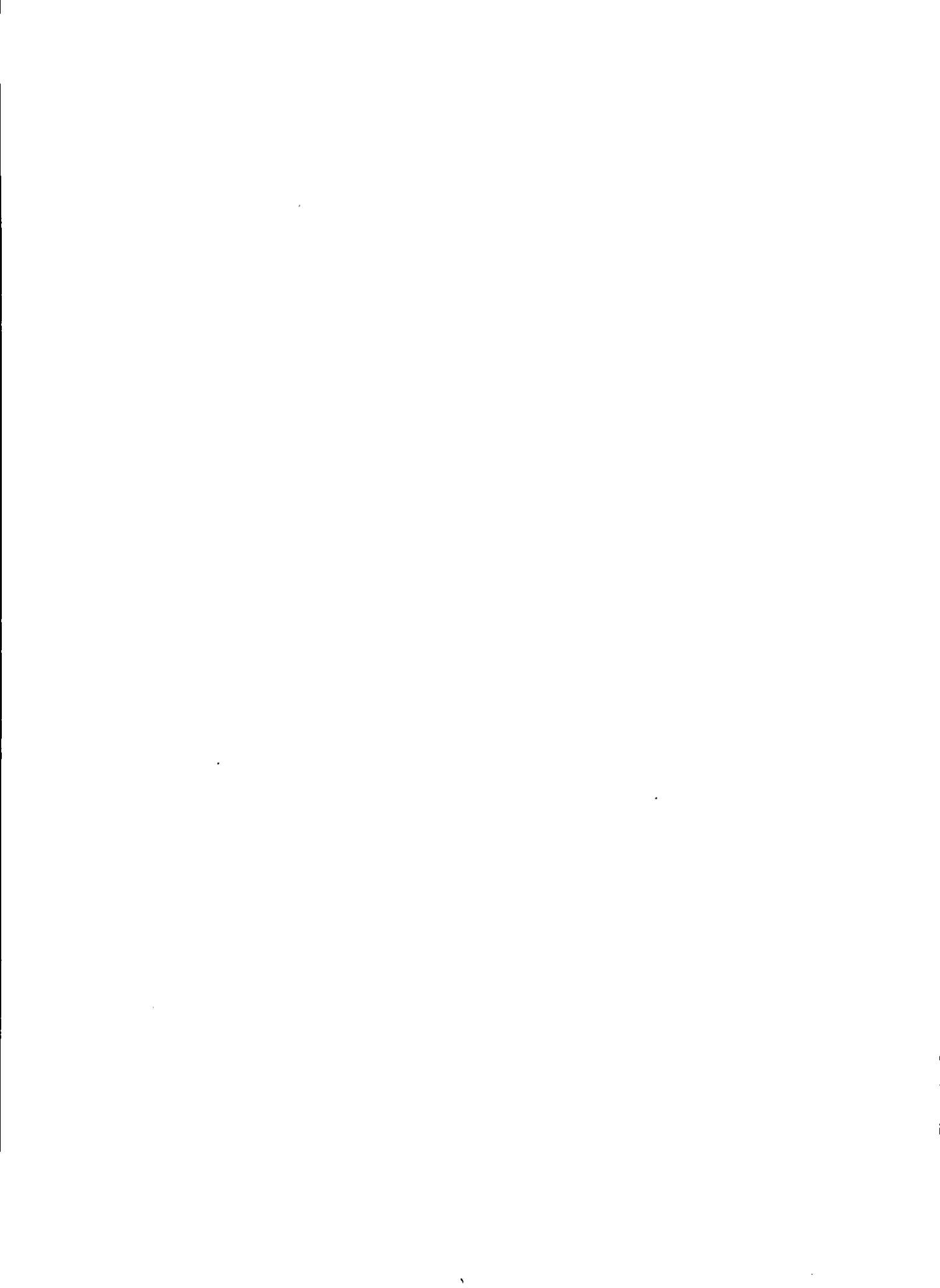
$$M_g = \sum_{i=1}^n y_i M_i \quad (3.6)$$

Así, una vez obtenido el *peso molecular aparente* de la mezcla mediante la Ec. (3.6), se determina la gravedad específica de la misma mediante la Ec. (3.5). En la Tabla 3.3 se presentan algunas propiedades físicas de gases hidrocarburos puros y de otros componentes comúnmente encontrados en el gas natural (únicamente se muestran aquellos componentes que se tienen en el catálogo del programa Gas Net, mismos que se mencionan en la Tabla 3.3).

### 3.2.2. PRESIÓN Y TEMPERATURA PSEUDOCRÍTICAS DE GASES NATURALES,

#### $P_{pc}$ Y $T_{pc}$

Para efectuar el estudio del comportamiento de mezclas gaseosas, se ha introducido el concepto de presión y temperatura pseudocríticas,  $p_{pc}$  y  $T_{pc}$ . Algunos investigadores han propuesto una serie de métodos o correlaciones para determinar propiedades pseudocríticas a partir de la composición de la mezcla gaseosa o bien de la densidad del gas.



Estos investigadores suponen que cada componente contribuye a la presión y temperatura pseudocríticas en proporción a su porcentaje de volumen en el gas y a la presión y temperatura críticas, respectivamente, de dicho componente. Entre los métodos más conocidos para determinar la presión y la temperatura pseudocríticas en función de la composición molecular de la mezcla, tenemos los siguientes:

### 3.2.2.1. CORRELACIÓN DE W. B. KAY, 1936<sup>(4)</sup>

Kay introduce el concepto de valores pseudocríticos para una mezcla en vez de los valores críticos de los hidrocarburos. Kay propone la siguiente regla de mezclado, conocida como la regla de Kay, para el cálculo de las propiedades pseudocríticas de una mezcla de gases hidrocarburos.

$$p_{pc} = \sum_{i=1}^n y_i p_{ci} \quad (3.7)$$

$$T_{pc} = \sum_{i=1}^n y_i T_{ci} \quad (3.8)$$

### 3.2.2.2. CORRELACIÓN DE W. F. STEWART, S. F. BURKHARDT Y D. VOO, 1959<sup>(5)</sup>

Las ecuaciones para esta correlación son:

$$J = \frac{1}{3} \sum_{i=1}^n y_i (T_c / p_c)_i + \frac{2}{3} \left[ \sum_{i=1}^n y_i (T_c / p_c)_i^{1/2} \right]^2 \quad (3.9)$$

$$K = \sum_{i=1}^n y_i (T_c / p_c^{1/2})_i \quad (3.10)$$

donde:

$$T_{pc} = \frac{K^2}{J} \quad (3.11)$$

$$p_{pc} = \frac{T_{pc}}{J} \quad (3.12)$$

En casos en donde no se dispone de la composición del gas natural, las propiedades pseudocríticas pueden obtenerse a través de la gravedad específica del gas, tal como se muestra en las correlaciones que se presentan a continuación:

### 3.2.2.3. CORRELACIÓN DE G. G. BROWN, D. L. KATZ, G. G. OBERFELL Y R. C. ALDEN, 1948<sup>(6)</sup>

Esta correlación define a la presión y a la temperatura pseudocrítica,  $p_{pc}$  y  $T_{pc}$  como una función de la gravedad específica del gas,  $\gamma_g$  ( $\gamma_a = 1$ ) y puede ser utilizada tanto para el gas natural como para el gas y condensado, pero se trabaja únicamente con la correlación para el gas natural, la cual se presenta a continuación:

$$p_{pc} = 677 + 15 \gamma_g - 37.5 \gamma_g^2 \quad (3.13)$$

$$T_{pc} = 168 + 325.67 \gamma_g - 12.5 \gamma_g^2 \quad (3.14)$$

### 3.2.2.4. CORRELACIÓN DE R. W. HANKINSON, L. K. THOMAS Y K. A. PHILLIPS, 1969<sup>(7)</sup>

Hankinson y colaboradores en base a estudios efectuados a una serie de pozos ajustaron un modelo para determinar el comportamiento de la presión y temperatura pseudocríticas en función de la gravedad específica obteniendo lo siguiente:

$$p_{pc} = 170.491 + 370.344 \gamma_g \quad (3.15)$$

$$T_{pc} = 709.604 + 58.718 \gamma_g \quad (3.16)$$

### 3.2.2.5. CORRELACIÓN DE M. B. STANDING, 1977<sup>(8)</sup>

Standing ajustó los siguientes modelos para determinar el comportamiento de la presión y la temperatura pseudocríticas.

$$p_{pc} = 677 + 15 \gamma_g - 37.5 \gamma_g^2 \quad (3.17)$$

$$T_{pc} = 168 + 325 \gamma_g - 12.5 \gamma_g^2 \quad (3.18)$$

### 3.2.2.6. CORRELACIÓN DE R. P. SUTTON, 1985<sup>(9)</sup>

Sutton desarrolló las siguientes ecuaciones para gas natural:

$$p_{pc} = 756.8 + 131 \gamma_g - 3.6 \gamma_g^2 \quad (3.19)$$

$$T_{pc} = 169.2 + 349.5 \gamma_g - 74 \gamma_g^2 \quad (3.20)$$

### 3.2.3. FACTOR DE COMPRESIBILIDAD DEL GAS, Z

Las ecuaciones aplicadas a gases ideales, sólo se cumplen para presiones y temperaturas relativamente bajas. Con el propósito de utilizar la ecuación general de los gases a altas presiones y temperaturas, es necesario modificar las Ecs. (3.1) y (3.2). El método más común de corregir esta ecuación, consiste en introducir un factor de corrección denominado *factor de compresibilidad*, *factor de desviación* o *factor Z* del gas:

$$pV = nZRT \quad (3.21)$$

o bien:

$$pV = \frac{m}{M} ZRT \quad (3.22)$$

Este factor adimensional es afectado por presión, temperatura y composición del gas y varía por lo general entre 0.70 y 1.20, 1.00 representa el comportamiento ideal.

### 3.2.4. EFECTO DE COMPONENTES NO – HIDROCARBUROS SOBRE EL FACTOR, Z

Frecuentemente el gas natural contiene componentes no hidrocarburos como el nitrógeno, el dióxido de carbono, y el ácido sulfhídrico. También los gases hidrocarburos son clasificados en dulces o amargos dependiendo del contenido de ácido sulfhídrico. Tanto los gases dulces como los amargos pueden contener nitrógeno, dióxido de carbono o bien ambos; comúnmente se presentan pequeños porcentajes, un gas es determinado como amargo si contiene un gramo de H<sub>2</sub>S por 100 pie<sup>3</sup>.

Concentraciones de más del 5 % de los componentes no hidrocarburos afectan seriamente hasta en un 10 % de error el resultado del cálculo del factor de compresibilidad.

### 3.2.5. CORRECCIONES POR COMPONENTES NO – HIDROCARBUROS

#### 3.2.5.1. MÉTODO DE CORRECCIÓN DE CARR – KOBAYASHI – BURROWS, 1954<sup>(10)</sup>

Cuando el gas natural contiene fracciones significantes de ácido sulfhídrico (H<sub>2</sub>S), dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>) y/o nitrógeno (N<sub>2</sub>), Carr, Kobayashi, y Burrows recomiendan utilizar su método de corrección que consiste en un procedimiento simplificado para ajustar las propiedades pseudocríticas del gas natural.

El ajuste de las propiedades pseudocríticas se muestra en las siguientes expresiones:

$$T_{pcc} = T_{pc} - 80 y_{CO_2} + 130 y_{H_2S} - 250 y_{N_2} \quad (3.23)$$

$$p_{pcc} = p_{pc} + 440 y_{CO_2} + 600 y_{H_2S} - 170 y_{N_2} \quad (3.24)$$

### 3.2.5.2. MÉTODO DE CORRECCIÓN DE WICHERT – AZIZ, 1972<sup>(11)</sup>

El gas natural que contiene dióxido de carbono y/o ácido sulfhídrico presenta un comportamiento diferente de factor de compresibilidad que los gases dulces, por lo que Wichert y Aziz en 1972 desarrollaron un procedimiento para determinar estas diferencias, utilizando un factor de ajuste para la temperatura pseudocrítica, el cual es función de la concentración de dióxido de carbono y el ácido sulfhídrico del gas amargo. Este factor se usa para ajustar la temperatura y la presión pseudocrítica de acuerdo a las siguientes expresiones:

$$T_{pcc} = T_{pc} - \varepsilon \quad (3.25)$$

$$p_{pcc} = \frac{p_{pc} T_{pcc}}{T_{pc} + B(1 - B)\varepsilon} \quad (3.26)$$

$$\varepsilon = 120 (A^{0.9} - A^{1.6}) + 15 (B^{0.5} - B^{4.0}) \quad (3.27)$$

donde  $B$  es la fracción mol del  $H_2S$  y el coeficiente  $A$  es la suma de la fracción mol del  $H_2S$  y  $CO_2$  en la mezcla de gas, o bien:

$$A = y_{H_2S} + y_{CO_2} \quad (3.28)$$

### 3.2.6. CORRELACIONES PARA EL CÁLCULO DIRECTO DEL FACTOR DE COMPRESIBILIDAD DEL GAS, Z

A continuación se muestran las correlaciones PVT para el cálculo del factor de compresibilidad Z más empleadas dentro de la industria petrolera y que posee Gas Net. El error promedio que se especifica dentro de cada correlación, fue determinado en comparación con los valores leídos en el diagrama de Standing – Katz.

#### 3.2.6.1. CORRELACIÓN DE A. M. SAREM, 1961<sup>(12)</sup>

Esta correlación para determinar Z se basa en polinomios de Legendre de grado 0 a 5. La ecuación básica es;

$$Z = \sum_{i=1}^5 \sum_{j=1}^5 A_{ij} P_i(x) P_j(y) \quad (3.29)$$

$$x = \frac{2 p_{pr} - 15}{14.8} \quad (3.30)$$

$$y = \frac{2 T_{pr} - 4}{1.9} \quad (3.31)$$

Los polinomios de Legendre de grado de 0 a 5,  $P_i$  y  $P_j$  tienen las siguientes formas:

$$P_1(a) = 0.7071068 \quad (3.32)$$

$$P_2(a) = 0.7905695 (3a^2 - 1) \quad (3.33)$$

$$P_3(a) = 0.9354145 (5a^3 - 3a) \quad (3.34)$$

$$P_4(a) = 0.265165 (35 a^4 - 30 a^2 + 3) \quad (3.35)$$

$$P_5(a) = 0.293151 (63 a^5 - 70 a^3 + 15 a) \quad (3.36)$$

donde  $a$  se reemplaza por "x" y "y" al efectuar la sumatoria de la Ec. (3.29). La Tabla 3.4 presenta los valores de los coeficientes  $A_{ij}$ , determinados por el mismo autor:

$i$	$j=0$	$j=1$	$j=2$	$j=3$	$j=4$	$j=5$
0	2.1433504	0.0831762	-0.0214670	-0.0008714	0.0042846	-0.0016595
1	0.3312352	-0.1340361	0.0668810	-0.0271743	0.0088512	-0.0021521
2	0.1057287	-0.0503937	0.0050925	0.0105513	-0.0073182	0.0026960
3	0.0521840	0.0443121	-0.0193294	0.0058973	0.0015367	-0.0028327
4	0.0197040	-0.0263834	0.0192620	-0.0115354	0.0042910	-0.0081303
5	0.0053096	0.0089178	-0.0108948	0.0095594	-0.0060114	0.0031175

Tabla 3.4. Valores de los coeficientes  $A_{ij}$  para la correlación de A. M. Sarem, 1961.

Aplicable a los intervalos  $0.1 \leq p_{pr} \leq 14.9$  y  $1.05 \leq T_{pr} \leq 2.9$ , el error del método fue menor al 0.4 %.

### 3.2.6.2. CORRELACIÓN DE J. PAPAY, 1968<sup>(13)</sup>

La ecuación para el cálculo de  $Z$  es la siguiente:

$$Z = 1 - \frac{3.52 p_{pr}}{10^{0.9813 T_{pr}}} + \frac{0.274 p_{pr}^2}{10^{0.8157 T_{pr}}} \quad (3.37)$$

Takacs, determinó que el error promedio de este método es de menos de 4.873 (%) para presiones pseudoreducidas en el rango de  $0.2 \leq p_{pr} \leq 15.0$  y temperaturas pseudoreducidas en el rango de  $1.2 \leq T_{pr} \leq 3.0$ .

### 3.2.6.3. CORRELACIÓN DE R. W. HANKINSON, L. K. THOMAS Y K. A. PHILLIPS, 1969<sup>(14)</sup>

Hankinson y colaboradores propusieron el cálculo del factor de compresibilidad del gas natural  $Z$  como una función de la presión y temperatura pseudoreducida usando una modificación de la ecuación de estado de Benedict – Webb – Rubin, la cual se presenta a continuación:

$$F(Z) = p_{pr} \left( \frac{1}{Z} - 1 \right) + \left[ A_4 T_{pr} - A_2 - \frac{A_6}{T_{pr}^2} \right] \left( \frac{p_{pr}^2}{Z^2 T_{pr}^2} \right) + \left[ A_3 T_{pr} - A_1 \right] \left( \frac{p_{pr}^3}{Z^3 T_{pr}^3} \right) + \left[ \frac{A_1 A_5 A_7 p_{pr}^6}{Z^6 T_{pr}^6} \right] \left[ 1 + \frac{A_8 p_{pr}^2}{Z^2 T_{pr}^2} \right] \text{EXP} \left[ - \frac{A_8 p_{pr}^2}{Z^2 T_{pr}^2} \right] = 0 \quad (3.38)$$

Coeficientes	$p_{pr}$ de 0.4 a 5.0	$p_{pr}$ de 5.0 a 15.0
$A_1$	0.001290236	0.0014507882
$A_2$	0.38193005	0.37922269
$A_3$	0.022199287	0.024181399
$A_4$	0.12215481	0.11812287
$A_5$	-0.015674794	0.037905663
$A_6$	0.027271364	0.19845016
$A_7$	0.023834219	0.048911693
$A_8$	0.43617780	0.0631425417

Tabla 3.5. Valores de los coeficientes  $A_i$  para las Ecs. (3.38) y (3.39).

Los autores recomiendan emplear el método de Newton – Raphson para obtener la solución de la correlación anterior, considerando la derivada de la función Z siguiente:

$$\begin{aligned}
 F'(Z) = & -\frac{p_{pr}}{Z^2} - \left(\frac{2}{Z^3}\right) \left[ A_4 T_{pr} - A_2 - \frac{A_6}{T_{pr}^2} \right] \left( \frac{p_{pr}^2}{T_{pr}^2} \right) - \left(\frac{3}{Z^4}\right) \left[ A_3 T_{pr} - A_1 \right] \left( \frac{p_{pr}^3}{T_{pr}^3} \right) + \\
 & + \left\{ \left(\frac{2}{Z^7}\right) \left[ \frac{A_1 A_5 A_7 p_{pr}^6}{T_{pr}^6} \right] \right\} \left\{ -\frac{3 \left( \frac{A_8 p_{pr}^2}{T_{pr}^2} \right)}{Z^2} + \frac{\left( \frac{A_8 p_{pr}^2}{T_{pr}^2} \right)^2}{Z^4} - 3 \right\} \times \\
 & \times \left\{ \text{Exp} \left[ -\frac{\left( \frac{A_8 p_{pr}^2}{T_{pr}^2} \right)}{Z^2} \right] \right\} = 0 \quad (3.39)
 \end{aligned}$$

Obteniendo un error promedio al aplicar este método, de menos del 2 % para presiones pseudoreducidas en el rango de  $0.4 \leq p_{pr} \leq 15.0$  y temperaturas pseudoreducidas en el rango de  $1.1 \leq T_{pr} \leq 3.0$ .

#### 3.2.6.4. CORRELACIÓN DE K. R. HALL Y L. YARBOROUGH, 1973<sup>(15)</sup>

Hall y Yarborough basados en la ecuación de estado de Starling – Carnahan desarrollaron las siguientes ecuaciones para el cálculo de Z:

$$Z = \frac{0.06125 p_{pr} t \text{Exp}[-1.2 (1 - t)^2]}{y} \quad (3.40)$$

donde  $t$  es el recíproco de la temperatura pseudocrítica,  $t = T_{pr} / T$ , y “ $y$ ” es la densidad reducida, la cuál se obtiene a partir de la solución de la siguiente ecuación:

$$- A p_{pr} + \frac{y + y^2 + y^3 - y^4}{(1 - y)^3} - B y^2 + C y^D = 0 \quad (3.41)$$

donde:

$$A = 0.06125 t \text{ Exp} \left[ - 1.2 (1 - t)^2 \right]$$

$$B = 14.76 t - 9.76 t^2 + 4.58 t^3$$

$$C = 90.7 t - 242.2 t^2 + 42.4 t^3$$

$$D = 2.18 t + 2.82 t$$

Takacs, determinó que el error promedio en el cálculo de  $Z$  utilizando este método es de menos de 0.518 (%) y que para obtener buenos resultados los autores recomiendan que la  $p_{pr}$  y  $T_{pr}$  estén entre los siguientes rangos:  $0.1 \leq p_{pr} \leq 24.0$  y  $1.2 \leq T_{pr} \leq 3.0$ .

Debido a que la Ec. (3.41) es no lineal, se requiere una técnica iterativa de ensayo y error para resolverla. Un método de ensayo y error frecuentemente utilizado, es el método de Newton - Raphson el cual utiliza el siguiente procedimiento iterativo (aplicado a este caso):

1. Suponer un valor inicial de  $y_1$  y calcular  $F ( y_1 )$ , donde  $F ( y )$  es el término de la derecha de la Ec. (3.41).

2. Si  $F(y_1) \cong 0$  o se encuentra dentro de una tolerancia especificada ( $\pm 10^{-4}$ ), se puede considerar que  $y_1$  es la solución. En caso contrario, calcular un nuevo valor de "y" utilizando la siguiente aproximación:

$$y_c = y_s - \frac{F(y_1)}{\frac{dF(y_1)}{dy}} \quad (3.42)$$

donde, la expresión para  $dF(y)/dy$  se obtiene derivado la Ec. (3.41) con respecto a y a  $T_{pr}$  constante, esto es;

$$\frac{dF}{dy} = \frac{1 + 4y + 4y^2 - 4y^3 + y^4}{(1-y)^4} - 2By + CDy^{(D-1)} \quad (3.43)$$

3. Hacer  $y_1 = y_2$  y repetir el paso 2. Continuar el procedimiento hasta obtener la solución.

4. Substituir el valor correcto de y en la Ec. (3.40) para obtener Z.

### 3.2.6.5. CORRELACIÓN DE J. P. BRILL Y H. D. BEGGS, 1974<sup>(16)</sup>

La ecuación para el cálculo de Z es la siguiente:

$$Z = A + \frac{1 - A}{\text{Exp}[B]} + C p_{pr}^D \quad (3.44)$$

donde:

$$A = 1.39 (T_{pr} - 0.92)^{0.5} - 0.36 T_{pr} - 0.10$$

$$B = (0.62 - 0.23 T_{pr}) \rho_{pr} + \left[ \frac{0.066}{T_{pr} - 0.86} - 0.037 \right] \rho_{pr}^2 + \frac{0.32}{10^{9(T_{pr} - 1)}} \rho_{pr}^6$$

$$C = 0.132 - 0.32 \log T_{pr}$$

$$D = \text{antilog} \left( 0.3106 - 0.49 T_{pr} + 0.1824 T_{pr}^2 \right)$$

El error promedio en el cálculo de  $Z$  por este método es de menos de 0.19 %. Este método sólo es aplicable para presiones y temperaturas pseudocríticas comprendidas dentro del rango entre  $0.0 \leq p_{pr} \leq 13.0$  y  $1.2 \leq T_{pr} \leq 2.4$ , respectivamente.

### 3.2.6.6. CORRELACIÓN DE P. M. DRANCHUK, R. A. PURVIS Y D. B. ROBINSON, 1974<sup>(17)</sup>

Este método es el resultado de un ajuste realizado a la ecuación de estado de Benedict, Webb y Rubin (BWR), la cual escribieron en la siguiente forma:

$$Z = 1 + \left[ A_1 + \frac{A_2}{T_{pr}} - \frac{A_3}{T_{pr}^3} \right] \rho_r + \left[ A_4 + \frac{A_5}{T_{pr}} \right] \rho_r^2 + \left[ \frac{A_5 A_6}{T_{pr}} \right] \rho_r^5 + \left[ A_7 \left( 1 + A_8 \rho_r^2 \right) \frac{\rho_r^2}{T_{pr}^3} \text{Exp} \left( -A_8 \rho_r^2 \right) \right] \quad (3.45)$$

La densidad reducida,  $\rho_r$ , se calcula mediante la siguiente expresión:

$$\rho_r = \frac{\rho}{\rho_c} = \frac{Z_c p_{pr}}{Z T_{pr}} = 0.27 \frac{p_{pr}}{Z T_{pr}} \quad (3.46)$$

En esta ecuación se tomó el factor de compresibilidad del gas en el punto crítico,  $Z_c = 0.27$ , considerado como un valor apropiado para mezclas compuestas principalmente por metano. Además, utilizando datos de 1500 puntos, se determinaron los siguientes valores para las constantes  $A_1$  a  $A_8$ , ver Tabla 3.6:

Coeficientes $A_i$			
$A_1 = 0.31506237$	$A_3 = -0.57832729$	$A_5 = -0.61232032$	$A_7 = 0.68157001$
$A_2 = -1.0467099$	$A_4 = 0.53530771$	$A_6 = -0.10488813$	$A_8 = 0.63446549$

Tabla 3.6. Valores de los coeficientes  $A_i$  para la Ec. (3.45).

Los autores el método reprodujeron los 1500 puntos de datos con un error absoluto de 0.54 % con una desviación estándar de 0.00445. Los rangos de aplicación del método son los siguientes:  $0.2 \leq p_{pr} \leq 30.0$  y  $1.05 \leq T_{pr} \leq 3.0$ . Para resolver la formulación implícita de la densidad relativa, se debe utilizar un procedimiento iterativo de ensayo y error. Si se utiliza el método iterativo de Newton – Raphson, se tiene:

$$F = Z - \left\{ 1 + \left( A_1 + \frac{A_2}{T_{pr}} + \frac{A_3}{T_{pr}^3} \right) \rho_r + \left( A_4 + \frac{A_5}{T_{pr}} \right) \rho_r^2 + \left( \frac{A_5 A_6}{T_{pr}} \right) \rho_r^2 + \left( A_7 (1 + A_8 \rho_r^2) \frac{\rho_r^2}{T_{pr}^3} \text{Exp}(-A_8 \rho_r^2) \right) \right\} = 0 \quad (3.47)$$

y

$$\left( \frac{\partial F}{\partial Z} \right)_{T_{pr}} = 1 + \left( A_1 + \frac{A_2}{T_{pr}} + \frac{A_3}{T_{pr}^3} \right) \frac{\rho_r}{Z} + 2 \left( A_4 + \frac{A_5}{T_{pr}} \right) \frac{\rho_r^2}{Z} + 5 \left( \frac{A_5 A_6}{T_{pr}} \right) \frac{\rho_r^5}{Z} + \left( \frac{2 A_7 \rho_r^2}{Z T_{pr}^3} \right) \left( 1 + A_8 \rho_r^2 - (A_8 \rho_r^2)^2 \right) \left( \text{Exp}(-A_8 \rho_r^2) \right) = 0 \quad (3.48)$$

3.2.6.7. CORRELACIÓN DE P. M. DRANCHUK Y J. H. ABU-KASSEM, 1975<sup>(18)</sup>

Este método es muy similar al anterior, sin embargo, Dranchuk y Abu – Kassem utilizaron la ecuación de estado de Starling, quedando de la siguiente forma:

$$Z = 1 + \left[ A_1 + \frac{A_2}{T_{pr}} + \frac{A_3}{T_{pr}^3} + \frac{A_4}{T_{pr}^4} + \frac{A_5}{T_{pr}^5} \right] \rho_r + \left[ A_6 + \frac{A_7}{T_{pr}} + \frac{A_8}{T_{pr}^2} \right] \rho_r^2 -$$

$$+ A_9 \left( \frac{A_7}{T_{pr}} + \frac{A_8}{T_{pr}^2} \right) \rho_r^5 + A_{10} \left( 1 + A_{11} \rho_r^2 \right) \frac{\rho_r^2}{T_{pr}^3} \text{Exp} \left( -A_{11} \rho_r^2 \right) \quad (3.49)$$

De nuevo se utilizó la Ec. (3.46) para la densidad reducida y mediante un procedimiento similar al método anterior y utilizando los mismos 1500 puntos, determinaron los siguientes valores para las constantes  $A_1$  a  $A_{11}$ , ver Tabla 3.7.

Coeficientes $A_i$				
$A_1 = 0.3265$	$A_3 = - 0.5339$	$A_5 = - 0.0516$	$A_7 = - 0.7361$	$A_9 = 0.1056$
$A_2 = - 1.07$	$A_4 = 0.01569$	$A_6 = 0.5475$	$A_8 = 0.1844$	$A_{10} = 0.6134$
$A_{11} = 0.721$				

Tabla 3.7. Valores de los coeficientes  $A_i$  para la Ec. (3.49).

De acuerdo a lo observado por los autores el método presenta un error absoluto de 0.307 % y con una desviación estándar de 0.00378. Los rangos de aplicación del método son:  $0.2 \leq p_{pr} \leq 30.0$  y  $1.0 \leq T_{pr} \leq 3.0$ , y para  $p_{pr} \leq 1.0$  con  $0.7 \leq T_{pr} \leq 1.0$ , pero produce resultados inaceptables en la región de  $T_{pr} = 1.0$  y  $p_{pr} \geq 1.0$ .

Para resolver la Ec. (3.49) se debe utilizar un procedimiento iterativo de ensayo y error. Si se utiliza el método iterativo de Newton – Raphson, se tiene:

$$F = Z - \left[ 1 + \left( A_1 + \frac{A_2}{T_{pr}} + \frac{A_3}{T_{pr}^3} + \frac{A_4}{T_{pr}^4} + \frac{A_5}{T_{pr}^5} \right) \rho_r + \left( A_6 + \frac{A_7}{T_{pr}} + \frac{A_8}{T_{pr}^2} \right) \rho_r^2 - \right. \\ \left. + A_9 \left( \frac{A_7}{T_{pr}} + \frac{A_8}{T_{pr}^2} \right) \rho_r^5 + A_{10} \left( 1 + A_{11} \rho_r^2 \right) \frac{\rho_r^2}{T_{pr}^3} \text{Exp} \left( -A_{11} \rho_r^2 \right) \right] = 0 \quad (3.50)$$

y

$$\left( \frac{\partial F}{\partial Z} \right)_{T_{pr}} = 1 + \left( A_1 + \frac{A_2}{T_{pr}} + \frac{A_3}{T_{pr}^3} + \frac{A_4}{T_{pr}^4} + \frac{A_5}{T_{pr}^5} \right) \frac{\rho_r}{Z} + 2 \left( A_6 + \frac{A_7}{T_{pr}} + \frac{A_8}{T_{pr}^2} \right) \frac{\rho_r^2}{Z} - \\ - 5 A_9 \left( \frac{A_7}{T_{pr}} + \frac{A_8}{T_{pr}^2} \right) \frac{\rho_r^5}{Z} + 2 A_{10} \left( 1 + A_{11} \rho_r^2 - (A_{11} \rho_r^2)^2 \right) \frac{\rho_r^2}{Z T_{pr}^3} \text{Exp} \left( -A_{11} \rho_r^2 \right) \quad (3.51)$$

### 3.2.6.8. CORRELACIÓN DE V. N. GOPAL, 1977<sup>(19)</sup>

Gopal desarrolló las siguientes ecuaciones para el cálculo del factor Z:

Rango de $\rho_{pr}$	Rango de $T_{pr}$	Ecuaciones para Z	Ec.
0.2 y 1.2	1.05 y 1.20	$\rho_{pr} (1.6643 T_{pr} - 2.2114) - 0.3647 T_{pr} + 1.4385$	(3.52)
	1.20 y 1.40	$\rho_{pr} (0.0522 T_{pr} - 0.8511) - 0.0364 T_{pr} + 1.0490$	(3.53)
	1.40 y 2.00	$\rho_{pr} (0.1391 T_{pr} - 0.2988) + 0.0007 T_{pr} + 0.9969$	(3.54)
	2.00 y 3.00	$\rho_{pr} (0.0295 T_{pr} - 0.0825) + 0.0009 T_{pr} + 0.9967$	(3.55)
1.2 y 2.8	1.05 y 1.20	$\rho_{pr} (-1.3570 T_{pr} + 1.4942) + 4.6315 T_{pr} - 4.7009$	(3.56)
	1.20 y 1.40	$\rho_{pr} (0.1717 T_{pr} - 0.3232) + 0.5869 T_{pr} + 0.1229$	(3.57)
	1.40 y 2.00	$\rho_{pr} (0.0984 T_{pr} - 0.2053) + 0.0621 T_{pr} + 0.8580$	(3.58)
	2.00 y 3.00	$\rho_{pr} (0.0211 T_{pr} - 0.0527) + 0.0127 T_{pr} + 0.9549$	(3.59)

Rango de $p_{pr}$	Rango de $T_{pr}$	Ecuaciones para Z	Ec.
	1.05 y 1.20	$p_{pr}(-0.3278T_{pr} + 0.4752) + 1.8223T_{pr} - 1.9036$	(3.60)
2.8 y 5.4	1.20 y 1.40	$p_{pr}(-0.2521T_{pr} - 0.3871) + 1.6087T_{pr} - 1.6635$	(3.61)
	1.40 y 2.00	$p_{pr}(-0.0284T_{pr} + 0.0625) + 0.4714T_{pr} + 0.0011$	(3.62)
	2.00 y 3.00	$p_{pr}(0.0041T_{pr} + 0.0039) + 0.0607T_{pr} + 0.7927$	(3.63)
2.8 y 5.4	1.05 y 3.00	$\frac{[p_{pr}(0.711 + 3.66T_{pr})^{-1.4667} - 1.637]}{(0.319T_{pr} + 0.522) + 2.071}$	(3.64)

### 3.3. ECUACIONES DE ESTADO PARA EL CÁLCULO DEL FACTOR DE COMPRESIBILIDAD DEL GAS, Z

Las ecuaciones de estado (EDE) para sustancias puras nos permiten determinar el factor de compresibilidad y dependen directamente de la presión,  $p$ , volumen,  $V$ , temperatura,  $T$  y composición de la mezcla  $y_i$ .

$$Z = f(p, V, T, y_i)$$

Todos los cálculos volumétricos y de equilibrio de fases de mezclas de aceite y gas, actualmente están basados en una EDE. La ecuación de estado más simple y más conocida (como se mencionó al principio del capítulo), es la ecuación de los gases ideales Ec. (3.1):

$$p = \frac{nRT}{V} \quad (3.65)$$

La relación PVT anterior presenta grandes limitaciones, debido a la cantidad de suposiciones que se efectuaron para obtenerla.

A lo largo del tiempo se han desarrollado numerosas EDE con el fin de obtener un adecuado comportamiento de los fluidos reales en sus respectivos rangos de

presión y temperatura, pero para el propósito de esta tesis únicamente se mencionarán las más empleadas dentro de la industria petrolera y por lo mismo las que se manejan en el programa de cómputo Gas Net.

Antes de comenzar a describir las tres EDE manejadas en este trabajo, mencionaremos como preámbulo la ecuación de Van Der Waals que fue la primera que apareció y en la que se apoyaron las siguientes.

La EDE de Van Der Waals publicada en el año de 1873, destaca que las moléculas del gas ocupan una fracción significativa del volumen a altas presiones, proponiendo que ese volumen de las moléculas se denote como un parámetro  $b$ , y que éste se le sustraiga al volumen molar  $V$ , de la Ec. (3.65).

$$p = \frac{RT}{V - b} \quad (3.66)$$

El parámetro  $b$  también es conocido como co - volumen y se considera el efecto del volumen las moléculas, y  $V$  representa el volumen real en  $\text{pie}^3$  por mol de gas.

Posteriormente, Van Der Waals introdujo un término de corrección a la Ec. (3.66) denotado como  $a/V^2$ , el cual representa las fuerzas de atracción entre las moléculas, presentando la siguiente expresión:

$$p = \frac{RT}{V - b} - \frac{a}{V^2} \quad (3.67)$$

Finalmente, manipulando algebraicamente la Ec. (3.67) puede expresarse en términos del factor de compresibilidad de la siguiente forma:

$$Z^3 - (1 + B)Z^2 + AZ - AB = 0 \quad (3.68)$$

donde:

$$A = \frac{a p}{R^2 T^2} \quad (3.69)$$

$$B = \frac{b p}{RT} \quad (3.70)$$

$$a = \Omega_a \frac{R^2 T_c^2}{p_c} ; \Omega_a = 0.421875 \quad (3.71)$$

$$b = \Omega_b \frac{RT_c}{p_c} ; \Omega_b = 0.125 \quad (3.72)$$

A pesar de la simplicidad de la ecuación de Van Der Waals, ésta proporciona una adecuada descripción, al menos cualitativa, del comportamiento PVT de la mezcla en estudio. Con el rápido desarrollo de las EDE, éstas se han vuelto una herramienta muy poderosa en el cálculo de propiedades físicas y del equilibrio entre fases. Las 3 EDE que utiliza Gas Net para el cálculo del factor de compresibilidad  $Z$  son modificaciones de la ecuación básica de Van Der Waals, y es por eso que se describe ésta como preámbulo.

Las EDE disponibles en Gas Net son las siguientes:

- ◆ Ecuación de Redlich – Kwong, 1948.
- ◆ Ecuación de Soave – Redlich – Kwong, 1981.
- ◆ Ecuación de Peng – Robinson, 1982.

y éstas fueron elegidas, debido a que son las más reconocidas en la industria petrolera por la precisión de sus resultados.

### 3.3.1. ECUACIÓN DE REDLICH – KWONG, 1948<sup>(20)</sup>

Otto Redlich y J. N. S. Kwong (1948) alteraron el término de corrección  $a / V^2$  de la EDE de Van Der Waals por un término más generalizado dependiente de la temperatura, quedando;

$$p = \frac{RT}{V - b} - \frac{a}{V(V + b)T^{0.5}} \quad (3.73)$$

La Ec. (3.73), en términos del factor de compresibilidad puede escribirse:

$$Z^3 - Z^2 + (A - B - B^2)Z - AB = 0 \quad (3.74)$$

Quedando las constantes definidas de la siguiente manera:

$$A = \frac{ap}{R^2 T^{2.5}} \quad (3.75)$$

$$B = \frac{bp}{RT} \quad (3.76)$$

$$a = \Omega_a \frac{R^2 T_c^{2.5}}{p_c} ; \Omega_a = 0.42747 \quad (3.77)$$

$$b = \Omega_b \frac{RT_c}{p_c} ; \Omega_b = 0.08664 \quad (3.78)$$

Redlich – Kwong extendieron la aplicación de su ecuación para hidrocarburos líquidos y mezclas de gases, empleando las siguientes reglas de mezclado:

$$a_m = \left[ \sum_{i=1}^n x_i a_i^{0.5} \right]^2 \quad (3.79)$$

$$b_m = \sum_{i=1}^n [x_i b_i] \quad (3.80)$$

donde,  $n$  es el número de componentes en la mezcla,  $a_i$  es el parámetro de Redlich-Kwong para el componente  $i$  – *esimo*, dado por la Ec. (3.77),  $b_i$  es el parámetro de Redlich-Kwong para el componente  $i$  – *esimo* dado por la Ec. (3.78),  $a_m$  es el parámetro  $a$  para la mezcla,  $b_m$  es el parámetro  $b$  para la mezcla y  $x_i$  es la fracción mol del componente  $i$  en la fase líquida.

Para calcular  $a_m$  y  $b_m$  dada una mezcla de gases, se reemplaza el término  $x_i$  de las Ecs. (3.79) y (3.80) por el término  $y_i$  (fracción mol en la fase de gas). El factor de compresibilidad para la fase de gas o líquido se obtiene de la Ec. (3.74), con ayuda de los coeficientes  $A$  y  $B$ , que se obtienen de las Ecs. (3.75) y (3.76).

### 3.3.2. ECUACIÓN DE SOAVE – REDLICH – KWONG, 1971<sup>(21)</sup>

La ecuación de Redlich – Kwong fue modificada por David Zudkevith y Joseph Joffe y en 1971 por Giorgio Soave

En este trabajo sólo mostraré la modificación publicada en 1972 que realizó Giorgio Soave, debido a que fue la modificación con mayor éxito por la exactitud de sus resultados en comparación con los resultados obtenidos experimentalmente.

Soave reemplaza el término  $(a/T^{0.5})$ , de la Ec. (3.73) por un término más general dependiente de la temperatura denotado por  $a_T$ , obteniendo así la siguiente expresión:

$$p = \frac{RT}{V - b} - \frac{a_T(T_{pr}, \omega)}{V(V + b)} \quad (3.84)$$

En consecuencia la Ec. (3.84) puede escribirse en su forma cúbica como:

$$Z^3 - Z^2 + (A - B - B^2)Z - AB = 0 \quad (3.85)$$

de donde:

$$V = \frac{ZRT}{p} \quad (3.86)$$

Soave – Redlich – Kwong predice un Z crítico universal de 0.333.

$$A = \frac{a_T p}{R^2 T^2} \quad (3.87)$$

$$B = \frac{bp}{RT} \quad (3.88)$$

$$a_i(T) = a_{ci} \alpha_i(T) \quad (3.89)$$

$$a_i(T_{ci}) = a_{ci} = \Omega_a \frac{R^2 T_{ci}^2}{p_{ci}} ; \Omega_a = 0.42747 \quad (3.90)$$

$$\alpha_i(T) = \left[ 1 + m_i \left( 1 - T_{pri}^{0.5} \right) \right]^2 \quad (3.91)$$

$$m_i = 0.480 + 1.574 \omega_i - 0.176 \omega_i^2 \quad (3.92)$$

Para cada componente de la mezcla, el valor de b se puede calcular así:

$$b_i = \Omega_b \frac{RT_{ci}}{p_{ci}} ; \Omega_b = 0.08664 \quad (3.93)$$

Para calcular  $a$  y  $b$  en mezclas se utilizan las siguientes ecuaciones:

$$a_T = \sum_i \sum_j x_i x_j (1 - \delta_{ij}) (a_{Ti} a_{Tj})^{0.5} \quad (3.94)$$

$$b = \sum_i x_i b_i \quad (3.95)$$

El parámetro  $\delta_{ij}$  es un factor de corrección determinado empíricamente llamado coeficiente de interacción binaria<sup>(22)</sup>, el cual caracteriza la forma binaria del componente  $i$  y  $j$  en la mezcla de hidrocarburos.  $\delta_{ij}$  para el catálogo de los componentes encontrados típicamente en el gas natural, para las (EDE) de Soave – Redlich – Kwong y de Peng – Robinson (descrita en el siguiente punto), se muestran en la Tabla 3.8.

$\delta_{ij}$	Metano	Etano	Propano	n - Butano	n-Pentano	Hexano	Heptano
Metano	0.0000	-0.0270	0.0170	0.0270	0.0290	0.02980	0.0350
Etano	-0.0270	0.0000	0.0500	0.0100	0.0090	-0.0400	0.0700
Propano	0.0170	0.0500	0.0000	0.0300	0.0280	-0.0010	0.0070
n - Butano	0.0270	0.0100	0.0300	0.0000	0.0170	-0.0070	0.0040
n-Pentano	0.0290	0.0090	0.0280	0.0170	0.0000	0.0000	0.0100
Hexano	0.0298	-0.0400	-0.0010	-0.0070	0.0000	0.0000	-0.0400
Heptano	0.0350	0.0700	0.0070	0.0040	0.0100	-0.0400	0.0000

Tabla 3.8. Valores de los coeficientes de iteración binaria  $\delta_{ij}$  para las EDE de Soave-Redlich – Kwong y de Peng – Robinson

El coeficiente de iteración binaria  $\delta_{ij}$  es utilizado para modelar la interacción intermolecular, haciendo un ajuste empírico directo al término  $a_{Ti} a_{Tj}$ . Estos dependen de la diferencia entre las dimensiones de las moléculas en un sistema binario y son caracterizados por las siguientes propiedades:

- ♦ La interacción entre componentes hidrocarburos se incrementa tanto como la relativa diferencia entre sus pesos moleculares se incrementa.

$$\delta_{ij+i} > \delta_{ij}$$

- ♦ Los componentes hidrocarburos de igual peso molecular, tienen un coeficiente de interacción binario de cero.

$$\delta_{ij} = 0$$

- ♦ Los coeficientes de interacción binaria son una matriz simétrica.

$$\delta_{ij} = \delta_{ji}$$

Introduciendo el coeficiente de interacción binaria en mezclas que presentan componentes no hidrocarburos, las predicciones del comportamiento de fase y volumétrico mejoran notablemente, al aplicar las ecuaciones de estado con este fin.

Para calcular  $a_T$  y  $b$  dada una mezcla de gases, se reemplaza el término  $x_i$  de las Ecs. (3.94) y (3.95) por el término  $y_i$  (fracción mol en la fase de gas). El factor de compresibilidad para la fase de gas o de líquido se obtiene de la Ec. (3.85), con ayuda de los  $A$  y  $B$ , que se obtienen de las Ecs. (3.87) y (3.88).

Por otra parte, conforme al concepto de fugacidad y el coeficiente de fugacidad de un componente, se dice que la fugacidad es una medida de la energía molar de Gibbs de un gas real; con esta definición se hace evidente que la fugacidad tiene unidades de presión, de hecho la fugacidad puede entenderse como una presión de vapor modificada para representar correctamente la tendencia de escape de las moléculas de una fase a otra. En forma matemática, la fugacidad de un componente se define mediante la siguiente expresión:

$$f = p \text{EXP} \left[ \int_0^p \left( \frac{Z - 1}{p} \right) dp \right] \quad (3.96)$$

El coeficiente  $f/p$ , se conoce con el nombre de coeficiente de fugacidad  $\phi$ , por lo tanto:

$$\phi = \text{EXP} \left[ \int_0^p \left( \frac{Z - 1}{p} \right) dp \right] \quad (3.97)$$

Soave aplica esta relación termodinámica a la Ec. (3.84) para determinar el coeficiente de fugacidad de un componente puro, obteniendo la siguiente expresión:

$$\ln \phi = (Z - 1) - \ln(Z - B) - \frac{A}{B} \ln \left( \frac{Z + B}{Z} \right) \quad (3.98)$$

La Ec. (3.98) permite conocer el coeficiente de fugacidad para un componente puro, si se desea conocer el coeficiente de fugacidad de un componente  $i$  en la mezcla, se utiliza la siguiente expresión:

$$\ln \frac{f_i}{p x_i} = \frac{b_i}{b} (Z - 1) - \ln(Z - B) - \frac{A}{B} \left( 2 \frac{\sum_i x_i a_{ii}}{a_T} - \frac{b_i}{b} \right) \ln \left( 1 + \frac{B}{Z} \right) \quad (3.99)$$

donde:

$$\phi_i = \ln \frac{f_i}{p x_i} \quad (3.100)$$

La Ec. (3.99) para calcular el coeficiente de fugacidad de algún componente de la fase de gas, solamente se utiliza la composición de dicha fase.

Las relaciones anteriores, son útiles en la ingeniería petrolera para el comportamiento de fases de una mezcla de hidrocarburos líquidos que a una cierta presión y temperatura se pueden encontrar en equilibrio con su gas.

En el equilibrio termodinámico se introduce el componente de fugacidad de cada fase. Físicamente, la fugacidad de un componente en una fase con respecto a la fugacidad de un componente en una fase es una medida del potencial para la transferencia del componente entre fases. La fase con el componente de fugacidad baja acepta el componente de la segunda fase. En la región de dos fases, componentes de fugacidades iguales dan como resultado un cero de transferencia, esto implica un equilibrio termodinámico.

Por lo tanto, la condición de equilibrio termodinámico puede ser expresada matemáticamente como:

$$f_i^g = f_i^L, \quad 1 \leq i \leq n \quad (3.101)$$

donde  $g$  y  $L$  indican la fugacidad del componente en la fase gas y líquido, respectivamente y  $n$  es el número de componentes en el sistema.

El coeficiente de fugacidad del componente  $i$  en la mezcla de líquidos hidrocarburos o en la mezcla de gases hidrocarburos, es función de la presión del sistema, fracción mol, y la fugacidad del componente, y se define por la siguiente expresión:

$$\phi_i^g = \frac{f_i^g}{y_i p} \quad (3.102)$$

$$\phi_i^L = \frac{f_i^L}{x_i p} \quad (3.103)$$

Aplicando este concepto a las constantes de equilibrio, se obtiene:

$$k_i = \frac{\frac{f_i^L}{x_i p}}{\frac{f_i^g}{y_i p}} = \frac{\phi_i^L}{\phi_i^g} = \frac{y_i}{x_i} \quad (3.104)$$

donde el valor de  $k_i$  se determinará en el procedimiento para el cálculo de las (EDE) y si  $f_i^L = f_i^g$  se tiene el completo equilibrio.

### 3.3.3. ECUACIÓN DE PENG – ROBINSON, 1982<sup>(23)</sup>

Ding Yu Peng y Donald B. Robinson mostraron la necesidad de mejorar la habilidad de la ecuación de estado en la predicción de las densidades del líquido y otras propiedades de los fluidos particularmente en la vecindad del punto crítico; para ello proponen la siguiente expresión:

$$p = \frac{RT}{V - b} - \frac{a_T}{V(V + b) + b(V - b)} \quad (3.105)$$

Expresando la ecuación anterior en su forma cúbica, se tiene:

$$Z^3 - (1 - B)Z^2 + (A - 2B - 3B^2)Z - (AB - B^2 - B^3) = 0 \quad (3.106)$$

Esta ecuación predice un factor de compresibilidad crítico universal de 0.307, mientras que Soave – Redlich – Kwong predice un factor de compresibilidad crítico universal de 0.333.

Imponiendo las condiciones críticas a la Ec. (3.105) y resolviendo para los parámetros  $a$  y  $b$ , tenemos los siguientes valores:

$$a_i(T_{ci}) = a_{ci} = \Omega_a \frac{R^2 T_{ci}^2}{p_{ci}} ; \Omega_a = 0.45724 \quad (3.107)$$

$$b_i = \Omega_b \frac{RT_{ci}}{p_{ci}} ; \Omega_b = 0.07780 \quad (3.108)$$

$$\alpha_i(T_{pri}, \omega_i) = [1 + m_i(1 - T_{pri}^{0.5})]^2 \quad (3.109)$$

$$m_i = 0.37464 + 1.5422 \omega_i - 0.26992 \omega_i^2 \quad (3.110)$$

Los parámetros  $A$  y  $B$  se obtienen de las Ecs. (3.87) y (3.88). Peng-Robinson considera la misma regla de mezclado que utiliza Soave-Redlich-Kwong, ver Ecs. (3.94) y (3.95).

Aplicando la relación termodinámica de fugacidad dada en la Ec. (3.105), se obtiene:

$$\ln \frac{f_i}{p} = (Z - 1) - \ln(Z - B) - \frac{A}{2\sqrt{2}B} \left( 2 \frac{\sum_i x_i a_{ii}}{a_T} - \frac{b_i}{b} \right) \ln \left( \frac{Z + 2.414B}{Z - 0.414B} \right) \quad (3.111)$$

La Ec. (3.111) es una expresión que nos permite conocer el coeficiente de fugacidad para un componente puro, si deseamos conocer el coeficiente de fugacidad de un componente  $i$  en una mezcla, se utiliza la siguiente expresión:

$$\ln \frac{f_i}{p x_i} = \frac{b_i}{b} (Z - 1) - \ln(Z - B) - \frac{A}{2\sqrt{2}B} \left( 2 \frac{\sum_i x_i a_{ii}}{a_T} - \frac{b_i}{b} \right) \ln \left( \frac{Z + 2.414B}{Z - 0.414B} \right) \quad (3.112)$$

Y al igual que la Ec. (3.100)  $\phi_i = \ln \frac{f_i}{p x_i}$ .

### 3.3.4. PROCEDIMIENTO PARA EL CÁLCULO DE LAS ECUACIONES DE ESTADO

El siguiente procedimiento fue descrito por Tarek<sup>(24)</sup> para determina el factor de compresibilidad del gas  $Z$  de acuerdo a lo descrito en las EDE anteriores a través de las constantes de equilibrio. Dicho procedimiento se sintetiza en los siguientes pasos:

- i) Se efectúa un primer cálculo de las constantes de equilibrio para cada componente en la mezcla a la temperatura y presión dados, y deberá conocerse la composición del gas en estudio. Para este análisis se determinó utilizar la correlación de Wilson dada por la siguiente expresión:

$$k_i = \frac{P_{ci}}{p} \text{EXP} \left[ 5.37 (1 + \omega_i) \left( \frac{(1 - T_{ci})}{T} \right) \right] \quad (3.113)$$

donde  $k_i$  es la constante de equilibrio que se calcula para cada componente  $i$ .

- ii) Usando la composición del gas y los valores anteriores de  $k_i$ , se realizan los cálculos de balance de materia o también llamado flasheo.
- iii) Usando la composición calculada de la fase líquida  $x_i$  determinar el coeficiente de fugacidad  $\phi_i^L$  para cada componente en la fase líquida.
- iv) Repetir el paso iii pero usando la composición calculada para la fase gas  $y_i$  determinando  $\phi_i^g$ .
- v) Calcular el nuevo conjunto de valores de constantes de equilibrio aplicando la siguiente expresión:

$$k_i = \frac{\phi_i^L}{\phi_i^g} \quad (3.114)$$

vi) Verificar la solución aplicando la siguiente restricción:

$$\sum_{i=1}^n \left[ \frac{k_i}{k_i^A} - 1 \right]^2 \leq \epsilon \quad (3.115)$$

de donde,  $\epsilon$  es el error de tolerancia con un valor de 0.0001 y  $n$  es el número de componentes en el sistema.

vii) Si la condición anterior se satisface entonces la solución es la adecuada, si no ocurre así se repite el procedimiento desde el paso ii, tomando los valores calculados como valores iniciales.

$$k_i = k_{EDEi}, \quad \forall i$$

Conforme a los pasos anteriores, a continuación tenemos una breve descripción sobre la metodología para llevar a cabo el flasheo dada por Scott K. Laudeman<sup>(25)</sup>.

El cálculo del flasheo o balance de materia es parte integral de todos los cálculos de ingeniería de yacimientos y de proceso. Estos son requeridos cuando se requiera conocer la cantidad (en moles) de hidrocarburos líquidos y gaseosos coexistiendo en un yacimiento o en una celda a una cierta presión y temperatura. Dichos cálculos permiten determinar la composición de las fases existentes en la mezcla de hidrocarburos, esto es:

Moles de la fase de gas,  $n_V$ .

Moles de la fase de líquido,  $n_L$ .

Composición de la fase líquido,  $x_i$ .

Composición de la fase gaseosa,  $y_i$ .

Los puntos a seguir para efectuar el paso *ii)* y determinar  $n_V$ ,  $n_L$ ,  $x_i$ , y  $y_i$  de una mezcla de gas natural se concretan de la manera siguiente:

- a) Dadas la composición del gas de alimentación y las condiciones de presión y temperatura se determinan las constantes de equilibrio,  $k_i$ .
- b) Se le asigna un valor a  $n_V$  supuesto, que por experiencia se recomienda sea 0.5 (entonces  $(n_V)_s = 0.5$ ).
- c) Se obtiene el valor calculado de la fracción molecular de la fase gaseosa  $(n_V)_c$  con el método de Newton – Raphson, aplicando la siguiente expresión:

$$(n_V)_c = (n_V)_s - \frac{f(n_V)}{f'(n_V)} \quad (3.116)$$

de donde para  $f(n_V)$  y para  $f'(n_V)$ , respectivamente tenemos lo siguiente:

$$f(n_V) = \sum_{i=1}^n \frac{z_i (k_i - 1)}{n_V (k_i - 1) + 1} \quad (3.117)$$

$$f'(n_V) = - \sum_{i=1}^n \frac{z_i}{[n_V (k_i - 1) + 1]^2} (k_i - 1)^2 \quad (3.118)$$

De acuerdo con lo publicado y con lo observado en las corridas de esta subrutina se ha observado que cuando  $n_V$  es muy cercano a 0 ó a 1 se presentan problemas. En estos extremos el valor absoluto de la pendiente más grande, proporciona valores para  $n_V$  menores que 0 ó mayores que 1. Este problema puede resolverse asignando valores para  $n_V$  de 0 a 1 respectivamente.

El cálculo converge normalmente en 3 iteraciones, aunque si a los valores se les asignó 0 ó 1 pueden ser necesarias hasta 7 iteraciones. Si el número de iteraciones es mayor que 20 se supone que existe sólo una fase.

d) Si el valor  $abs | (n_V)_c - (n_V)_s | > 0.000001$ , entonces se hace  $(n_V)_s = (n_V)_c$  y se repite el procedimiento desde el paso c).

e) Se calculan los valores de las fracciones de las fases de las fases líquidas.

$$n_L = 1 - n_V \quad (3.119)$$

f) Por último se determinan  $x_i$  para la fase líquida y  $y_i$  para la fase vapor, de acuerdo con las siguientes expresiones:

$$x_i = \frac{z_i}{n_L + n_V k_i} \quad (3.120)$$

$$y_i = \frac{z_i k_i}{n_L + n_V k_i} \quad (3.121)$$

Las EDE se aplican cuando se tienen dos fases fluyendo (líquido y gas), en este caso, para el desarrollo del programa de cómputo se considera únicamente flujo monofásico (solo fluye gas), por lo que se tiene un filtro que solo permitirá en función del volumen del gas, el flujo del 1 % de líquido, el cual se considera estático o adherido a las paredes de la tubería.

# 4

## DESCRIPCIÓN DEL PROGRAMA DE CÓMPUTO GAS NET

### 4.1. INTRODUCCIÓN

Gas Net es una herramienta de cómputo desarrollada en el lenguaje de programación *Visual Basic 6.0<sup>MR</sup>*, que presenta una interfase de entrada y salida de datos en ambiente *Windows<sup>MR</sup>*, lo cual facilita su manejo, además de hacerlo más amigable. Gas Net está sustentado en la teoría de Michael A. Stoner, para el diseño de redes de gas en régimen permanente y posee un optimizador denominado "Gradientes Conjugados" que resuelve los enormes sistemas de ecuaciones que se formulan al diseñar las redes de gas, en un tiempo mínimo.

### 4.2. OBJETIVO

Simular y diseñar redes para transportar gas natural y mediante el ajuste de algunas variables que intervienen en el diseño construir diversos escenarios y elegir el óptimo, antes de aplicarlo.

### 4.3. EQUIPO Y SOFTWARE REQUERIDOS

Equipo Pentium o superior a 233 MHz.

Monitor VGA o de mayor resolución compatible con *Microsoft Windows<sup>MR</sup>*.

48 MB de RAM para Windows 95 ó posterior.

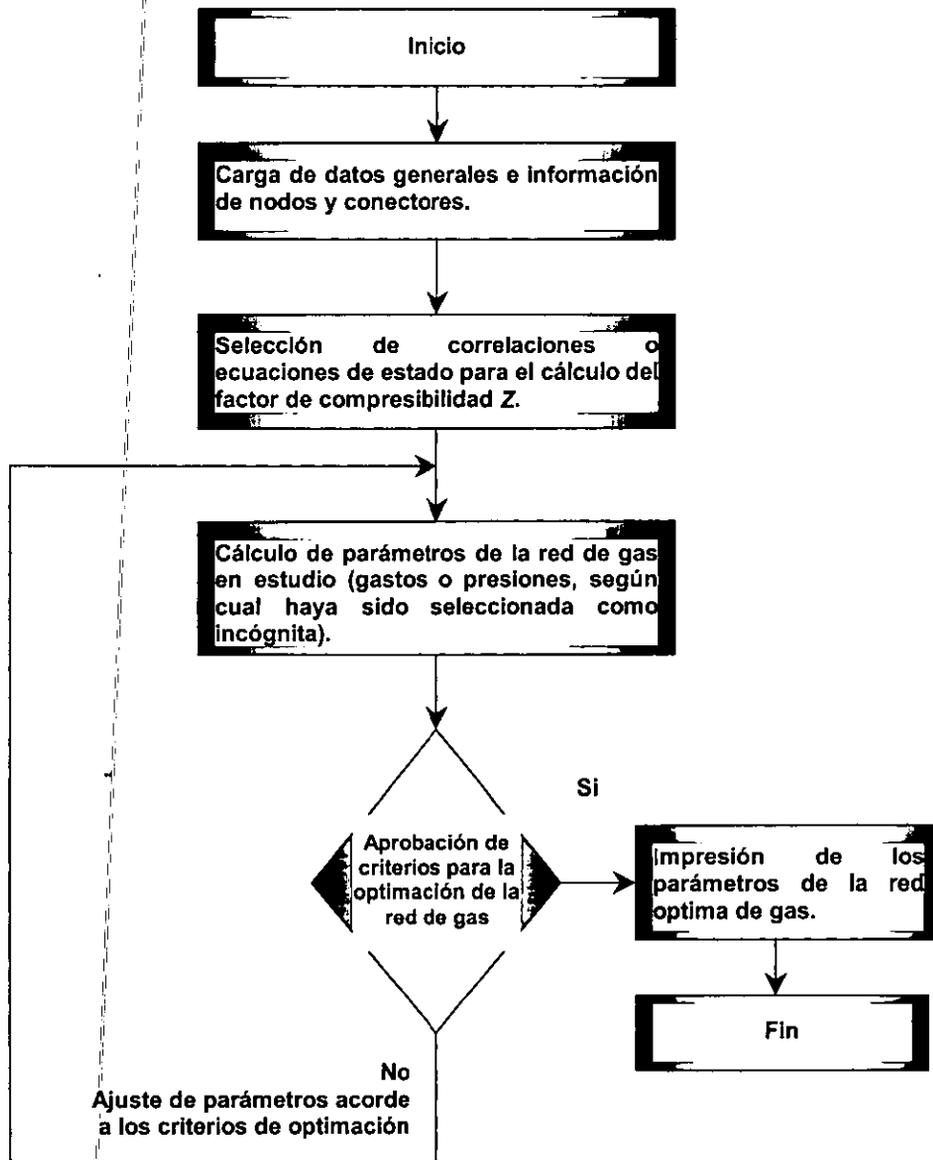
Unidad de disco flexible de 3 ½".

Un *mouse* (ratón) para el dibujo o trazo de las redes en el área de diseño.

Lenguaje de programación *Visual Basic 6.0<sup>MR</sup>*, debido a que el programa requiere de algunas utilerías que contiene este compilador y por lo menos el equipo deberá tener los siguientes requisitos en disco duro:

- ◆ Edición Estándar: Instalación típica 48 MB, instalación completa 80 MB.
- ◆ Edición Profesional: Instalación típica 48 MB, instalación completa 80 MB.
- ◆ Edición Empresarial: Instalación típica 128 MB, instalación completa 147 MB.

#### 4.4. DIAGRAMA GENERAL DEL PROGRAMA DE CÓMPUTO GAS NET



#### 4.5. CONOCIMIENTOS REQUERIDOS PARA SU USO

Para aprovechar al máximo los recursos que ofrece Gas Net, se recomienda tener un conocimiento previo en los tópicos siguientes:

Fisicoquímica y termodinámica de los hidrocarburos:

- ◆ Propiedades del gas natural.
- ◆ Correlaciones PVT.
- ◆ Equilibrio de fases gas – líquido.
- ◆ Ecuaciones de Estado.

Mecánica de Fluidos:

- ◆ Flujo en tuberías.
- ◆ Flujo de fluidos compresibles.

Conducción y Manejo de la Producción:

- ◆ Estaciones de compresión.
- ◆ Estaciones de Regulación y Medición.

#### 4.6. DATOS REQUERIDOS

A continuación se muestran los datos o información que requiere Gas Net para procesar las redes de gas.

- ◆ Composición o densidad del gas natural a transportar.
- ◆ Porcentaje de impurezas en el gas ( $N_2$ ,  $CO_2$  y  $H_2S$ ).
- ◆ Presión y temperatura medidas a condiciones estándar o base.

- ◆ Temperatura promedio del gas natural.
- ◆ Por lo menos un valor conocido de presión en cualquier nodo del sistema.
- ◆ Consumo o gasto de los puntos de entrega por abastecer de gas natural.
- ◆ Eficiencia de compresión (si la red en estudio incluye compresores).
- ◆ Evaluación *in – situ* donde se construirá el proyecto, para conocer si existen posibles obstáculos (naturales o artificiales) en el paso de vía de la red.

#### 4.7. DESCRIPCIÓN DEL PROCEDIMIENTO DE CÁLCULO

Para los términos aquí expuestos, un modelo es una representación matemática de un sistema de gas; éste a su vez es creado definiendo un grupo de nodos (puntos de alimentación o entrega de gas) y conectores (tuberías) interconectados entre sí.

Las tuberías transportan el gas entre los nodos, la suma del gasto de gas de las tuberías hacia el interior de un nodo específico debe ser igual a la suma de la carga de los nodos a través de las tuberías conectadas. Adicionalmente, la suma del flujo a través de un nodo, debe de ser igual a la suma de flujo de los demás nodos unidos mediante las tuberías; en el modelado para el régimen permanente ningún nodo ni conector pueden almacenar flujo.

Cargar y ejecutar una red implica alimentar, transportar y entregar gas a los nodos a partir de los conectores, los nodos no sólo representan las conexiones de tuberías, si no también pueden representar a los clientes terminales o bien el (los) punto (s) de suministro (s).

Por otra parte, las consideraciones de la teoría de Stoner para redes de gas, en la carga de datos, establece que para que el modelo funcione correctamente se deberá poner por lo menos un nodo con la presión como dato  y un nodo por lo menos con el gasto como incógnita .

Los campos de aplicación de Gas Net, van desde la escala industrial, y comercial hasta la doméstica; para lo que se tienen sistemas de unidades acorde a lo que más se maneja en cada campo de aplicación; por ejemplo, redes de recolección de gas en pozos, redes de transmisión de gas y redes de distribución urbana e industrial.

#### **4.8. DETERMINACIÓN DE GASTO O CARGA DEL MODELO**

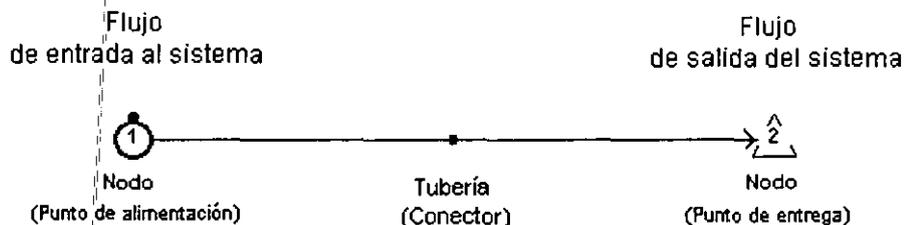
Como se mencionó en los puntos anteriores el gasto, la demanda o la carga en un sitio del sistema, es una función de las características de los requerimientos del usuario. Para modelar un sistema de gas, el proyectista o diseñador requiere determinar el consumo del cliente y quizá probablemente es uno de los puntos más críticos de los datos usados en la simulación de una red de gas y desafortunadamente, esto es generalmente lo que menos se conoce.

En la práctica se ha encontrado que se manejan generalmente dos métodos para determinar el valor de estas estimaciones; el primero consiste en intentar determinar el valor actual usado, que generalmente es el consumo que se presenta en la hora – pico y el segundo consiste en determinar la carga total del cliente en un determinado tiempo y aplicar un factor de diseño, el cual deberá establecerse juiciosa y críticamente.

#### **4.9. RESPECTO A LAS REDES DE TRANSPORTE DE GAS**

Una red de transporte es un sistema de componentes interconectados o interrelacionados, en donde cada componente de la red esta influenciado por todos los demás que la conforman; dichos componentes pueden ser puntos de alimentación, tuberías, accesorios, clientes o puntos de entrega, etc.

### Flujo a través de una tubería



El flujo de gas se mueve del punto de alta presión al de baja presión, esto es, el flujo es originado por una diferencial de presión y dadas las características del material del cual está hecho el tubo, se tendrán caídas de presión por fricción, lo cual contribuye a restringir o limitar el flujo; de lo que puede observarse que a medida que el flujo se incrementa, también se incrementan las caídas de presión por fricción (en una red de gas normalmente quienes originan el flujo en los sistemas son los clientes).

Dada la naturaleza de las ecuaciones de flujo que describen la relación entre la presión y el flujo en una red de gas (ver Ecs. (2.1), (2.2) y (2.3), capítulo 2), puede observarse que no pueden ser calculadas de manera directa; por lo que los valores usualmente se determinan a través de cálculos recursivos o iterativos y para controlar estos procesos iterativos se comienza con un balanceo de flujo en todos los nodos de la red en estudio, si no existe dicho balanceo, éste se ajustará mediante una tolerancia especificada. El balanceo de una red consiste en certificar la condición de régimen permanente en la misma, es decir, que la suma aritmética de todos los nodos sea igual a cero.

La tolerancia representa la cantidad de no balanceo que es aceptable para un análisis particular, es decir, que sólo es para un análisis específico y deberá ser usada sobre ciertas peculiaridades del modelo existente. Una tolerancia aceptable usualmente es menor que 1 (en el programa de cómputo Gas Net, se especificó una tolerancia de 0.0001).

La ecuación de flujo que se utilizó en Gas Net para describir la relación entre el gasto de gas en las tuberías y la presión en los nodos, fue la ecuación de Weymouth (ver Ec. (2.3), capítulo 2), bajo las siguientes consideraciones:

- ◆ *No existe trabajo mecánico.* Weymouth supone que no existe trabajo hecho sobre el gas entre los puntos en los cuales se mide la presión.
- ◆ *Flujo en régimen permanente.* El flujo se efectúa bajo esta condición, esto es, pasa la misma cantidad en masa de gas por cada sección transversal de la tubería en un mismo intervalo de tiempo.
- ◆ *Flujo isotérmico.* La temperatura del gas permanece invariable. La temperatura del gas se asemeja muchísimo a la de la tubería que lo contiene, y como generalmente las tuberías de gas natural están enterradas, no están expuestas a las variaciones de la temperatura atmosférica, haciendo que los efectos de compresión y dilatación sean muy pequeños y se disipen rápidamente.
- ◆ *Cambios de la energía cinética despreciables.* En la práctica se ha observado que las variaciones de la energía cinética son insignificantes comparados con los cambios en presión para grandes longitudes de tubería, como en las líneas de transporte comercial.

Tanto la ecuación de Weymouth como otras correlaciones que se utilizan para cálculo del gasto del gas, aparecen descritas en el capítulo 2.

La simulación de una red de gas será tan buena como los datos que hayan sido usados para modelarla, el análisis basado sobre valores incorrectos generará valores erróneos.

Se recomienda que se haga un análisis rápido y sencillo en las tablas de datos (tanto para conectores, como para nodos), con los que se alimentó el programa, ya que en la mayoría de los casos cuando se tienen problemas o incongruencias se deben a que se introdujo un valor erróneo en los datos. En la simulación de redes de gas existen varios beneficios derivados de los modelos creados y analizados en Gas Net, dentro de los cuales podemos mencionar los siguientes:

- ◆ Capacidad para anticipar condiciones de operación dentro de una red de gas.
- ◆ Habilidad para identificar áreas problema y cuellos de botella que después se conviertan en serios problemas.
- ◆ Determinación eficiente del diámetro de las tuberías, así como también la capacidad de simular el reemplazo de segmentos en la red en estudio y observar su comportamiento.
- ◆ Facilidad para estimar el impacto sobre un sistema de gas al momento de agregarle nuevas entregas (clientes).
- ◆ Simplicidad en el análisis de escenarios sin manipulación física del sistema, o bien simular diferentes casos de operación.

El análisis de una red de gas a través de un programa de cómputo donde se pueden simular sus condiciones y sus posibles comportamientos ante diversos cambios, ayuda a prevenir gastos innecesarios, permitiendo probar ideas de diseño y operación usando el modelo; es decir, el modelo permite probar diversas alternativas antes de implementarlas, lo cual ayuda a evitar la construcción de instalaciones inapropiadas e identificar adversidades.

#### **4.10. ESTRUCTURA DEL MENÚ**

Las rutinas y aplicaciones de Gas Net son accedidas a través de menús con opciones activadas mediante un click izquierdo del *mouse* o bien por el hecho de pulsar la combinación de teclas que aparecen escritas adelante de los menús en la lista.

### 4.11. APLICACIÓN DE LOS BOTONES DE COMANDO

Los botones de comando que tenemos en el programa Gas Net son:

Aceptar	Admite los cambios y permite continuar con el proceso en cuestión.
Cancelar	Permite regresar el control de la pantalla anterior sin procesar.
Sí	Contesta afirmativamente a una pregunta y continua el proceso.
No	Contesta negativamente a determinada pregunta e interrumpe el

### 4.12. PROGRAMA GAS NET

En la Fig. 4.1 se muestra la ventana de diseño del programa Gas Net, Versión 2.0, desarrollado en el lenguaje *Visual Basic 3.0<sup>MR</sup>* (ver referencia 5, del capítulo 1), que fue tomado como plataforma para el desarrollo de este trabajo.

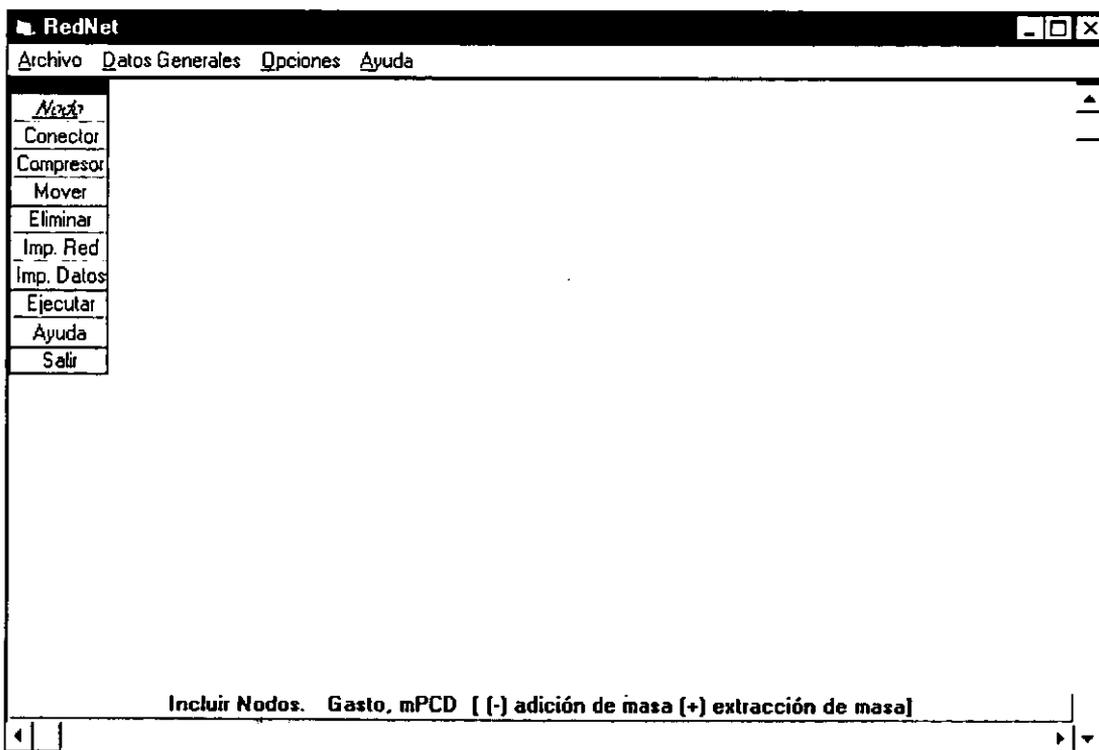


Fig. 4.1. Ventana de Diseño de Gas Net, Versión 2.0.

ESTA TESIS NO SALE DE LA BIBLIOTECA

El programa Gas Net, Versión 3.0 modificado a *Visual Basic 6.0<sup>MR</sup>* para los fines y objetivos de este trabajo de tesis, inicia con la ventana de arranque (ventana *splash*), ver Fig. 4.2.

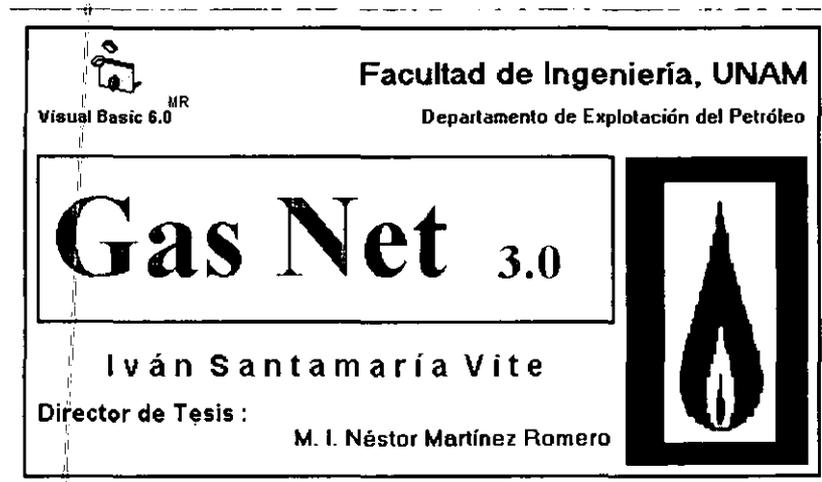


Fig. 4.2. Ventana de arranque Gas Net, Versión 3.0.

Después de ocultarse la ventana anterior mostrada en la Fig. 4.2, inmediatamente se presenta otra ventana, para introducir el Nombre del usuario y su Contraseña, para así acceder al programa. Dicha ventana se muestra en la Fig. 4.3 a continuación:

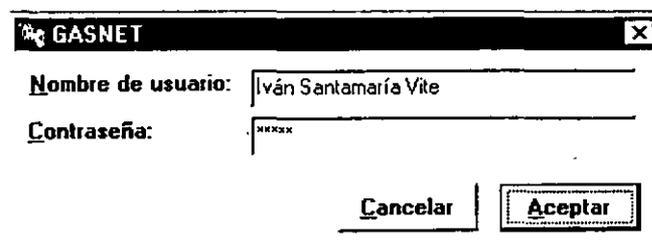


Fig. 4.3. Ventana contraseña para acceder a Gas Net, Versión 3.0.

Una vez introducida la contraseña correcta, aparece la ventana de diseño del programa Gas Net, Versión 3.0, ver Fig. 4.4, (en adelante si no se nombra la versión, esta se referirá a la versión 3.0) que se describirá en los puntos subsecuentes.

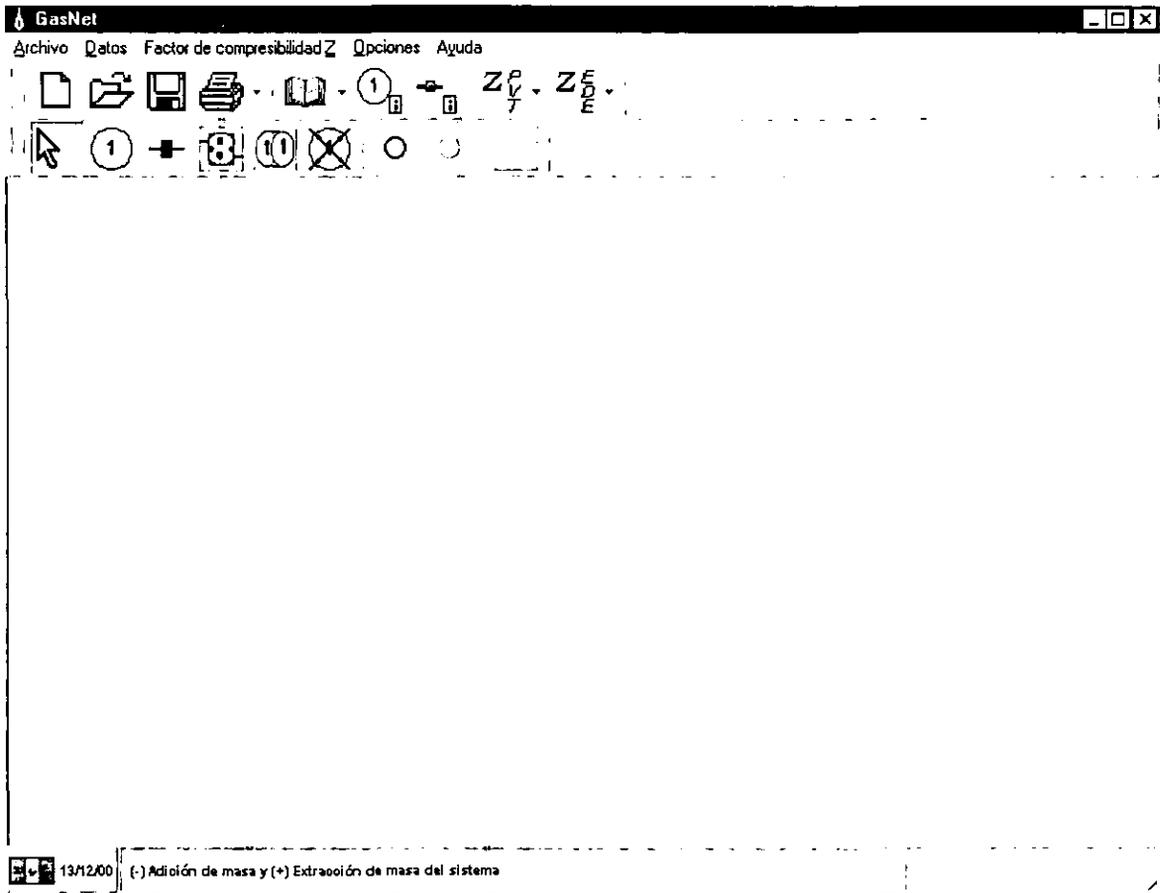


Fig. 4.4. Ventana de Diseño de Gas Net, Versión 3.0.

De manera general puede decirse que Gas Net está constituido de la siguiente forma: en la parte superior de la ventana de diseño se encuentra una barra de mensaje, que indica el nombre del archivo abierto con su ubicación, de no existir ninguna red abierta sólo aparece el letrero GasNet, como en el caso presentado en la Fig. 4.4. Posteriormente, en orden descendente a través de la ventana de diseño, se tiene la barra correspondiente a la sección de menús y después se muestran dos barras de herramientas: una estándar y otra de diseño, con las operaciones más comúnmente empleadas en el trazo y diseño de redes.

Finalmente, se muestra una barra de estado sensible a cualquier movimiento del *mouse* divide en cuatro paneles. Todos estos elementos conforman el entorno de Gas Net y se describirán a continuación:

### 4.12.1. DESCRIPCIÓN DEL MENÚ ARCHIVO

En seguida se describen cada uno de los comandos que conforman el menú Archivo, así como sus íconos correspondientes.

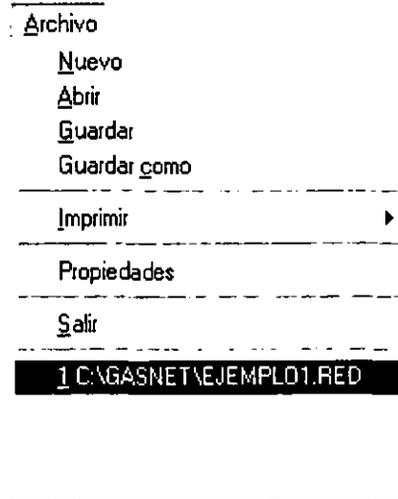


Fig. 4.5. Ventana del menú Archivo.

Como puede observarse en la Fig. 4.5, el menú Archivo se subdivide en los siguientes comandos: Nuevo, Abrir, Guardar, Guardar como, Imprimir, Propiedades y Salir; a continuación se describen cada uno de ellos.

#### 4.12.1.1. NUEVO

Tiene la misma función que el ícono . Esta opción se utiliza cuando se desea iniciar un nuevo diseño, regresa las variables a los valores utilizados por default y elimina toda la información existente en el área de diseño.

#### 4.12.1.2. ABRIR

Tiene la misma función que el ícono . Al seleccionar esta opción, se muestra la ventana siguiente:

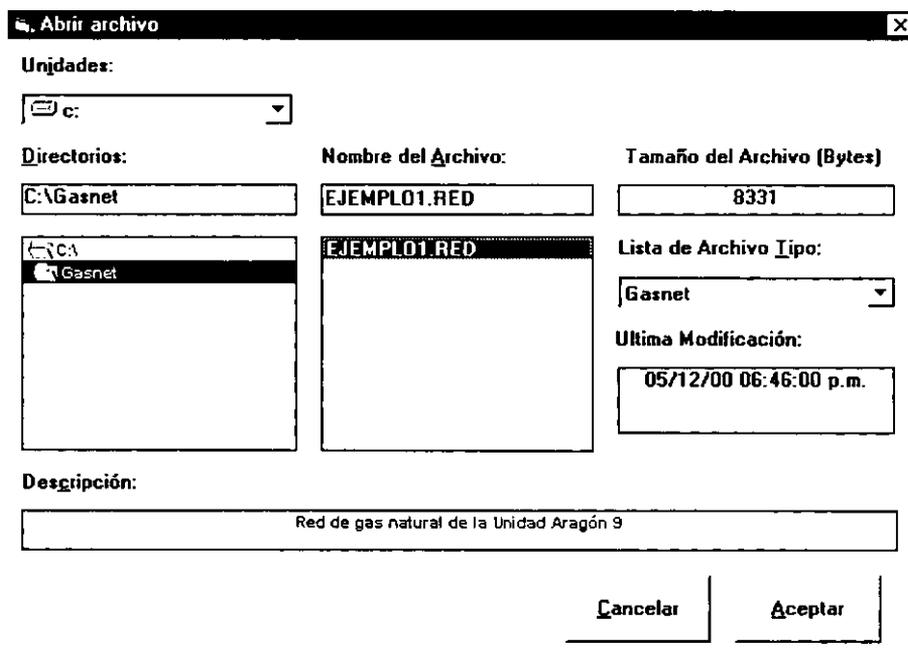


Fig. 4.6. Ventana del comando Abrir.

Cuando se desea continuar con un diseño, modificarlo o consultarlo, en esta ventana se selecciona el archivo que se desea abrir, especificando la ruta donde se encuentre: unidad, subdirectorío, tipo de archivo y archivo a abrir (Fig. 4.6).

#### 4.12.1.3. GUARDAR

Esta opción permite guardar automáticamente las modificaciones realizadas a la información o a los cálculos realizados en un archivo previamente abierto; en el caso de que aún no se haya guardado la información en un archivo, se activará la opción Guardar como.

Si el archivo ya tiene nombre y se quieren sobrescribir los datos, tiene la misma función que el botón .

#### 4.13.1.4. GUARDAR COMO

Esta opción se selecciona cuando se desea guardar un archivo con otro nombre o para darle un nombre a un archivo nuevo; si el archivo es nuevo, el botón Guardar descrito en el punto anterior tiene la misma función. Al activarse esta opción se presenta la ventana de la Fig. 4.7.

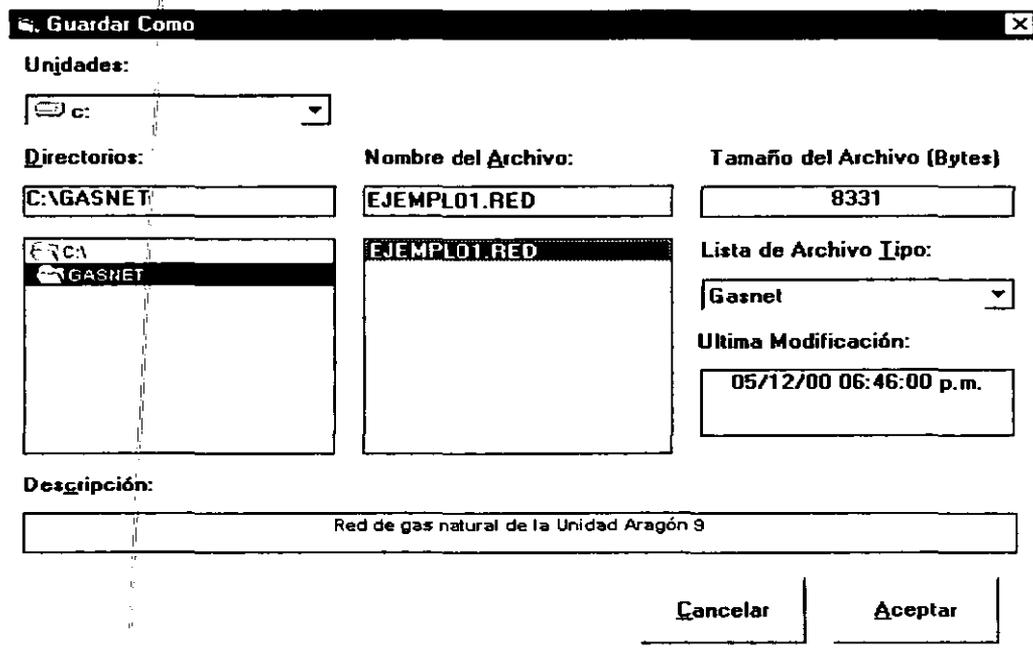


Fig. 4.7. Ventana del comando Guardar como.

Para guardar un archivo por primera vez o con otro nombre, primero se selecciona la unidad, después el subdirectorio donde se desea guardar el archivo y se teclea el nombre del archivo, o bien se elige uno existente para sobrescribirlo, ver la Fig. 4.7.

#### 4.12.1.5. IMPRIMIR

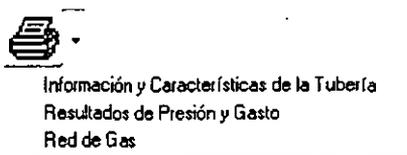


Fig. 4.8. Ventana del comando Imprimir.

Al igual que el ícono  , muestra tres opciones de impresión referentes a la información de la red de gas en diseño (Fig. 4.8) y son las siguientes:

**INFORMACIÓN Y CARACTERÍSTICAS DE LA TUBERÍA**

Como su nombre lo menciona, al activar esta opción se imprime la información y las características de la tubería del proyecto de gas en estudio, con el formato que se presenta en la ventana de la Fig. 4.9.

Gas Net 3.0
13/12/00 06:26:03 p.m.

**GasNet 3.0**  
 Información y Características de la Tubería en Proyecto

Hoja 1 de 2

Del Nodo	al Nodo	Conector	Díámetro (mm)	Material	Longitud (m)	Long. Equiv.* (m)	Velocidad (m/seg)	Gasto (m3/hr)
1	2	Conector 1	160	Poliétileno	75	75	17.98181	2028.6
2	3	Conector 2	110	Poliétileno	62.45	62.45	17.43334	311.4
2	15	Conector 3	160	Poliétileno	92.4	92.4	10.03302	1117.2
3	4	Conector 4	63	Poliétileno	15.78	15.78	6.98862	117.6
3	5	Conector 5	63	Poliétileno	10.2	10.2	6.98606	117.6
3	6	Conector 6	110	Poliétileno	42.75	42.75	13.15494	676.2
6	7	Conector 7	63	Poliétileno	15.78	15.78	3.52467	58.8
6	8	Conector 8	110	Poliétileno	20.55	20.55	12.09107	617.4
8	9	Conector 9	63	Poliétileno	10.22	10.22	7.87938	117.6
8	10	Conector 10	110	Poliétileno	22.95	22.95	9.8206	439.8
10	11	Conector 11	63	Poliétileno	9.9	9.9	16.01705	264.6
10	12	Conector 12	63	Poliétileno	37.9	37.9	14.3371	235.2
12	13	Conector 13	63	Poliétileno	9.9	11.4	14.53631	235.2
12	14	Conector 14	63	Poliétileno	1	1	.00389	.06
14	16	Conector 15	125	Poliétileno	63.15	63.15	16.64821	1117.2
16	17	Conector 16	63	Poliétileno	5.77	5.77	6.99586	117.6
16	18	Conector 17	63	Poliétileno	28	28	7.00712	117.6
16	19	Conector 18	110	Poliétileno	8.95	8.95	17.13826	882
19	20	Conector 19	63	Poliétileno	64.58	64.58	8.83136	147
19	23	Conector 20	110	Poliétileno	62	62	14.42305	735
20	21	Conector 21	63	Poliétileno	11.1	11.1	8.90224	147
20	22	Conector 22	63	Poliétileno	1	1	.00048	.01
23	24	Conector 23	63	Poliétileno	28	28	7.14763	117.6
23	25	Conector 24	110	Poliétileno	8.96	8.96	12.22641	617.4
24	26	Conector 25	110	Poliétileno	8.4	8.4	12.24657	617.4

**Proyecto**  
 Unidades Habitacionales de Aragón 9  
 Constructora de México S. A. de C. V.

**Calculo**  
 Projectista: Iván Santamaría Vite

**Simbología**

-  Nodo de alimentación
-  Nodo de entrega
-  Nodo conexión o tapón

\* Longitud Equivalente = Longitud de la tubería + Longitud Equivalente por Accesorios

**Generales**

Ecuación de Flujo :  
 Weymouth

Factor Compresibilidad (Correlación PVT o EDE):  
 Considera Z = 1

Densidad Relativa del Gas : 0.65

Fig. 4.9. Ventana de impresión de la Información y Características de la Tubería.

**RESULTADOS DE PRESIÓN Y GASTO**

Esta opción se activa sí y sólo sí, se ha ejecutado el programa con el formato que se muestra en la ventana de la Fig. 4.10.

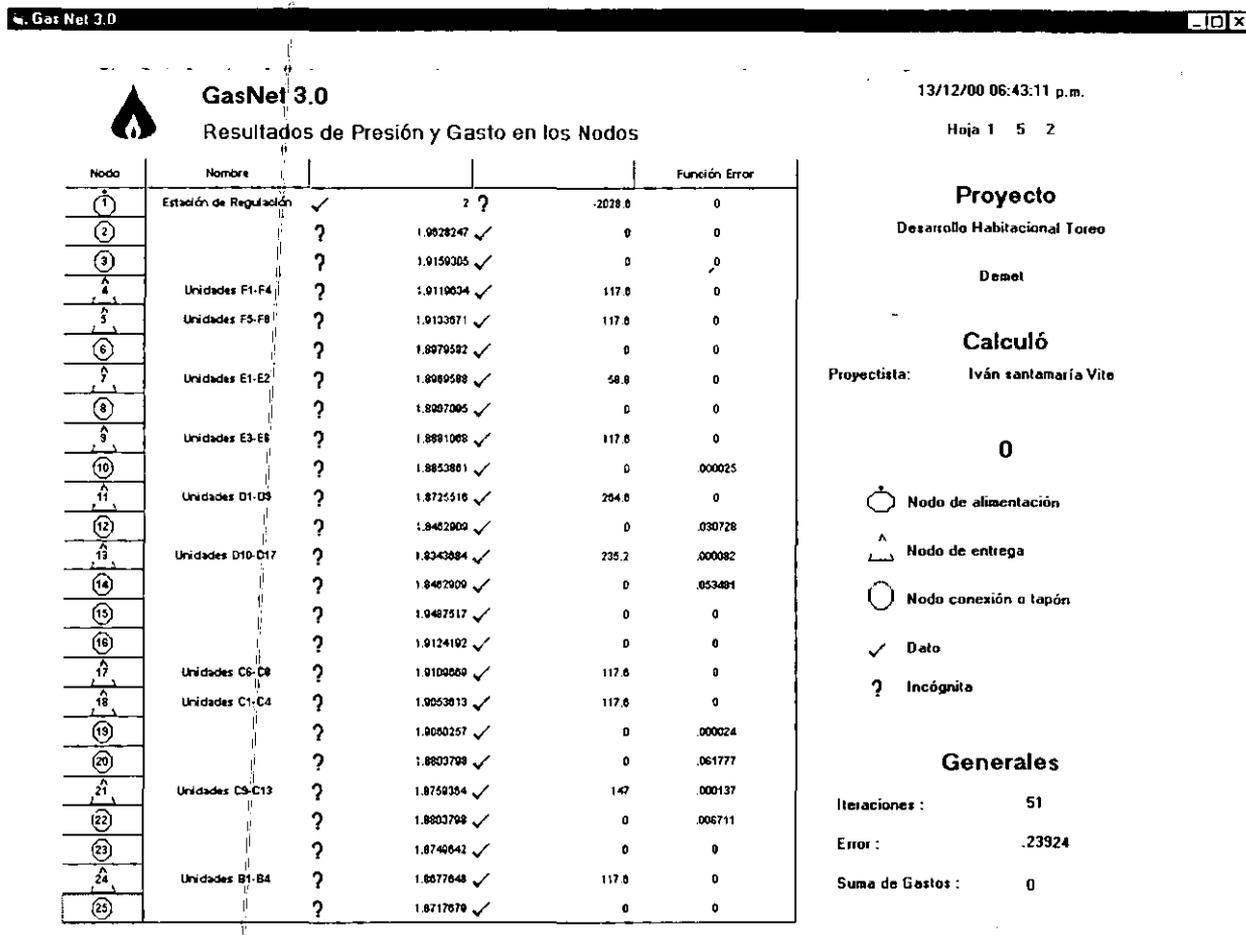


Fig. 4.10. Ventana de impresión de los Resultados de Presión y Gasto.

**RED DE GAS**

Esta opción permite imprimir el área de diseño con el dibujo de la red que se está trabajando, en esta impresión se agregarán algunos otros datos como son: nombre del proyectista, nombre del proyecto, nombre de la empresa a la que se le esté prestando el servicio de diseño y un cuadro de simbología con todos aquellos elementos que aparecen en la red, para efecto de facilitar la identificación de los elementos que conforman una red, tal como se observa en la ventana de la Fig. 4.11.

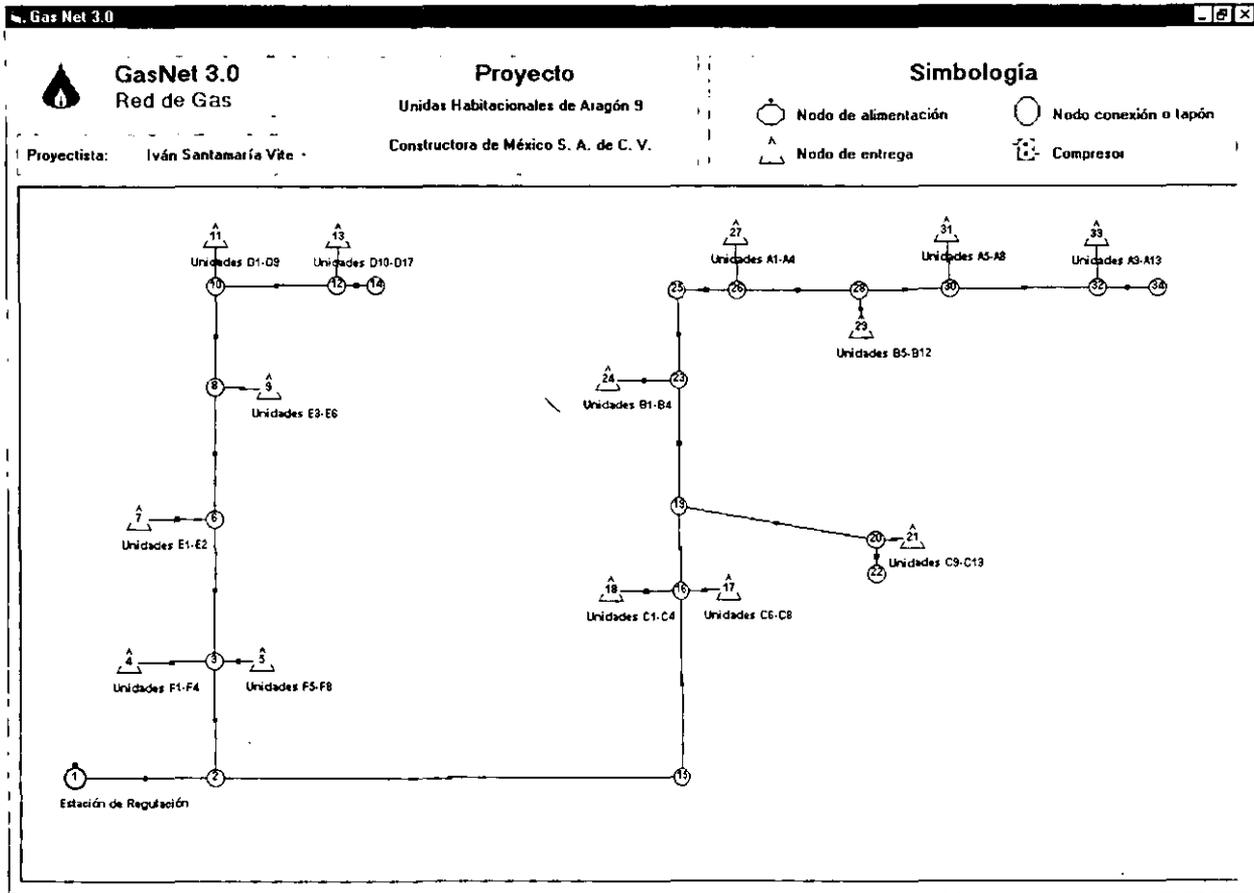


Fig. 4.11. Ventana de impresión de la Red de Gas en proyecto.

**PROPIEDADES**

Esta opción le permite al proyectista, introducir algunos datos generales de referencia como: nombre del proyecto y del proyectista, empresa o cliente, representante de la empresa a la que se esté prestando el servicio, comentarios y ubicación (los datos que aquí se introducen servirán para alimentar todas las ventanas de salida de impresión).

Además Gas Net también permite introducir una imagen de referencia para ubicación del proyecto, la imagen puede ser tomada del *Guía Roji<sup>MR</sup>*, *AutoCAD<sup>MR</sup>*, etc., o cualquier archivo imagen. Esto puede observarse claramente en la Fig. 4.12.

**Propiedades**

Nombre del proyecto: Unidades Habitacionales de Aragón 9

Nombre del proyectista: Iván Santamaría Vite

Empresa o cliente: Constructora de México S. A. de C. V.

Representante: Ing. Víctor Estrada Serrano

Comentarios: Para la alimentación de estas unidades se deberá atravesar una avenida de 6 carriles con perforación direccional (topos).

Ubicación: El proyecto esta delimitado perimetralmente por la calzada San Juan de Aragón al sur, eje 3 oriente al poniente, calle 304 al norte y calle

Aceptar

Fig. 4.12. Ventana del comando *Propiedades*.

#### 4.12.1.7. SALIR

El botón  tiene la misma función. Permite terminar la ejecución del programa de cómputo, dando por terminada la sesión. Al ser activado este botón Gas Net enviará un mensaje preguntando si se desean guardar los cambios, tal como se aprecia en la Fig. 4.13.

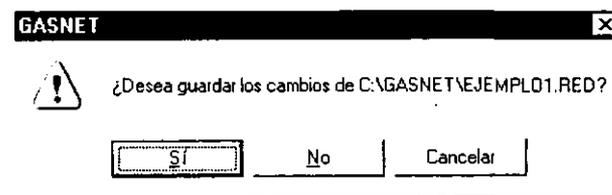


Fig. 4.13. Ventana para guardar los cambios de la red de gas en diseño.

#### 4.12.2. DESCRIPCIÓN DEL MENÚ DATOS

En seguida se describen cada uno de los comandos que conforman el menú Datos, así como sus íconos correspondientes.

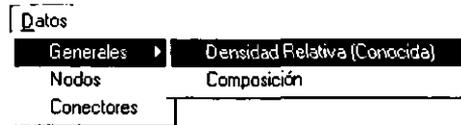


Fig. 4.14. Ventana del menú Datos.

Como puede observarse en la Fig. 4.14, el menú Datos se subdivide en los siguientes comandos: Generales, Nodos y Conectores; a continuación se describen cada uno de ellos.

#### 4.12.2.1. GENERALES

Al igual que el botón , muestra dos opciones para introducir datos generales de la red en diseño. De las dos opciones que se presentan, se seleccionará una conforme a la información que se conozca del gas natural.

##### DENSIDAD RELATIVA (CONOCIDA)

Si selecciona la primera opción Densidad Relativa (Conocida), se introduce el valor de la densidad del gas en estudio, su temperatura de flujo, eficiencia de compresión en el caso de existir compresores en la red, se selecciona el método con el cual se deseen calcular las propiedades críticas del gas, se introducen las impurezas que pudieran existir en el gas, si es que se conocen y por último se introducen las condiciones base o estándar. La ventana que aparece al activar esta opción es la que se presenta en la Fig. 4.15.

Fig. 4.15. Ventana del comando Datos Generales con la Densidad Relativa (Conocida).

Al activar el combo correspondiente a las correlaciones para el cálculo de las propiedades pseudocríticas, se despliegan 4 correlaciones, como se muestra en la Fig. 4.16.

Fig. 4.16. Ventana del combo de Propiedades Críticas ( $P_{pc}$  y  $T_{pc}$ ) para Densidad Relativa (Conocida).

Si se conocen los porcentajes de impurezas en el gas, al introducirlos se activa un botón (*Métodos de corrección*) y al ser activado, se podrá elegir la correlación con la cual se desea corregir las propiedades críticas del gas; dichas correlaciones se muestran en la Fig. 4.17.

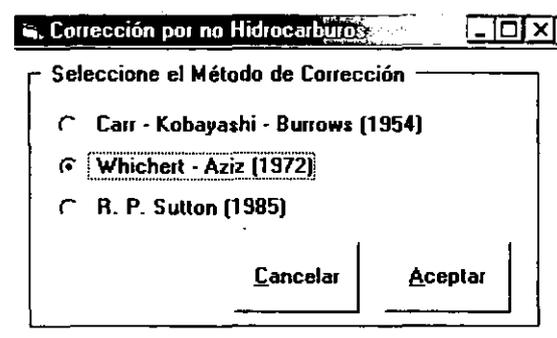


Fig. 4.17. Ventana para seleccionar el Método de Corrección por no Hidrocarburos.

## COMPOSICIÓN

Por otra parte, para la opción 2, si se conoce la composición del gas a través de un análisis cromatográfico del gas, entonces se insertarán los componentes que conforman la mezcla del gas que fluirá por la red, posteriormente se le asignarán las fracciones moleculares que le correspondan y por último se cargará la mezcla; al momento de efectuar esta acción se mostrará en la parte superior derecha el valor de la densidad relativa para dicha composición, ver Fig. 4.18.

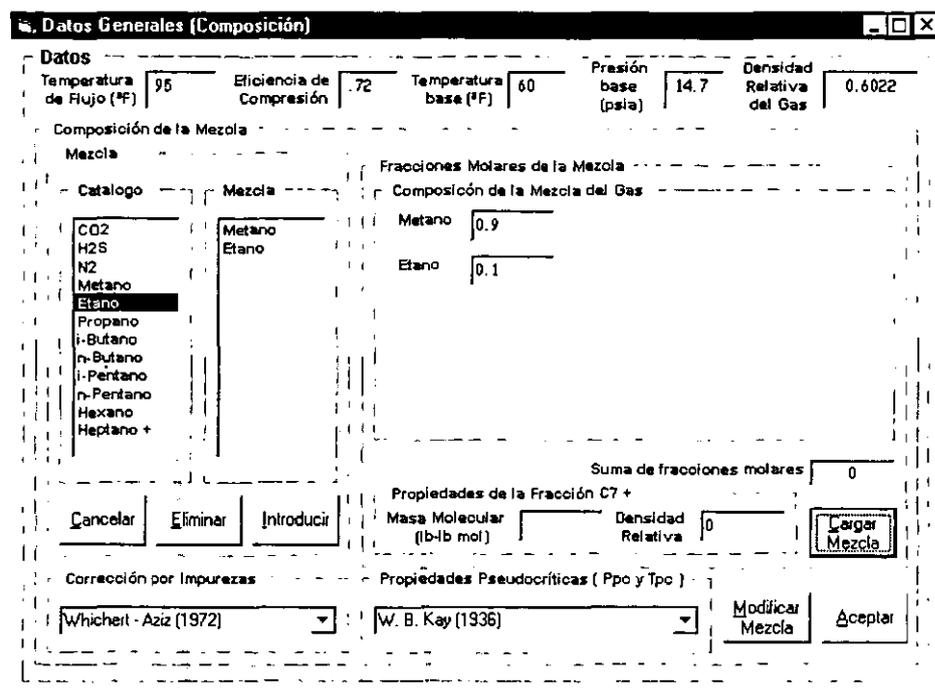


Fig. 4.18. Ventana del comando Datos Generales con la Composición.

Al igual que la primera opción, también se tienen correlaciones para calcular las propiedades pseudocríticas, tal como se muestra en la Fig. 4.19. Una vez que se seleccionó el método con el cual se determinarán las propiedades pseudocríticas, se elegirá por cual método se desean corregir dichas propiedades por efecto de impurezas (no hidrocarburos), esto puede observarse en la Fig. 4.20.

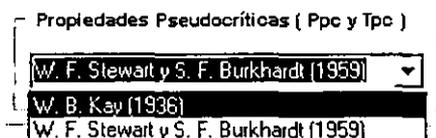


Fig. 4.19. Ventana del combo de Propiedades Críticas ( $P_{pc}$  y  $T_{pc}$ ) con la Composición.

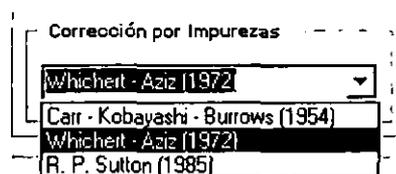


Fig. 4.20. Ventana para seleccionar el Método de Corrección por Impurezas.

#### 4.12.2.2. NODOS

Al igual que el botón , al activarse se muestra una tabla con la información de los nodos que conforman la red de gas, así como también indica qué nodos son datos con una  y que nodos son incógnita con un . La ventana que muestra esta información se observa en la Fig. 4.21.

Dentro de la misma ventana se tienen dos botones,  y , el primero de ellos muestra una gráfica con el perfil de presiones (Fig. 4.22) generado a partir de las presiones de los nodos que se tienen en la red y el segundo es el botón comando Aceptar descrito en punto 4.11.

Datos de los Nodos			
	✓ Conocido	? Incógnita	
①,	Presión (bar)	Gasto (m3/hr)	
①	✓	2 ?	-2028.6
②	? 1.9628247	✓	0
③	? 1.9159305	✓	0
^ ④	? 1.9119634	✓	117.6
^ ⑤	? 1.9133671	✓	117.6
⑥	? 1.8979592	✓	0
Suma de Gastos 0			
		Gráfica	Aceptar

Fig. 4.21. Ventana con la información de los Nodos que conforman la red de gas en proyecto.

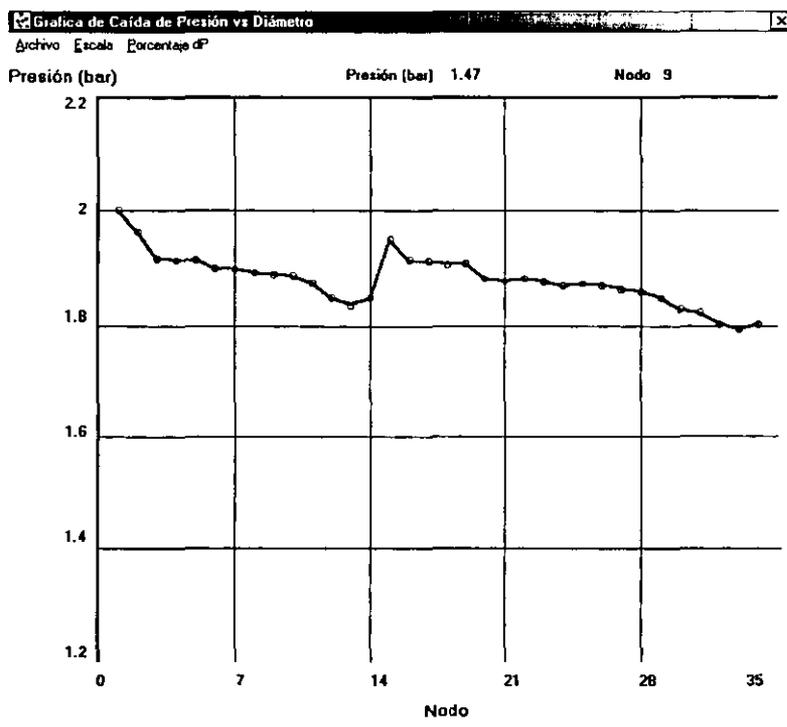


Fig. 4.22. Gráfica del perfil de presiones (nodo vs. presión) en los nodos de la red.

Esta gráfica tiene tres menús con la siguiente descripción: menú *Archivo* que tiene la opción *Salir*, la cual permite el regreso a la tabla de datos de nodos, menú *Escala* que tiene la alternativa *Modificar*, en la cual el usuario puede establecer los límites inferiores y superiores de acuerdo al detalle que requiera y por último el menú *Porcentaje dp* con la elección de la opción ajuste, que permite al usuario establecer una línea de referencia a partir de un porcentaje de la presión de alimentación; dicho porcentaje se introduce en una caja de texto y al aceptar dicho valor aparece una línea en color rojo.

### 4.12.2.3. CONECTORES

Al igual que con el botón , se muestra una tabla con la información de los conectores que unen a los nodos y que conforman la red de gas, también presentan algunas otras características de los conectores como: diámetro (nominal y real), longitud (de tubería y equivalente), material, velocidad, gasto, etc. Dicha tabla de información de los parámetros de los conectores puede observarse en la Fig. 4.23.

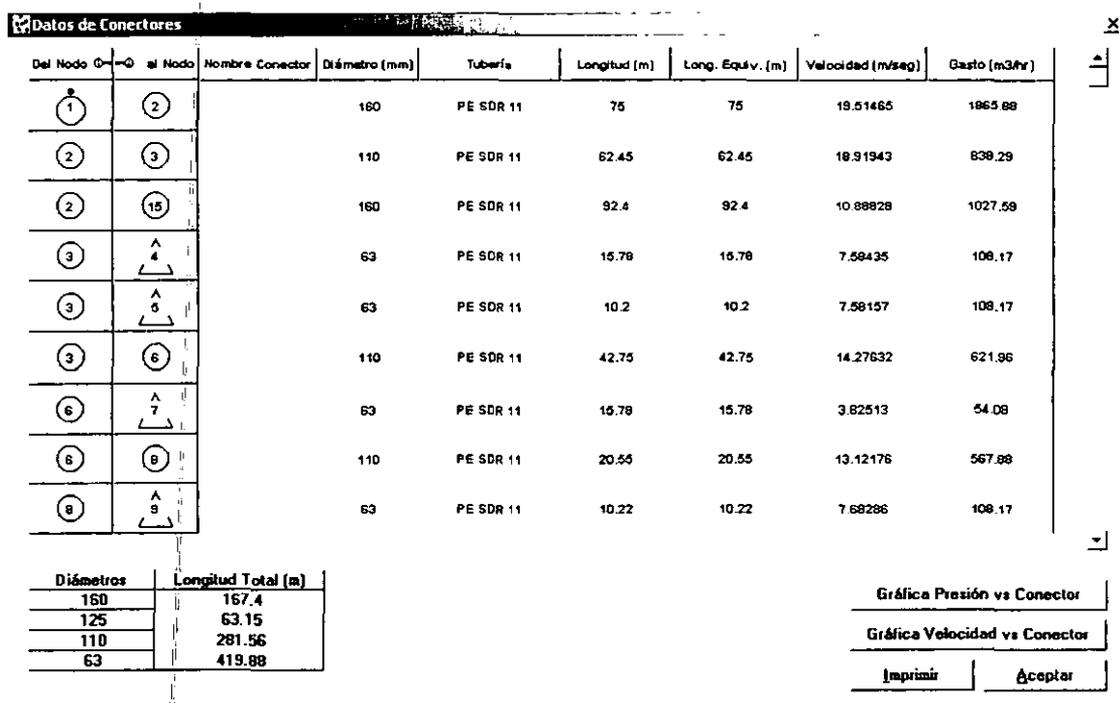


Fig. 4.23. Ventana con la información de los Conectores que conforman la red de gas.

Dentro de las utilerías gráficas que contiene la ventana de información de conectores, se tienen las siguientes dos: Gráfica Presión vs Conector y Gráfica Velocidad vs Conector, la primera permite observar el comportamiento de la presión de operación  $p_o$  en la línea, con respecto al comportamiento de la presión máxima de operación permisible  $PMOP$  de la tuberías propuestas, con el fin de observar si la tubería con el espesor seleccionado resistirá perfectamente la presión interna ejercida por el gas que se desea transportar, ver Fig. 4.24. Para el caso de la segunda gráfica, ésta permite verificar que el perfil de velocidades de flujo en los conectores que conforman la red de gas en diseño, no rebase la especificación límite de velocidad de flujo (que será discutida en el siguiente capítulo) que es de 20 m/seg y que aparece señalada con una línea continua más gruesa en color rojo, ver Fig. 4.25.

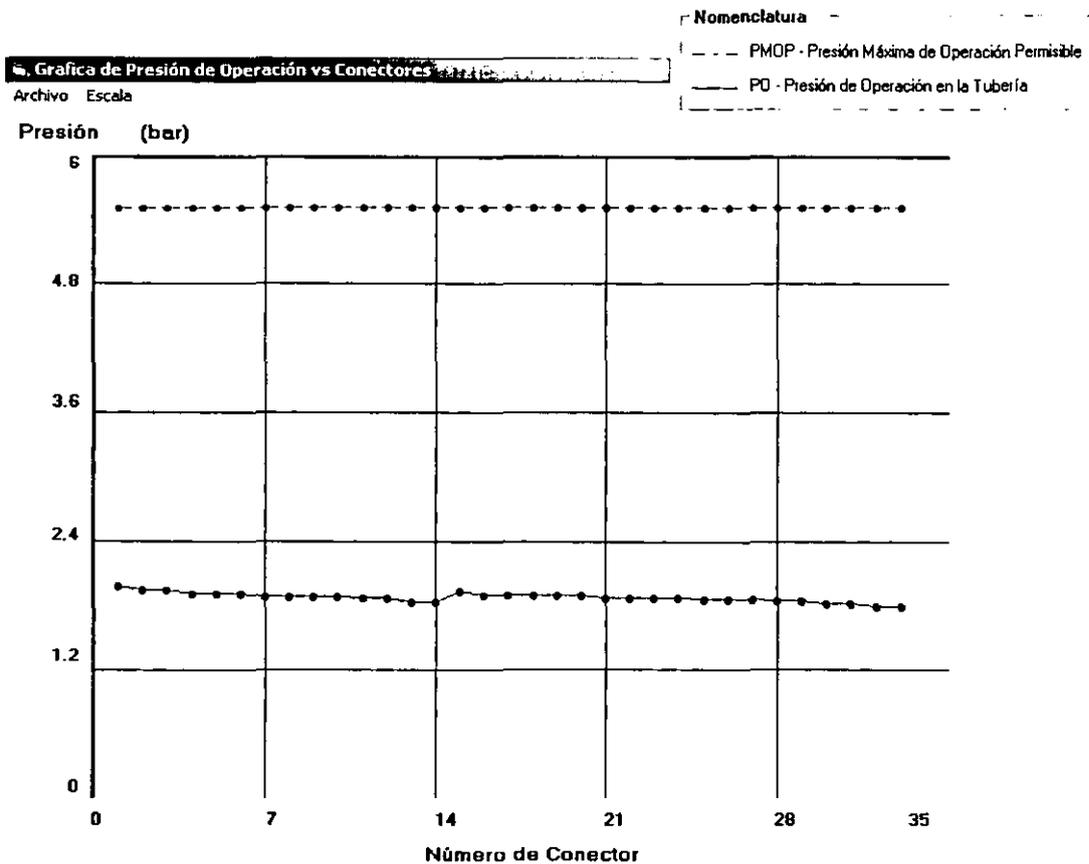


Fig. 4.24. Gráfica del perfil de presión de operación (número de conector vs. presión de operación) de los conectores que conforman la red de gas en diseño.

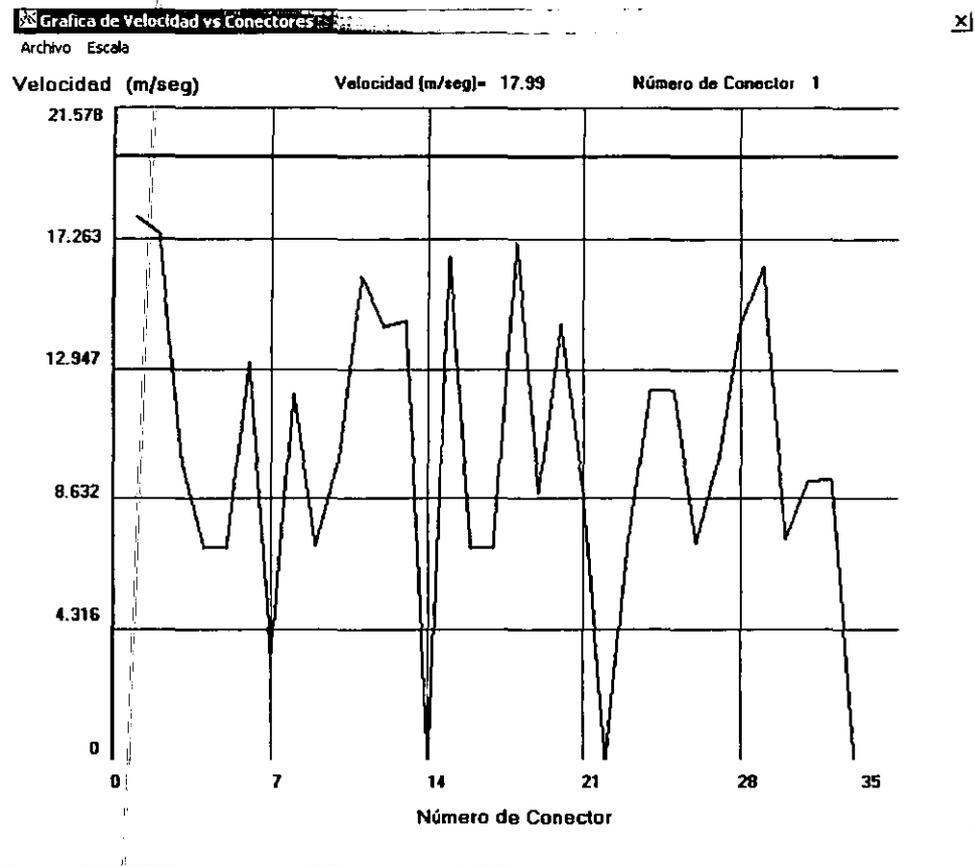


Fig. 4.25. Gráfica del perfil de velocidades (número de conector vs. velocidad) de los conectores que conforma la red de gas en diseño.

Ambas gráficas tiene dos menús con la siguiente descripción: menú Archivo que tiene la opción Salir, la cual retorna a la tabla de datos de los conectores, menú Escala que tiene la alternativa Modificar, en la cual el usuario puede establecer los límites inferiores y superiores de los ejes de la gráfica, de acuerdo al detalle que requiera.

Finalmente dentro de la descripción de la Fig. 4.23, el botón Imprimir, como su nombre lo indica imprime la información y características de los conectores ó tuberías que conforman la red de gas, tal como se aprecia en la Fig. 4.9.

### 4.12.3. DESCRIPCIÓN DEL MENÚ FACTOR DE COMPRESIBILIDAD $Z$

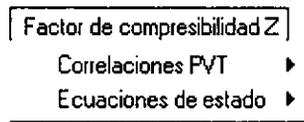


Fig. 4.26. Ventana del menú Factor de Compresibilidad  $Z$ .

Como puede apreciarse en la Fig. 4.26, el menú Factor de Compresibilidad  $Z$  se puede calcular de dos formas: Correlaciones PVT (Fig. 4.27) y Ecuaciones de estado (Fig. 4.29); permitiendo establecer una u otra, para determinar el factor  $Z$ , si se conoce la densidad relativa del gas a transportar o su composición, respectivamente. A continuación se presenta una listado de las correlaciones y ecuaciones que posee Gas Net para efectuar dicho cálculo.

#### 4.12.3.1. CORRELACIONES PVT

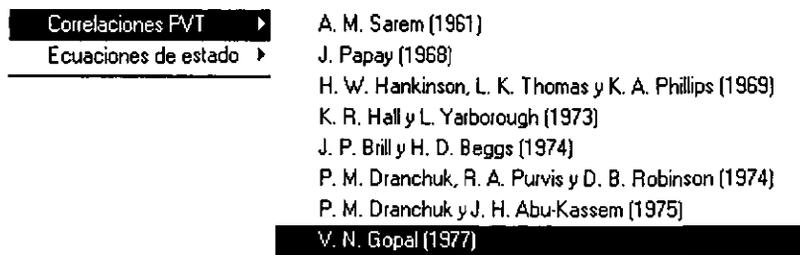


Fig. 4.27. Correlaciones PVT para determinar el factor de compresibilidad  $Z$ .

Al igual que el botón  $\frac{Z^P}{f}$ , al activarse muestra una lista con las correlaciones PVT que tiene Gas Net para el cálculo del factor de compresibilidad  $Z$ . Al activar este botón también se despliega el mismo listado que la ventana anterior, ver Fig. 4.28.



Fig. 4.28. Ícono de correlaciones PVT para determinar el factor de compresibilidad Z.

4.12.3.2. ECUACIONES DE ESTADO



Fig. 4.29. Ecuaciones de estado para determinar el factor de compresibilidad Z.

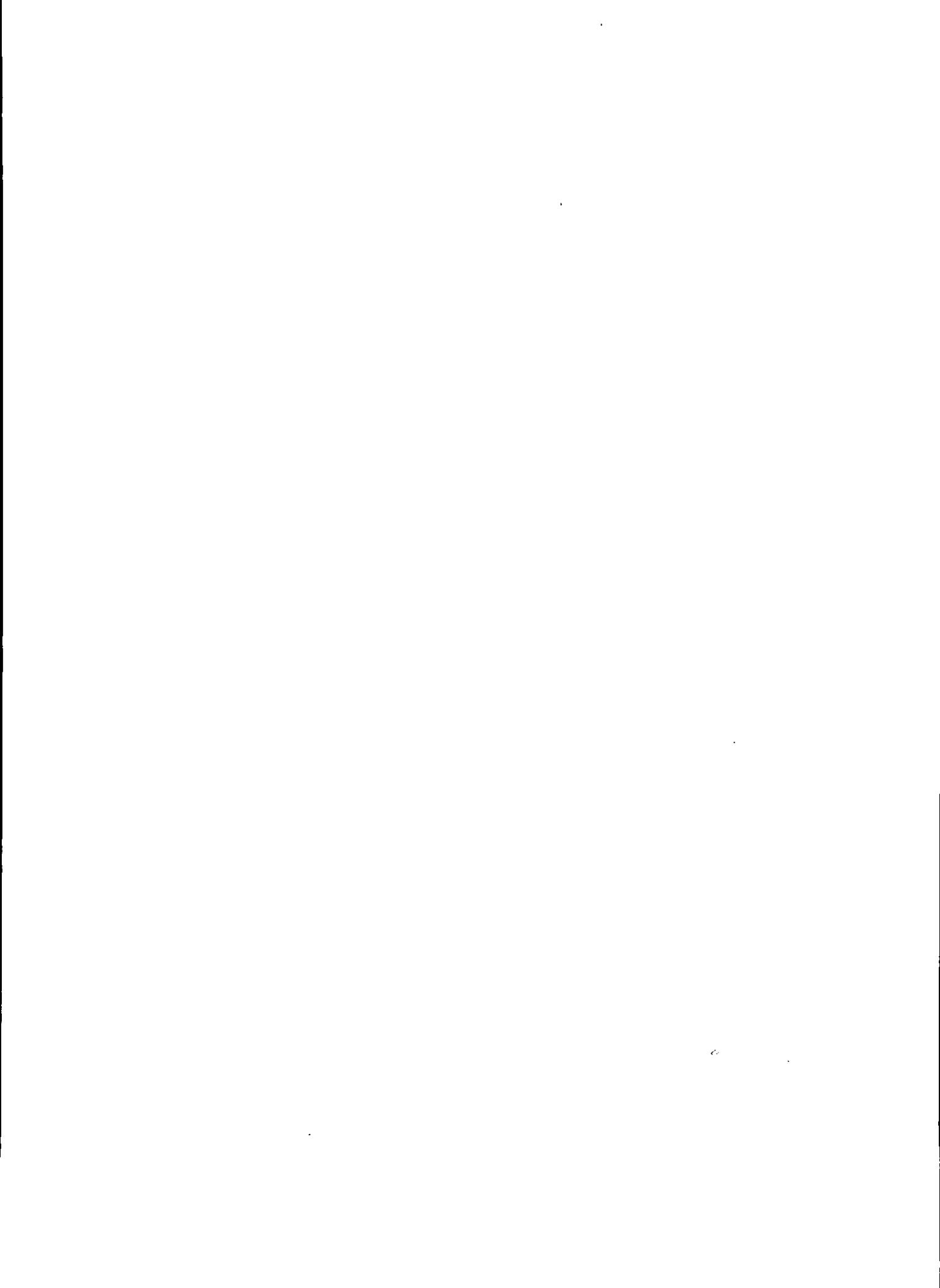
Al igual que el botón  $Z_{p,T}$ , al activarse muestra una lista con las ecuaciones de estado que tiene Gas Net para el cálculo del factor de compresibilidad Z, que son las de más uso en la industria petrolera por su precisión en los resultados; al activar este botón despliega el mismo listado que la ventana en el menú, tal como se aprecia en la Fig. 4.30.



Fig. 4.30. Ícono de ecuaciones de estado para determinar el factor de compresibilidad Z.

4.12.4. DESCRIPCIÓN DEL MENÚ OPCIONES

En seguida se describen cada uno de los comandos que conforman el menú Opciones, así como sus íconos correspondientes.



Por otra parte, para la *Entrega Doméstica*, ésta a su vez se subdivide en dos sistemas de unidades, el *Sistema 2, Compañías de Distribución Americanas*, y el *Sistema 3, Compañías de Distribución Europeas*, como se observa en la ventana de la Fig. 4.33 siguiente:



Fig. 4.33. Ventana del comando *Unidades*, subcomando *Entrega Doméstica*.

En la Tabla 4.1, se enuncian las unidades que en su caso maneja cada sistema, seleccionadas con base a la experiencia y lo observado en la práctica en programas de simulación y en la revisión de proyectos de transporte y distribución de gas de las compañías que prestan este tipo de servicios.

Variable	Unidad		
	Sistema 1	Sistema 2	Sistema 3
Diámetro	Pg	mm	pg
Longitud	Km	m	m
Presión	lb/pg <sup>2</sup>	bar	kg/cm <sup>2</sup>
Gasto	mpcd	m <sup>3</sup> /hr	m <sup>3</sup> /hr

Tabla 4.1. Unidades de los sistemas que maneja Gas Net 3.0.

#### 4.12.5. DESCRIPCIÓN DEL MENÚ AYUDA

En seguida se describen cada uno de los comandos que conforman el menú Ayuda, así como sus íconos correspondientes.

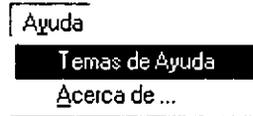


Fig. 4.34. Ventana del menú Ayuda.

Como puede observarse en la Fig. 4.34, el menú Ayuda se subdivide en los siguientes comandos: Temas de Ayuda y Acerca de ..., que se describirán enseguida.

**4.12.5.1. TEMAS DE AYUDA**

Esta opción permite ver los 7 capítulos que conforman este trabajo de tesis, y está estructurado de la siguiente forma: Introducción, Conceptos Básicos, Correlaciones PVT y Ecuaciones de Estado, Descripción del Programa de Cómputo Gas Net, Optimización de Redes de Gas, Aplicaciones de Campo y Conclusiones y Recomendaciones, ver Fig. 4.35.

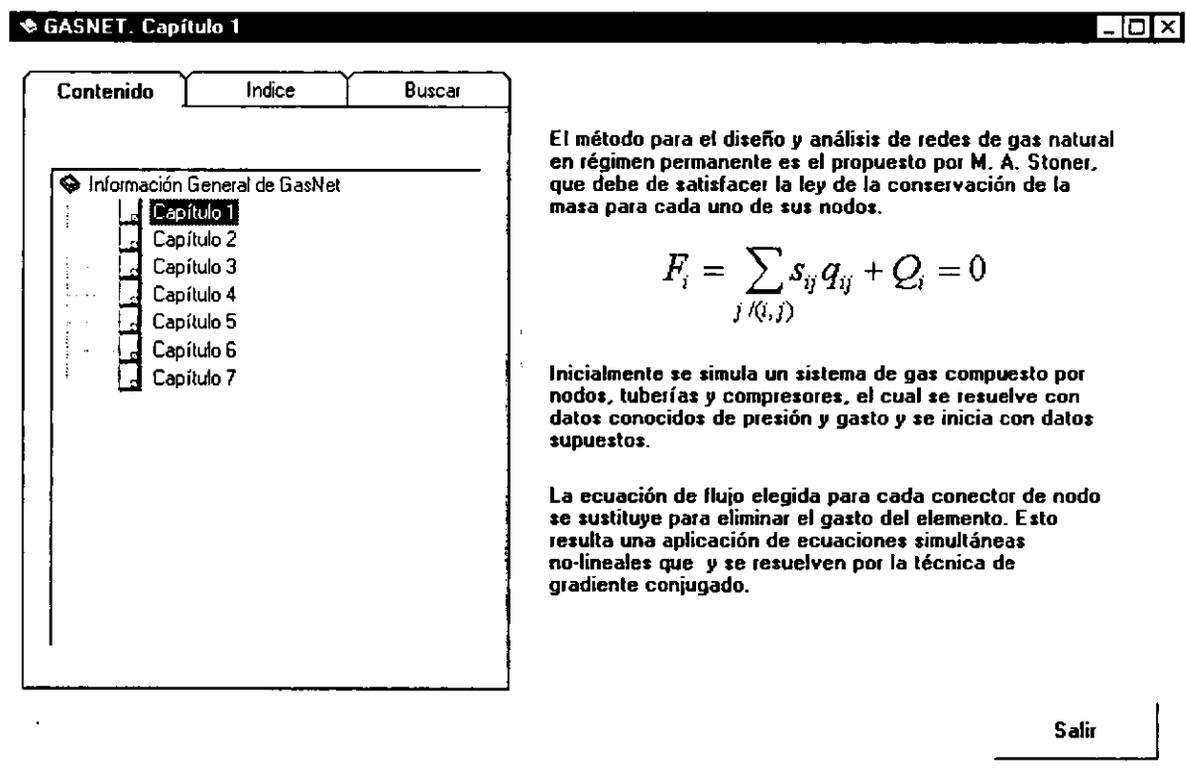


Fig. 4.35. Ventana del comando Temas de Ayuda.

#### 4.12.5.1. ACERCA DE . . .

Al activar esta opción únicamente se mostrará una ventana con información del programa de cómputo, autores y el lenguaje de programación en el que fue desarrollado, ver Fig. 4.36.

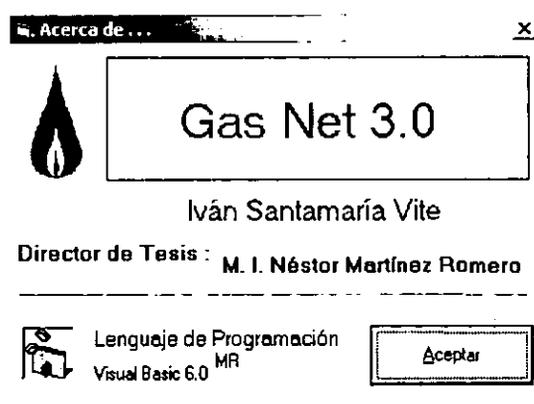


Fig. 4.36. Ventana del comando Acerca de . . .

### 4.13. DESCRIPCIÓN DE LA BARRA DE HERRAMIENTAS DE DISEÑO

La barra de diseño contiene botones para trazar o insertar los elementos que conforman una red de gas (nodos, conectores y compresores), además de que también tiene algunas de sus propiedades (mover y eliminar), ver Fig. 4.37.

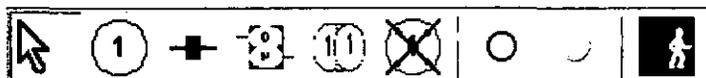


Fig. 4.37. Barra de herramientas de diseño.

#### 4.13.1. BOTONES DE LA BARRA DE DISEÑO

 PUNTERO

Este botón sólo desactiva todas las opciones existentes en la barra de diseño, con este botón activado pueden observarse los datos tanto de los nodos, como de los conectores de una manera práctica y sencilla, que se describirá más adelante en forma conjunta con la barra de estado.

**DIBUJA NODO**

Al activar este botón y al dar un click izquierdo sobre el área de diseño donde se desea colocar el nodo, éste se insertará con el número 1 si es el primero, si no es así, se presentará el número consecutivo al último nodo introducido a la red (el proceso es automático).

**DIBUJA CONECTORES**

Una vez que se han introducido los nodos a la red, al activar este botón se pueden efectuar las conexiones entre éstos. Para realizar dichas conexiones se deberá especificar con un click el nodo del que se parte y éste cambiará a amarillo, indicando que fue seleccionado, después se deberá de dar otro click en el nodo al que se va a conectar y automáticamente aparecerá una línea con un cuadro rojo ubicado en el centro entre los nodos que fueron seleccionados.

**INCLUIR COMPRESOR**

Al pulsar este botón y al dar un click se introducen dos nodos como se observa en la imagen del ícono, que representan un compresor en la red de gas en diseño.

**MOVER NODOS DE LUGAR**

Al activar este botón se tiene la posibilidad de cambiar la posición de los nodos de la red sobre el área de diseño. Al seleccionar el nodo que se desea mover, éste cambiará a color verde y se deberá indicar con el *mouse* la nueva ubicación del nodo y aparecerá con su número original pero en la nueva posición.

**ELIMINAR NODOS O CONECTORES**

Este botón al ser activado permite borrar el nodo o conector que así se requiera, con el solo hecho de seleccionarlo.

○ **Calcula las incógnitas del sistema**

Al término de la carga de información de nodos y conectores se procede a ejecutar el programa mediante este botón. Al activar esta acción se determinarán los valores de todas aquellas incógnitas que así se hayan indicado.

● **Programa detenido**

Dentro del mismo contexto del botón anterior, el presente botón se activará y se tornará en color rojo una vez que se haya ejecutado el programa.

■ **Terminar la sesión**

Por último este botón le permitirá al usuario abandonar la sesión de diseño de redes de gas en Gas Net.

#### 4.14. INTERFASE PARA CARGA DE DATOS

A continuación se realiza una descripción de los componentes que integran la interfase gráfica de Gas Net, para la carga de datos.

##### 4.14.1. CARGA DE DATOS PARA NODOS

En la ventana mostrada en la Fig. 4.38 se registran o insertan los datos de los nodos (nombre del nodo, puntos de alimentación o entrega de gas, puntos de intersección de tubería o puntos terminales de tubería).

Nodo : 1	
Nombre del Nodo	Estación
Gasto (m3/hr)	-2028.6
Presión (bar)	2
Incógnita <input checked="" type="radio"/> Gasto <input type="radio"/> Presión	
Cancelar   Aceptar	

Fig. 4.38. Ventana para introducir los datos de los nodos.

Con respecto al dato del gasto (consumo), al ser un nodo de alimentación se le asignará el signo negativo y el nodo se tornará de color blanco, si se le asigna el signo positivo (tal como se observa en los recuadros con las imágenes de adición o sustracción de masa) los nodos representarán puntos de entrega los cuales se denotarán de color amarillo circundados por un triángulo y para las intersecciones y/o puntos donde termina la tubería sólo se pondrá el valor de cero y el nodo será de color azul.

Cabe mencionar, como ya se ha hecho en este capítulo, que conforme a las consideraciones de Stoner se recomienda poner al menos un valor de presión como dato en un nodo que conforme la red, al igual que poner al menos un valor de gasto como incógnita.

En relación al valor de presión, si se cuenta con su valor real en el punto en estudio, éste se introduce en la caja de texto correspondiente; de no contar con ello se supone uno en referencia a los valores de presión de los nodos más cercanos.

Por último conforme al cuadro de incógnita, en éste se señalará cual es la variable que es dato y cual es la incógnita, dadas las condiciones de la red y que el programa deberá de determinar.

#### **4.14.2. CARGA DE DATOS PARA LOS CONECTORES**

Al igual que la ventana para introducir la información a los nodos, se tiene otra ventana para introducir la información de los conectores (nombre del conector, longitud, tipo de material, diámetro, etc.), para que aparezca esta ventana sólo se da un click en el cuadro rojo que se observa a la mitad de la línea que representa la tubería y que une a dos nodos, dicha ventana se muestra en la Fig. 4.39.

Nombre del Conector	Conector 1
Longitud (m)	75
Relación Dimensional	11
Diámetro Nominal (pg)	160
Diámetro de Flujo	130.8
Gasto (m <sup>3</sup> /hr)	1865.88
Velocidad (m/seg)	19.51
Material	Polietileno
Eficiencia (%)	E 100.0

Gráfica D vs P      Gráfica D vs V      Aceptar

Fig. 4.39. Ventana para introducir los datos de los conectores.

Para la descripción de los componentes que conforman esta ventana se comienza con el nombre del conector; esta opción permite asignar un nombre al conector (tubo) con el fin de ubicarlo o bien para que al momento de imprimir los datos y características de la tubería, el conector aparezca registrado bajo el nombre asignado.

Para la longitud, en esta ventana se tiene una caja de texto donde se introduce el tamaño a lo largo del tramo de tubería que se esté manejando.

Dentro del tipo de tubería, Gas Net maneja tres y son: acero, polietileno y cobre; estos tipos fueron seleccionados debido a que son los tipos de tuberías más empleados en el transporte del gas natural. Los usos del tipo de tubería estarán en función del rango de presión en el que esté operando la línea que transporte gas natural, por ejemplo, si la línea opera con más de  $20 \text{ kg/cm}^2$  (sistema de recolección de gas), que es la presión aproximada a la que se alimentan los anillos de distribución de gas en ciudades y fabricas de gran magnitud; se utiliza tubería de acero con el espesor de pared o la cédulas 40 u 80, especificada de acuerdo al diseño.

Si se tiene una línea de gas operando a menos de  $20 \text{ kg/cm}^2$  (esta cifra dependerá de la empresa que tenga el permiso o la concesión para la distribución de gas) y hasta  $4.2 \text{ kg/cm}^2$  (sistema de transmisión de gas), valor de referencia

establecido en las norma NOM – 003 – SECRE – 1997 “Distribución de gas natural”<sup>(1)</sup> publicada por la Secretaría de Energía por conducto de la Comisión Reguladora de Energía y en la norma No. 2.423.01 de PEMEX “Redes de distribución de gas natural”<sup>(2)</sup> (publicada en el año de 1997), se utilizará tubería de acero cédula 40 o de un espesor más delgado o bien tubería de polietileno de alta densidad.

Si se tiene una presión de operación menor a los 4.2 kg/cm<sup>2</sup> y hasta 1 kg/cm<sup>2</sup> (sistema de distribución de gas), se utiliza tubería de polietileno de media densidad y por último para las instalaciones internas para la distribución de gas en casas habitación a partir del regulador que recibe como mínimo una presión de 1 kg/cm<sup>2</sup> y descarga el gas a una presión de 18 gr/cm<sup>2</sup> se utiliza tubería de cobre. De acuerdo a lo anterior, a continuación se describen las características que se enmarcaron dentro de cada tipo de tubería.

#### TUBERÍA DE ACERO

El espesor de pared de la tubería de acero puede ser especificado en Gas Net de dos formas, la primera consiste en seleccionar un diámetro nominal de la lista del combo correspondiente de la Fig. 4.39 y que puede ser: ¾”, 1”, 1 ¼”, 1 ½”, 2”, 2 ½”, 3”, 3 ½”, 4”, 6”, 8”, 10”, 12”, 14”, 16” 18”, 20” y 24”, después de seleccionarse se especifica si el tubo es cédula 40 u 80 y automáticamente se cargará el espesor y el diámetro de interior (flujo) correspondiente. La segunda forma consiste en seleccionar dentro de la lista anterior la opción *Otro*, y al hacerlo aparecerá la ventana de la Fig. 4.40; en la cual se muestra dos combos, en el primero de la parte superior se tiene un listado de diámetros de tuberías comerciales de acero como: 14”, 16”, 18”, 20”, 24”, 28”, 30”, 34”, 36”, 38”, 42”, 54”, 60”, 72”, 84”, 100”, 120”, 140” y 150”, y en el segundo o inferior se especifica el espesor de pared en pulgadas y que puede ser de: 0.250”, 0.375”, 0.500”, 0.625”, 0.750”, 0.812”, 0.875”, 1.000”, 1.188”, 1.250”, 1.500”, 1.750”, 2.000”, 2.250” ó 2.500”; y al igual que en la primera forma, al seleccionar el diámetro y el espesor automáticamente se cargará el diámetro interior (flujo) correspondiente.

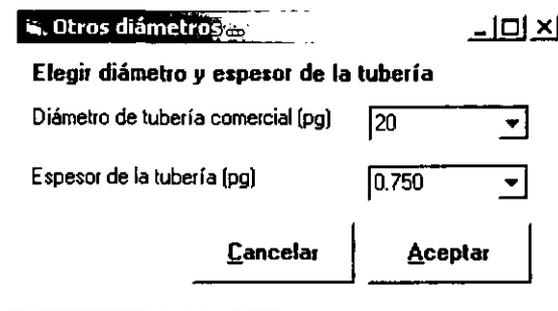


Fig. 4.40. Ventana para seleccionar un diámetro comercial de una tubería de acero, en función del espesor de pared.

La tubería de acero deberá cumplir con lo establecido en la norma oficial mexicana NOM – B – 177 – 1990 “*Tubos de acero con o sin costura, negros galvanizados por inmersión en caliente*” y las normas ANSI – B36 “*Tubos de acero forjado, soldados y sin costura*” y ASTM – A5 39 “*Especificaciones para tuberías de acero enrolado soldado por resistencia eléctrica para tubos de gas*”.

#### TUBERÍA DE POLIETILENO

Si se selecciona la tubería de polietileno, automáticamente aparece la tubería de polietileno SDR – 11, que cuenta con las siguientes características:

---

Presión Máxima de Trabajo,  $kg/cm^2$

SDR (Standard Dimension Ratio)<sup>A</sup> = 11

5.5

PEMD (Polietileno de Media Densidad, 2406)

---

<sup>A</sup> significado en inglés de las siglas SDR, que establece el estándar internacional para la relación adimensional estándar entre el diámetro nominal y el espesor del tubo, tal como se observa en la siguiente expresión:

$$SDR = \frac{d_n}{e_n} \quad (4.1)$$

Sólo se maneja  $SDR - 11$ , ya que en la práctica es el más empleado, debido a que se ajusta mejor a los intervalos de presión de operación que se tienen en las líneas. Por otra parte, el número 2406 es un código de designación de materiales dados por la ASTM (*American Standard for Testing and Materials*, Sociedad Americana de Pruebas y Materiales), y cuyo significado aparece en la Tabla 4.2.

	Número	Descripción
PE 2406	2	Densidad de la resina tipo 2, entre 0.926 y 0.940 gr/cm <sup>3</sup> .
	4	Velocidad de flujo de 0.1 g / 10 min, categoría 4.
	06	Esfuerzo hidrostático de diseño de 630 lb/pg <sup>2</sup> .

Tabla 4.2. Código para tubería de polietileno media densidad 2406 de la ASTM.

Gas Net para la especificación de la Tabla 4.2, tiene los siguientes diámetros comerciales: ½", ¾", 1", 1 ¼", 1 ½", 2", 2 ½", 3", 3 ½", 4", y 6" para el sistema americano y para el sistema europeo 20, 32, 40, 63, 90, 110, 125, 160 y 200 mm para el sistema europeo.

### TUBERÍA DE COBRE

La tubería de cobre tipo "L" recomendable para instalaciones de gas combustible y medicinal, y tomas domiciliarias de agua potable, por especificación cumple con lo que estable la norma oficial mexicana NMX - W - 018 - 1995 "*Tubos de cobre sin costura para conducción de fluidos a presión*"<sup>(3)</sup> y Gas Net para dicha especificación tiene los siguientes diámetros comerciales: ½", ¾", 1", 1 ¼", 1 ½", 2", 2 ½", 3", 3 ½" y 4".

Al momento de especificar que la tubería que se está proponiendo es de cobre, en la parte inferior derecha de la ventana de la Fig. 4.39 automáticamente se activa una caja de texto con el título de *longitud equivalente* y debajo de esta aparece el botón



La tubería de cobre, como se mencionó anteriormente se emplea en instalaciones de baja presión y la caída de presión por accesorios es muy considerable, por lo que se introduce el concepto de longitud equivalente, el cual establece que las caídas de presión por fricción en accesorios pueden ser estimadas de manera aproximada, haciendo que cada accesorio sea sustituido por una longitud de equivalente de tubería recta  $L_e$ , la cual producirá la misma pérdida de presión por fricción que el accesorio real. La longitud equivalente de cada accesorio se le agrega a la longitud de la tubería  $L$  antes de calcular la pérdida de presión total en un sistema dado.

En Gas Net únicamente se introduce la cantidad de accesorios que tiene el tramo en estudio y automáticamente se adhiere la suma de la (s) longitud (es) del (los) accesorio (s) a la longitud equivalente de la tubería, la ventana para introducir dichos accesorios es la que se muestra en la Fig. 4.41.

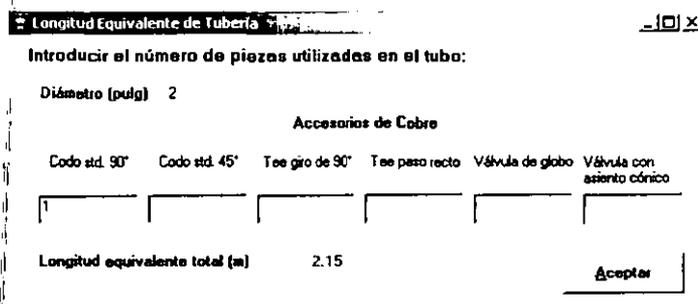


Fig. 4.41. Ventana para introducir los accesorios en una instalación interna.

Los valores aproximados de  $L_e$  de los accesorios más comunes en las instalaciones internas de gas natural y que Gas Net maneja, se presentan en la Tabla 4.3.

## Accesorios de Cobre

Diámetro pg	Codo 90	Codo 45°	Tee giro	Tee paso	Válvula	
			90°	recto	(esfera)	(asiento cónico)
½"	0.60	0.40	0.90	0.20	0.12	2.45
¾"	0.75	0.45	1.20	0.25	0.15	3.65
1"	0.90	0.55	1.50	0.27	0.20	4.60
1 ¼"	1.20	0.80	1.80	0.40	0.25	5.50
1 ½"	1.50	0.90	2.15	0.45	0.30	6.70
2"	2.15	1.20	3.05	0.60	0.40	8.50
2 ½"	2.45	1.50	3.65	0.75	0.50	10.50
3"	3.05	1.80	4.60	0.90	0.60	12.20
3 ½"	3.65	2.15	5.50	1.10	0.70	15.00
4"	4.25	2.45	6.40	1.20	0.80	16.50

Tabla 4.3. Longitud equivalente de accesorios de cobre, m<sup>(4)</sup>.

En el capítulo siguiente se presenta una discusión detallada sobre el diseño de las tuberías en función de los materiales.

Por otra parte, dentro de la Fig. 4.39 también se presenta una caja de texto para introducir el valor de eficiencia de flujo para el conector en cuestión, y para el cual Gas Net asigna un valor por default de 100 %, pero puede modificarse al dar un click en el botón con la letra *E* o bien puede ser calculado a través de Gas Net (dicho cálculo será discutido en el capítulo 5), ver Fig. 4.42.

Factor de Eficiencia (%)

Valor Calculado       Dato

100

Cancelar      Aceptar

Fig. 4.42. Ventana para especificar el valor de eficiencia de flujo de un conector (calculado o como dato).

Respecto a las herramientas que se tienen para los conectores, se cuenta con dos utilerías gráficas que sirven de apoyo en el diseño y son activadas a través de los botones *Gráfica dPp Vs. D* y *Gráfica V Vs. D* (estas opciones se activarán una vez que se haya realizado al menos una corrida).

Para la primer gráfica de caída de presión contra diámetro, Fig. 4.43, podemos observar como afecta la presión al modificar el diámetro del tubo; sin necesidad de volver a ejecutar el programa esta gráfica, permite establecer una idea del diámetro mínimo que se puede usar sin tener tanta caída de presión bajo las condiciones existentes. De la Fig. 4.43 también es importante señalar, que al momento de mover el puntero del *mouse* sobre la gráfica, aparecen en la parte superior derecha las coordenadas de la ubicación especificada (diámetro del conector, caída de presión).

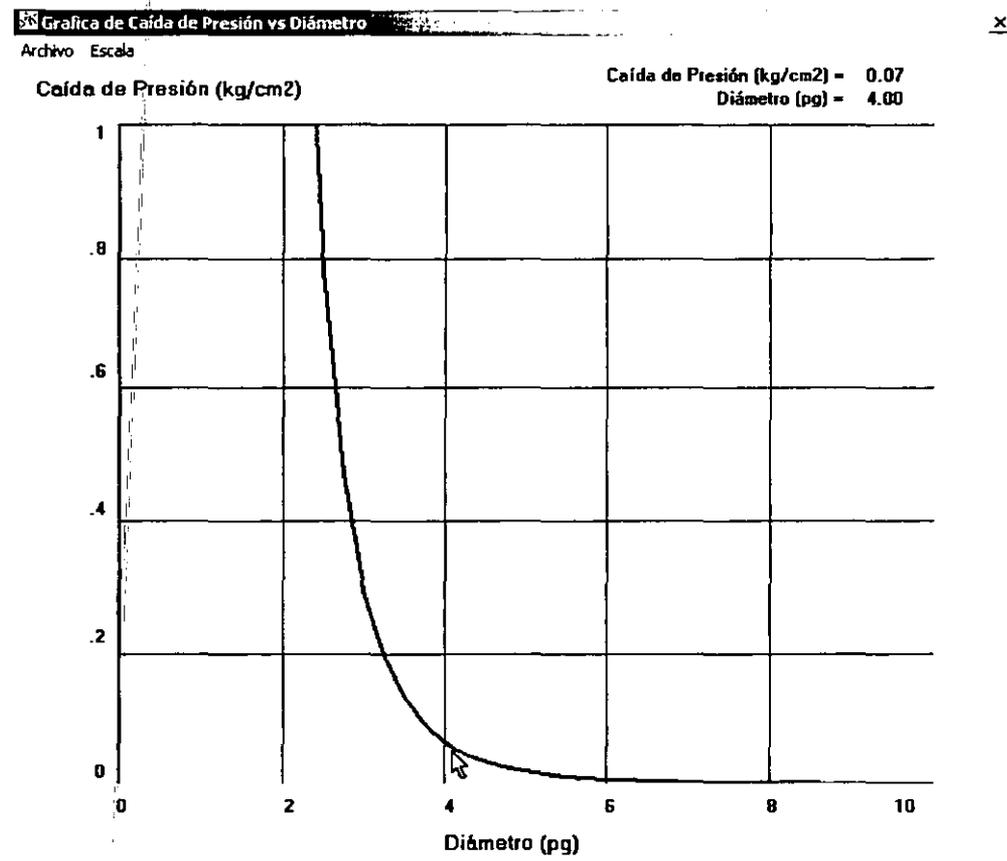


Fig. 4.43. Gráfica de caída de presión vs. Diámetro por conector.

De la misma forma para la segunda gráfica de velocidad contra diámetro, Fig. 4.44, tenemos una situación similar, sólo que para este caso observamos el comportamiento de la velocidad en función de la variación del diámetro, ya que en la distribución de gas por tubería se deben de satisfacer algunas especificaciones en función de la velocidad (dichas especificaciones se describirán en el siguiente capítulo). En la Fig. 4.44 al igual que en la Fig. 4.43 también cabe señalar, que al momento de mover el puntero del *mouse* sobre la gráfica, aparecen en la parte superior derecha las coordenadas de la ubicación especificada (diámetro, velocidad).

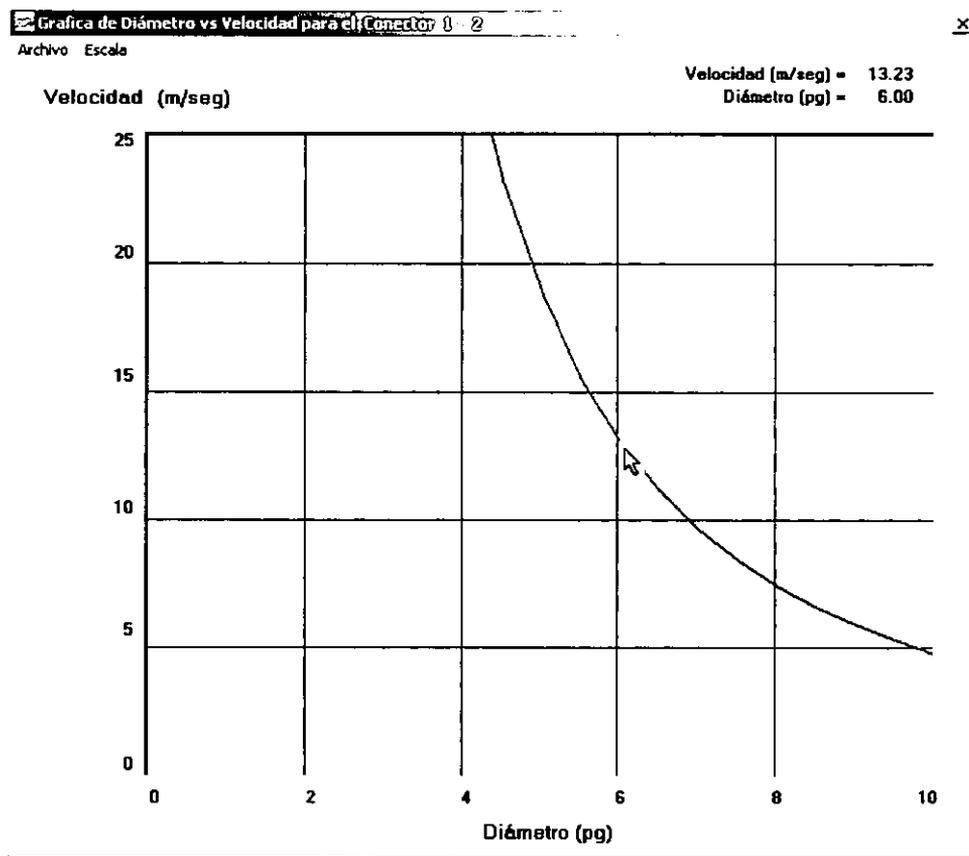


Fig. 4.44. Gráfica de velocidad vs. Diámetro por conector.

Como en las gráficas generales para nodos y conectores, también para las gráficas anteriores se tienen dos menús con las mismas características: menú Archivo que tiene la opción *Salir*, la cual retorna a la tabla de datos de los conectores, menú Escala que tiene la alternativa *Modificar*, en la cual el usuario puede establecer los límites inferiores y superiores de acuerdo al detalle que requiera.

### 4.14.3. CARGA DE DATOS PARA LOS COMPRESORES

Si el tipo de conector es un compresor, como ya se mencionó el gráfico correspondiente es el de dos nodos juntos en color rojo y fondo gris. El nodo de abajo representa la entrada de gas y el de arriba la salida del compresor, la ventana activada al consultar los datos a la entrada del compresor se muestran en la Fig. 4.45.

Nodo : 9 --> Entrada Compresor

Nombre del Nodo

Potencia (HP) ?

P. Succión (psia)

Fig. 4.45. Ventana para introducir los datos de entrada al compresor.

En la cual se proporciona la potencia del compresor en *Hp's* (*Horse Power*, Caballos de potencia) y la presión de succión en  $\text{lb/pg}^2$ . Para la salida del compresor se tiene la ventana mostrada en la Fig. 4.46, en la cual se presenta el gasto que pasa a través del compresor y la presión calculada con la potencia dada.

Nodo : 10 --> Salida Compresor

Nombre del Nodo

Gasto(msfc/día)

Presión (psia)

Incógnita  Presión

Fig. 4.46. Ventana para introducir los datos de salida del compresor.

## 4.15. OTRAS UTILERÍAS GRÁFICAS

A continuación se muestran algunas utilerías o herramientas gráficas que Gas Net posee, para hacer su uso más sencillo y amigable.

### 4.15.1. BARRA DE ESTADO

Dentro del entorno y las aplicaciones de Gas Net, se muestran cuatro diferentes eventos del *mouse* que modificarán el contenido de la barra de estado de la manera siguiente:

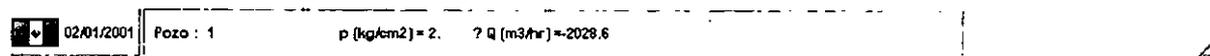
#### EVENTO 1

Si el puntero del *mouse* no está sobre ningún objeto en la pantalla entonces mostrará el mensaje siguiente:



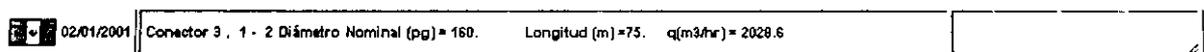
#### EVENTO 2

Si el puntero del *mouse* está colocado sobre algún nodo, la barra de estado presentará los datos de éste como: nombre, presión y gasto, así como también indicará cual se seleccionó como incógnita.



#### EVENTO 3

Si el puntero del *mouse* está colocado sobre un conector, entonces la barra de estado mostrará algunas características del conector como son los nodos que a través de él están unidos, su diámetro, longitud, y el gasto que pasa a través de éste, tal como se observa en la imagen siguiente:



**EVENTO 4**

Si el programa se ha ejecutado, la barra de estado mostrará las mismas características que el Evento 1, a diferencia de que también presentará el tiempo de compilación, como se aprecia en la imagen siguiente:



Finalmente, dentro de las características asociadas con la barra de estado, tenemos una barra de progreso, la cual al momento de estar compilando el programa aparece en forma de una barra de avance en porcentaje, la cual ayudará al usuario a observar qué tanto lleva compilado el programa y en que momento concluirá, esto puede observarse en la imagen siguiente:

**4.15.2. VENTANA DE RESULTADOS**

En la Fig. 4.47, se presenta la ventana de valores datos  y resultados  tanto de presiones y gastos una vez que el sistema converge; también muestra el número de iteraciones que realizaron para llegar a los resultados, el error calculado debido al método de solución del sistema (*"Gradientes Conjugados"*) y la suma de gastos, la cual debe de ser igual a cero debido a que se debe de cumplir el principio de conservación de masa en flujo en régimen permanente.

Resultados					
Nodo	Nombre	Presión (bar)	Gasto (m3/hr)	Función	
1	Estación de Regulación	✓ 2 ?	-2028.6	0	
2		? 1.955982 ✓	0	0	
3		? 1.9002279 ✓	0	0	
4	Unidades F1-F4	? 1.895499 ✓	117.6	0	
5	Unidades F5-F8	? 1.8971725 ✓	117.6	0	
6		? 1.8787894 ✓	0	0	
7	Unidades E1-E2	? 1.8775948 ✓	58.8	0	
Iteraciones		11			
Error		.17169			
Suma de Gastos		0			
		✓ Conocido			
		? Incognita			
			Imprimir	Aceptar	

Fig. 4.47. Ventana para introducir los datos de salida del compresor.

### 4.15.3. ACTIVACIÓN Y DESACTIVACIÓN DE BARRAS DE HERRAMIENTAS Y BARRAS DE DESPLAZAMIENTO

Al dar un click derecho sobre las barras de íconos o la barra de estado se despliega un listado de opciones para activar o desactivar dichas barras para comodidad del usuario, con estos eventos únicamente aparecen o desaparecen dichas barras y la última opción consiste en la activación y desactivación de las barras de desplazamiento (horizontal y vertical), esta opción es útil debido a que en ocasiones se tienen redes muy grandes que requieren una mayor área para su trazo, ver Fig. 4.48.

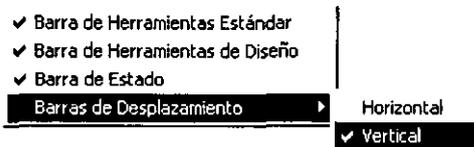


Fig. 4.48. Ventana para activación y desactivación de barras de apoyo.

# 5

## OPTIMACIÓN DE REDES DE GAS

### 5.1. INTRODUCCIÓN

Dentro de la amplia gama de áreas que conforman la industria petrolera, como la exploración de campos, perforación de pozos, explotación y desarrollo de campos, etc. los proyectos se llegan a manejar dentro de proyectos integrales. Es claro que a detalle hay una diversidad de instalaciones que por sí mismas constituyen enormes proyectos, cuya importancia hace imprescindible estudiarlas y evaluarlas antes de decidir su adquisición, construcción, rehabilitación o reconstrucción. Parte de ese conjunto de instalaciones está constituido por los ductos de transporte de gas.

Inmersos en la misma idea, es claro destacar que esencialmente entre los muchos objetivos de la industria, se tiene que desarrollar un análisis de optimación, incluyendo la operación y hasta la modernización de los sistemas de producción, transporte y distribución de hidrocarburos, con el fin de proveer mejores condiciones de eficiencia, oportunidad y seguridad, sin olvidar la protección del ambiente y la sociedad.

La industria petrolera es la industria de los tubos; tubos son los conductos capilares de las rocas, tubos son los pozos, tubos son las toberas de las barrenas, tubos los separadores, tubos los tanques de almacenamiento, tubos los acumuladores de condensados, tubos las torres de destilación, tubos los ductos de transporte, etcétera, y de esos tubos en un sistema de redes de gas pueden nombrarse en particular los gasoductos. En este trabajo a través del programa Gas Net se optimarán mediante el ajuste de variables que intervienen en el diseño y que estarán referidas a estándares, especificaciones y criterios para llegar a un diseño óptimo de toda la red.

## 5.2. PARÁMETROS MAS IMPORTANTES DENTRO DEL DISEÑO DE REDES DE GAS

En la simulación y diseño de las redes de gas, los resultados son de gran importancia para considerar una metodología en la proyección del comportamiento y desarrollo de la infraestructura de producción y transporte actual, así como las futuras necesidades posibles, presentes en los requerimientos operacionales y de calidad que demandan las especificaciones de ingeniería.

Gas Net como programa de cómputo para simular las condiciones de operación y la predicción de su comportamiento bajo diferentes escenarios, es una herramienta de gran utilidad que al aplicarse, combinada con la experiencia de algunos especialistas o personas involucradas en el área gas natural, permite predecir con significativos ahorros de tiempo, las modificaciones necesarias de los principales criterios (parámetros) de diseño. De acuerdo con la consulta de especialistas en materia de gas natural, literatura, manuales de programas de cómputo de redes de gas y la revisión de artículos técnicos, los parámetros más importantes dentro del diseño de las redes de gas son:

- ◆ Composición del gas natural.
- ◆ Presión máxima de operación permisible, *PMOP*.
- ◆ Diámetro de las tuberías que conforman una red de gas.
- ◆ Gasto o consumo de gas a transportar.

Una vez que los parámetros anteriores sean determinados perfectamente se logrará tener un diseño óptimo.

A continuación se describe cada uno de estos parámetros y se especifican las bases, criterios y detalles que se consideraron para su correcta determinación.

### 5.2.1. COMPOSICIÓN DEL GAS NATURAL A TRANSPORTAR

Un primer paso en el diseño de tuberías o compresores de gas, es un análisis del flujo de gas que será transportado o comprimido. Cuando proviene desde el (los) pozo (s) de gas y es transportado a través de las redes de recolección y posteriormente por redes de transmisión, regularmente el gas se presenta como una mezcla de varios componentes (ver Tabla 3.1, Composición típica del gas natural, capítulo 3).

En puntos diferentes de un sistema de gas la cantidad de cada componente cambia dadas las condiciones de presión y temperatura tanto del sistema como las condiciones estándar o atmosféricas y se pueden tener cantidades de líquidos o componentes pesados. Para grandes volúmenes de estos componentes, éstos pueden ser eliminados o removidos en la planta de procesamiento de gas, así el gas en las líneas de transmisión de gas será de una composición controlada y estable.

El metano conforma en gran parte el flujo de gas natural, pero cantidades significantes de etano y propano, pueden también estar presentes, así como cantidades menores de butano, pentano, hexano y componentes pesados. También se presentan en algunos flujos del gas natural componentes como el nitrógeno, el bióxido de carbono y el ácido sulfhídrico, y cada uno de estos componentes tienen propiedades físicas diferentes; el hecho de no usar dichas propiedades en los cálculos involucrados para determinar una mezcla, dará resultados incorrectos. Por lo tanto, es necesario calcular las propiedades físicas de la mezcla antes de conocer el comportamiento de flujo u otros cálculos.

En el cálculo de la gravedad específica de la mezcla, que se requiere en las ecuaciones de flujo de gas (ver ecuación 2.7, capítulo 2), Gas Net involucra todos aquellos componentes antes mencionados, que se carguen para conformar la mezcla que compone al gas natural, en estudio (ver 4.12.2.1.2. composición, capítulo 4).

La gravedad específica de una mezcla, que es un parámetro necesario para los cálculos de flujo de gas, es un ejemplo de cómo las propiedades de una mezcla de gas pueden estar determinadas del análisis de datos del gas. La gravedad específica de una mezcla es la relación del peso molecular de la mezcla entre el peso molecular del aire ( $M_a = 28.96 \text{ lb} / \text{lb} - \text{mol}$ ).

Otras técnicas para determinar la gravedad específica de una mezcla de gas es usar la gravedad específica de los componentes individuales. La gravedad específica de un componente es multiplicada por la fracción de un componente en la mezcla del gas para determinar la contribución de cada componente a la gravedad específica de la mezcla. Entonces estas contribuciones son totalizadas para obtener la gravedad específica de la mezcla.

La cantidad de cada componente en el flujo de gas puede ser determinada usando varios instrumentos, incluyendo el espectrómetro de masa, el análisis de infrarrojos o una cromatografía del gas.

El método más común es el análisis cromatográfico del gas<sup>(1)</sup>; el cual permite establecer la determinación continua de la composición de una mezcla de gas o de sus impurezas. Dicho procedimiento consiste en pasar una muestra del gas en estudio a través de una columna con un gas de acarreo (típicamente helio o aire); los diferentes componentes del gas salen de la columna en intervalos característicos y varios detectores del flujo del gas de acarreo registran la cantidad de cada componente. Este análisis se efectúa a través de muestras de laboratorio, de lotes del gas en estudio o materias primas, las cuales se requieren almacenar en el tiempo que dura el análisis, el cual varía con el cuadrado de la resolución en la determinación de sus componentes.

La información registrada por el cromatógrafo, establece la composición de la mezcla de gas y expresa la cantidad de cada componente como una fracción o porcentaje de la mezcla; la suma de las fracciones de cada componente deber ser igual a uno.

Una composición típica promedio que se inyecta a las líneas de transmisión y distribución de gas natural de Petróleos Mexicanos se muestra en la Tabla 5.1.

Componentes		Fracción molecular, %
Metano	(C <sub>1</sub> )	89.370
Etano	(C <sub>2</sub> )	7.383
Propano	(C <sub>3</sub> )	1.200
<i>i</i> – Butano	( <i>i</i> – C <sub>4</sub> )	0.114
<i>n</i> – Butano	( <i>n</i> – C <sub>4</sub> )	0.201
<i>i</i> – Pentano	( <i>i</i> – C <sub>5</sub> )	0.043
<i>n</i> – Pentano	( <i>n</i> – C <sub>5</sub> )	0.038
Hexano +	(+ C <sub>6</sub> )	0.033
Nitrógeno	(N <sub>2</sub> )	1.005
Dióxido de carbono	(CO <sub>2</sub> )	0.613

Tabla 5.1. Composición típica promedio del gas natural de PEMEX<sup>(2)</sup>.

La densidad relativa correspondiente a la mezcla de gas del cuadro anterior, es de  $\gamma_g = 0.6182$  (adim).

Por otra parte, dicha mezcla deberá de cumplir como mínimo, con las especificaciones que aparecen en el capítulo 5, fracción 5.1 de la norma oficial mexicana NOM – 001 – SECRE – 1997<sup>(3)</sup>, “Calidad del gas natural”, que se describen en la Tabla 5.2. Por otra parte, también se recomienda que dentro de la carga de datos generales se tomen muy en cuenta las condiciones base o estándar (ver descripción del comando 4.12.2.1. Generales, capítulo 4).

Especificaciones				
Propiedades a determinar:	Método	Unidades	Mínimo	Máximo
Poder calorífico en base seca	ASTM D – 1826	MJ/m <sup>3</sup>	35.42	-----
Acido Sulhídrico (H <sub>2</sub> S)	ASTM D – 4468	mg/m <sup>3</sup>	-----	6.10
		ppm	-----	4.40
Azufre total (S)	ASTM D – 4468	mg/m <sup>3</sup>	-----	258
		ppm	-----	200
Humedad (H <sub>2</sub> O)	ASTM D – 1142	mg/m <sup>3</sup>	-----	112
Nitrógeno (N <sub>2</sub> ) + dióxido de carbono (CO <sub>2</sub> )	ASTM D – 1945	% Vol	-----	3
Contenido de licuables a partir del propano	ASTM D – 1945	l/m <sup>3</sup>	-----	0.0059
Temperatura	-----	°K	-----	323
Oxígeno	ASTM D – 1945	% Vol	-----	0.50
Material sólido	-----	-----	Libre de polvos, gomas y de cualquier sólido que pueda ocasionar problemas en la tubería	
Líquidos	-----	-----	Libre de agua y de hidrocarburos líquidos	

Tabla 5.2. Especificaciones que deberá cumplir el gas natural que se inyecte a los sistemas de transporte y distribución de gas natural<sup>(3)</sup>.

Los datos de condiciones estándar son necesarios en los cálculos de gas, para efecto de mejorar la medición debido a que el volumen varía con respecto a esta temperatura y presión. La presión y temperatura base están usualmente estipuladas en la adquisición de los contratos de gas y otros documentos, y Gas Net por default tiene estipuladas como condiciones estándar típicas una presión base de 14.73 lb/pg<sup>2</sup> y una temperatura base de 60 °F.

### 5.2.2. PRESIÓN MÁXIMA DE OPERACIÓN PERMISIBLE, *PMOP*

Un cálculo importante en el diseño de las redes de gas natural, es la determinación de la presión de operación máxima permisible para un tubo, que a su vez es uno de los criterios más importantes para establecer un espesor, cédula o *SDR* (relación dimensional para polietileno), y peso del tubo para que opere en óptimas condiciones de seguridad, de acuerdo a lo establecido por la especificación *ANSI – B36 “Tubos de acero forjado, soldado y sin costura”<sup>(4)</sup>* del *American National Standards Institute (Instituto Nacional Americano de Estándares)* en el año de 1976 para el caso de la tubería de acero y las recomendaciones del *Reporte Técnico TR22 “Usos de la tubería de polietileno”<sup>(5)</sup>* del *PPI – Plastics Pipe Institute (Instituto de tuberías plásticas)* para el caso de la tubería de polietileno. La determinación de la presión máxima de operación permisible es función de cuánto gas puede transportar dicha tubería, además de otros factores de la tubería que se fijan y que dependen de las propiedades físicas y químicas de la misma, desde los grados, espesores, diámetros y pesos estándar de un tubo que son normalmente usados; la presión máxima de operación permisible puede usualmente obtenerse de tablas que contienen especificaciones reconocidas. De otra manera, de acuerdo con los estándares antes mencionados, dichas presiones de diseño pueden determinarse usando fórmulas básicas para calcular los esfuerzos producidos por la presión interna del gas en una tubería. La presión de operación permisible para diámetros de cédulas o relaciones adimensionales *SDR* de tuberías no contenidos en tablas pueden calcularse utilizando estas fórmulas.

Para tuberías de gas en EUA (con más de 100 años de experiencia en el manejo del gas natural), por ejemplo, usan ecuaciones que incluyen factores de diseño que toma en cuenta la presencia de soldaduras longitudinales en el tubo, la localización de la tubería relativa en áreas pobladas y temperaturas altamente excesivas. Todos estos factores abaten la presión máxima de operación permisible, con tal que se tenga un margen de seguridad, con la incorporación de estos factores dentro de la fórmulas básicas.

### 5.2.2.1. TUBERÍA DE ACERO

De acuerdo a lo establecido por el ANSI y lo publicado en la norma oficial mexicana NOM – 007- SECRE – 1999<sup>(6)</sup> "Transporte de gas natural" la tubería de acero debe tener el espesor mínimo de pared requerido para soportar los esfuerzos producidos por la presión interna del gas. La presión máxima de operación permisible es la siguiente:

$$PMOP = \frac{2 \times t \times S \times F \times E_L \times T}{D} \quad (5.1)$$

donde:

S, Resistencia Mínima a la Cedencia *RMC* en kilopascales, kPa. El valor de S en la fórmula anterior para tubos de acero es de 165,500 kPa (24,004.12 lb/pg<sup>2</sup> o 1,688.10 kg/cm<sup>2</sup>) o se puede establecer efectuando pruebas de tensión como se establece también en la especificación del API – 5L del American Petroleum Institute (Instituto Americano del Petróleo), que establece que todos los especímenes de prueba se deben seleccionar al azar y realizar el número de pruebas mostrado en la Tabla 5.3.

10 tramos o menos	1 serie de pruebas para cada tramo.
11 a 100 tramos	1 serie de pruebas para cada 5 tramos, pero no menos de 10 pruebas.
Más de 100 tramos	1 serie de pruebas para cada 10 tramos, pero no menos de 20 pruebas.

Tabla 5.3. Número de pruebas de tensión en especímenes de todas las medidas<sup>(6)</sup>.

t, Espesor de pared mínimo requerido, mm; en caso de que se desconozca este valor, se determinará conforme a lo establecido en la Tabla 5.3A para cédula 40 y Tabla 5.3B para cédula 80.

*PMOP*, Presión máxima de operación permisible en kilopascales, kPa.

*D*, Diámetro exterior especificado para la tubería, mm (ver Tabla 5.3A y Tabla 5.3B).

*F*, Factor de diseño por densidad de población. El factor *F* a utilizar en la Ec. (5.1) se determina de acuerdo con el criterio indicado en la Tabla 5.4. Gas Net utiliza por default un factor de 0.72, con el objeto de brindar un mayor rango de seguridad.

*T*, Factor de corrección por temperatura del gas. El factor debido a la temperatura para tuberías de acero, varía de 1 para temperaturas de operación hasta 250 °F y 0.867 para temperaturas de operación mayores a 250 °F.

*E<sub>L</sub>*, Factor de eficiencia de junta longitudinal para tubos de acero. Los valores de la eficiencia se muestran en la Tabla 5.5, de la cual Gas Net considera el caso de ASTM – A – 53 "Tubería sin costura", debido a que es la más empleada en la industria. Los valores para el factor de eficiencia de junta que se muestran en la Tabla 5.5 se pueden utilizar para tubería fabricada con otro estándar diferente a ASTM o API siempre y cuando se compruebe su equivalencia a estándares. También en caso de que el tipo de junta longitudinal no pueda ser determinada, se debe usar el factor de la categoría de A o B, que aparece en la parte inferior de la Tabla 5.5 y en ningún caso debe exceder el valor designado. Cuando la tubería se fabrica mediante otro método de soldadura longitudinal el valor del factor variará entre 0.6 y 0.8, mismo que deberá ser usado para calcular la presión máxima de operación permisible.

Medida nominal de la tubería, pg	Diámetro exterior, mm	Espesor, mm	Diámetro interior, mm
½	21.3	2.77	15.8
¾	26.7	2.87	21.0
1	33.4	3.38	26.6
1 ¼	42.2	3.56	35.1
1 ½	48.3	3.68	40.9
2	60.3	3.91	52.5
2 ½	73.0	5.16	62.7
3	88.9	5.49	77.9
3 ½	101.6	5.74	90.1
4	114.3	6.02	102.3
6	168.3	7.11	154.1
8	219.1	8.18	202.7
10	273.0	9.27	254.5
12	323.9	10.31	303.3
14	355.6	11.13	333.3
16	406.4	12.70	381.0
18	457.2	14.27	428.7
20	508.0	15.09	477.8
24	609.6	17.48	574.6

Tabla 5.3A. Diámetros internos, diámetros externos y espesores para tubería de acero  
cédula 40 (según ANSI B36.10 y BS 1600 de 1970) <sup>(5)</sup>.

Medida nominal de la tubería, pg	Diámetro exterior, mm	Espesor, mm	Diámetro interior, mm
½	21.3	3.73	13.8
¾	26.7	3.91	18.9
1	33.4	4.55	24.3
1 ¼	42.2	4.85	32.5
1 ½	48.3	5.08	38.1
2	60.3	5.54	49.2
2 ½	73.0	7.01	59.0
3	88.9	7.62	77.9
3 ½	101.6	8.08	85.4
4	114.3	8.56	97.2
6	168.3	10.97	146.4
8	219.1	12.70	193.7
10	273.0	15.09	242.8
12	323.9	17.47	289.0
14	355.6	19.05	317.5
16	406.4	21.44	363.5
18	457.2	23.82	409.6
20	508.0	26.19	455.6
24	609.6	30.96	547.7

Tabla 5.3B. Diámetros internos, diámetros externos, y espesores para tubería de acero  
cédula 80 (según ANSI B36.10 y BS 1600 de 1970) <sup>(5)</sup>.

Clase de localización	"F"	Criterio de Clase
1	0.72	Área unitaria que cuenta con 10 ó menos construcciones, o aquella en la que la tubería se localice en la superficie de las ciudades, poblados agrícolas o industriales.
2	0.60	Área unitaria que cuenta con más de 10 y menos de 50 construcciones.
3	0.50	<p>Área unitaria en la que se registra alguna de las características siguientes:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>a) Cincuenta o más construcciones destinadas a ocupación humana o uso habitacional.</li> <li>b) Una o más construcciones ocupadas normalmente por 20 personas o más a una distancia menor de 100 m del eje de la tubería</li> <li>c) Área libre bien definida, a una distancia menor de 100 m del eje de la tubería y que dicha área sea ocupada por 20 o más personas durante su uso normal, tal como un campo deportivo, un parque de juegos, un teatro al aire libre u otro lugar público de reunión.</li> <li>d) Áreas destinadas a fraccionamientos y/o comercios en donde se pretende instalar una tubería a una distancia menor de 100 m aún cuando al momento de construirse, solamente existan edificaciones en la décima parte de los lotes adyacentes al trazo.</li> <li>e) Un área que registre un tránsito intenso o se encuentren instalaciones subterráneas a una distancia menor de 100 m de donde se pretenda instalar una tubería. Se considera de tránsito intenso un camino o carretera pavimentada con un flujo de 200 o más vehículos en una hora pico de aforo.</li> </ul>
4	0.40	Área unitaria en la que se localicen edificios de cuatro o más niveles, donde el tránsito sea intenso o bien, existan otras instalaciones subterráneas.

Tabla 5.4. Valores para el factor de población F de acuerdo al criterio de clase seleccionado<sup>(5)</sup>.

Especificación	Clase de tubo	Factor de eficiencia de junta longitudinal, $E_L$
<b>ASTM A 53</b>	Sin costura	1.00
	Soldado por resistencia eléctrica	1.00
	Soldado a tope en horno	0.60
<b>ASTM A 106</b>	Sin costura	1.00
<b>ASTM A 333 / A 333 M</b>	Sin costura / Soldado por resistencia eléctrica	1.00
<b>ASTM A 381</b>	Soldado con doble arco sumergido	1.00
<b>ASTM A 671</b>	Soldado por fusión eléctrica	1.00
<b>ASTM A 672</b>	Soldado por fusión eléctrica	1.00
<b>ASTM A 691</b>	Soldado por fusión eléctrica	1.00
<b>API 5L</b>	Sin costura	1.00
	Soldado por resistencia eléctrica	1.00
	Soldado por "flasheo" eléctrico	1.00
	Soldado por arco sumergido	1.00
	Soldado a tope en horno	0.60
<b>A</b>	Tubos mayores a 101 mm de diámetro	0.80
<b>B</b>	Tubos de 101 mm de diámetro o menores	0.60

Tabla 5.5. Valores para el factor de eficiencia de junta longitudinal soldada,  $E_L^{(6)}$ .

### 5.2.2.2. TUBERÍA DE POLIETILENO

Al diseñar las redes de conducción de gas con tuberías de polietileno, se deberá verificar que la presión de operación no exceda la presión máxima de operación permisible del tubo, la cual se determina con la fórmula siguiente:

$$PMOP = \frac{2 St}{D \times T} \times F \quad (5.2)$$

o bien:

$$PMOP = \frac{2 S}{SDR - 1} \times F \quad (5.3)$$

*SDR*, Relación de dimensión estándar (*SDR* = 11, para *PEMD* 2460).

*PMOP*, Presión máxima de operación permisible para el polietileno, lb/pg<sup>2</sup>.

*S*, Base de diseño hidrostático en lb/pg<sup>2</sup> a 73.4 °F, es de 1,250 lb/pg<sup>2</sup> para la tubería plástica de polietileno de media densidad (*PEMD* 2460).

*t*, Espesor mínimo especificado de pared, pg.

*D*, Diámetro exterior especificado en pg. En caso de que se desconozca este valor, se determinará conforme a lo establecido en la Tabla 5.6A y la Tabla 5.6B.

*F*, Factor de diseño para tubería de plástico. El factor de diseño para el uso de tubería de plástico en la distribución de servicios de gas es de 0.32.

<sup>1</sup> Esta ecuación también se utiliza para calcular el espesor de pared de la tubería requerido para una presión de operación dada y un diámetro dado.

Medida nominal de la tubería, pg	Diámetro exterior, mm	Espesor, mm	Diámetro interior, mm
½	21.3	-----	-----
¾	26.7	2.4	21.9
1	33.4	3.0	27.4
1 ¼	42.2	3.8	34.6
1 ½	48.3	4.4	39.5
2	60.3	5.5	49.3
4	114.3	10.4	93.5
6	168.3	15.3	137.7

Tabla 5.6A. Diámetros y espesores para tubería de polietileno de media densidad, SDR 11 (PEMD 2406), sistema americano, diámetro nominal, pg<sup>(7)</sup>.

#### LIMITACIONES DE DISEÑO PARA TUBERÍA DE POLIETILENO<sup>(8)</sup>

- ◆ La presión de diseño para tubería de plástico usada en sistemas de distribución no puede exceder 100 lb/pg<sup>2</sup>.
- ◆ No podrá usarse tubería de plástico donde la temperatura de operación de dicha tubería sea: menor de 20 °F o mayor de 140 °F para tubería termoplástica (si la tubería está clasificada para esta temperatura máxima).
- ◆ El espesor de la pared de tubería termoplástica no podrá ser menor de 0.062 pg.

Medida nominal de la tubería, mm	Diámetro exterior, mm	Espesor, mm	Diámetro interior, mm
20	20.0	2.0	16.0
32	32.0	3.0	26.0
40	40.0	3.7	32.6
63	63.0	5.8	51.4
90	90.0	8.2	73.6
110	110.0	10.0	90.0
125	125.0	11.4	102.2
160	160.0	14.6	130.8
200	200.0	18.2	163.6

Tabla 5.6B. Diámetros y espesores para tubería de polietileno de media densidad, SDR 11 (PEMD 2406), sistema europeo, diámetro nominal, mm <sup>(9)</sup>.

Existen otras especificaciones y limitaciones que pueden aplicar a tuberías a presión. Las limitaciones sobre la presión de operación pueden ser debidas al fluido que se esté transportando. Por ejemplo, las tuberías que transportan gas LP y los líquidos del gas natural deberán ser operadas a presiones por arriba de la presión de vapor del fluido.

La presión de operación es un criterio importante en el diseño de tuberías de CO<sub>2</sub>. En todos los casos las presiones especificadas en códigos y regulaciones aplicadas no debe ser excedida. Las regulaciones de seguridad de tuberías especificadas por el PPI, Instituto de Tubería Plástica, puntualizan una fórmula de diseño diferente para tubería plásticas.

## 5.2.2.3. TUBERÍA DE COBRE TIPO "L"

Este tipo de tubería es usada con frecuencia en la distribución de gas a clientes residenciales o domésticos, y su presión de operación varía entre 1 kg/cm<sup>2</sup> a 4.2 kg/cm<sup>2</sup>, su presión máxima de operación permisible es mucho mayor a este rango (ver Tabla 5.7), por lo que no se tienen relaciones para determinar ésta, como en el caso de la tubería de acero o de polietileno, y sólo se emplea en exteriores debido a que el sello entre las juntas es para bajas presiones, para altas presiones se emplea tubería de acero (electrosoldadura) o bien el polietileno (unido a través de los procesos de termofusión o electrofusión). En la Tabla 5.7 se muestran características de los diámetros más comerciales de la tubería de cobre como son: espesores nominales, presiones máximas de operación permisible y presiones de ruptura.

Diámetro Nominal, pg	Diámetro		Espesor Nominal, mm	PMOP, kg/cm <sup>2</sup>	Presión mínima ruptura, kg/cm <sup>2</sup>
	Exterior, mm	Interior, mm			
½	15.87	13.85	1.01	51.54	257.70
¾	22.22	19.94	1.14	40.84	204.20
1	28.57	26.03	1.27	35.51	177.55
1 ½	41.27	38.23	1.52	29.46	147.30
2	53.97	50.43	1.77	25.80	149.00
4	104.77	99.19	2.79	21.00	105.00

Tabla 5.7. Características de la tubería de cobre de acuerdo a la norma oficial mexicana NMX - W 18, certificada por el ASTM B - 88.

La letra "L" es referida al tipo de cobre especificado por el Código Internacional de Identificación que sólo establece que es aplicable a instalaciones de gas, instalaciones de gas combustible y medicinal, y también puede utilizarse en tomas de agua potable (tomas de servicio, también llamadas acometidas).

### 5.2.3. DETERMINACIÓN DEL DIÁMETRO ÓPTIMO

El cálculo de las caídas de presión y el gasto dependen directamente del diámetro de la tubería. Por lo que a Gas Net se refiere, éste necesita como preliminar un diámetro de tubería, el cual se establecerá a través de la selección de éste en los listados que aparecen de acuerdo al tipo de material seleccionado (acero, polietileno, o cobre, ver en el capítulo 4, el apartado 4.14.2 *Carga de datos para los conectores*). Posteriormente, una vez que se introduce el resto de los datos que se requieren para efectuar la simulación, se ejecuta el programa y se determinan las presiones o gastos que en su momento así se hayan seleccionado.

Conociendo el gasto requerido y suponiendo una caída de presión razonable basada en la experiencia, el diseño propuesto se establecerá con el diámetro de tubería que se haya establecido como punto inicial.

Después de haber hecho estos cálculos, un cambio en el diámetro de tubería puede ser necesario para ajustar la presión máxima permisible de operación, o un cambio en el espesor de pared de la tubería puede necesitarse para conocer los requerimientos dictados por la presión permisible de operación, pero existe otro parámetro de mayor peso para ajustar el diámetro en función de la obtención de una menor caída de presión logrando con esto evitar la formación de cuellos de botella, dicho parámetro es la velocidad del flujo de gas.

En un principio se efectuaba el ajuste del diámetro a través de lo que se observaba en la gráfica de caída de presión contra diámetro (ver en el capítulo 4, el apartado 4.14.2 *Carga de datos para los conectores*).

Más tarde un especialista en materia de gas, al observar las aplicaciones que eran posibles desarrollar con Gas Net, comentó que en las líneas de distribución de Francia, su país de origen (país con 50 años de experiencia en el manejo del gas natural por tubería), las redes de distribución de gas se diseñaban bajo el criterio de una velocidad de flujo menor a 20 m/seg (62.65 pie/seg), no conocía con precisión la razón, pero comentó que todo diseño siempre se desarrollaba bajo dicho criterio.

Con base en lo anterior se investigó tanto en libros, como en manuales de otros programas de diseño, cómo se determinaba la velocidad del gas y se encontraron varias expresiones, pero de acuerdo a las consideraciones que los autores realizaban para llegar a la ecuación de la velocidad del flujo de gas, la expresión que contemplaba más parámetros del comportamiento del gas natural, fue la expresión presentada en el manual del usuario del programa de cómputo para diseñar redes de gas *Gas Works<sup>TM</sup>* de *Bradley B. Bean<sup>(10)</sup>* (esta ecuación no presentó ninguna referencia a otro autor, por lo que la referencia se le atribuye a éste), cuya expresión es la siguiente:

$$V_g = 0.508 \times Q \frac{p_o T}{p T_o D^2} \quad (5.4)$$

donde el gasto  $Q$  está en MPCD,  $T$  y  $T_o$  en °F, tanto  $p$ , como  $p_o$  esta en lb/pg<sup>2</sup> y  $D$  en pg que son las unidades para el sistema 1, y ya para los sistemas 2 y 3, únicamente se efectúan las conversiones correspondientes.

Con la expresión para determinar la velocidad, se procedió a programar la Ec. (5.4) dentro de Gas Net y se observó paralelamente que al estar por debajo de los 20 m/seg las caídas de presión son totalmente aceptables, y al exceder los 20 m/seg las caídas de presión eran completamente considerables (cuellos de botella). Por ejemplo, en la gráfica mostrada en la Fig. 5.1 puede observarse el comportamiento de la velocidad contra el diámetro para el conector 1 – 2, de la red ejemplo mostrada en el capítulo 4, apartado 4.12.1.5.3., donde se tiene que para diámetros menor de 5" se tendrán velocidades mayores a los 20 m/seg.

En la Fig. 5.1. también puede observarse que la gráfica es sensible al movimiento del puntero del *mouse*, esto es, que al momento de pasar el puntero sobre la gráfica, se muestran en la parte superior derecha las coordenadas de la ubicación seleccionada; en este caso, se nota que el puntero está colocado en el punto con 4.9  $\mu\text{g}$  y 20.01 m/seg.

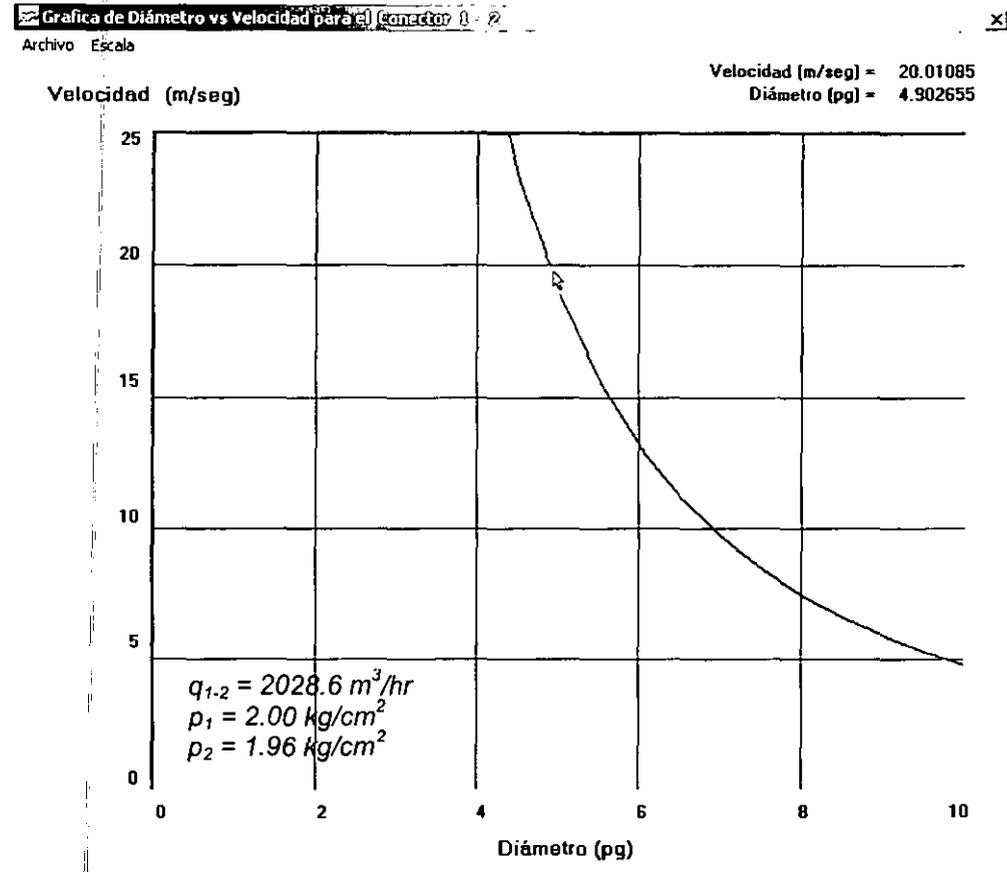


Fig. 5.1. Gráfica del diámetro vs. velocidad del conector 1 – 2.

Para la gráfica de caída de presión contra diámetro (ver Fig. 5.2), se observa lo comentado, es decir, para el conector 1 – 2, para la misma red ejemplo presentada en el capítulo 4, apartado 4.12.1.5.3.; muestra que para diámetros menores de 5" las caídas de presión comienzan a ser muy significativas, además, en la práctica las tuberías de 5" no son muy comerciales e inclusive existen muy pocos accesorios (codos, tee, válvulas, etc.), por lo que se elige el diámetro inmediato superior 6".

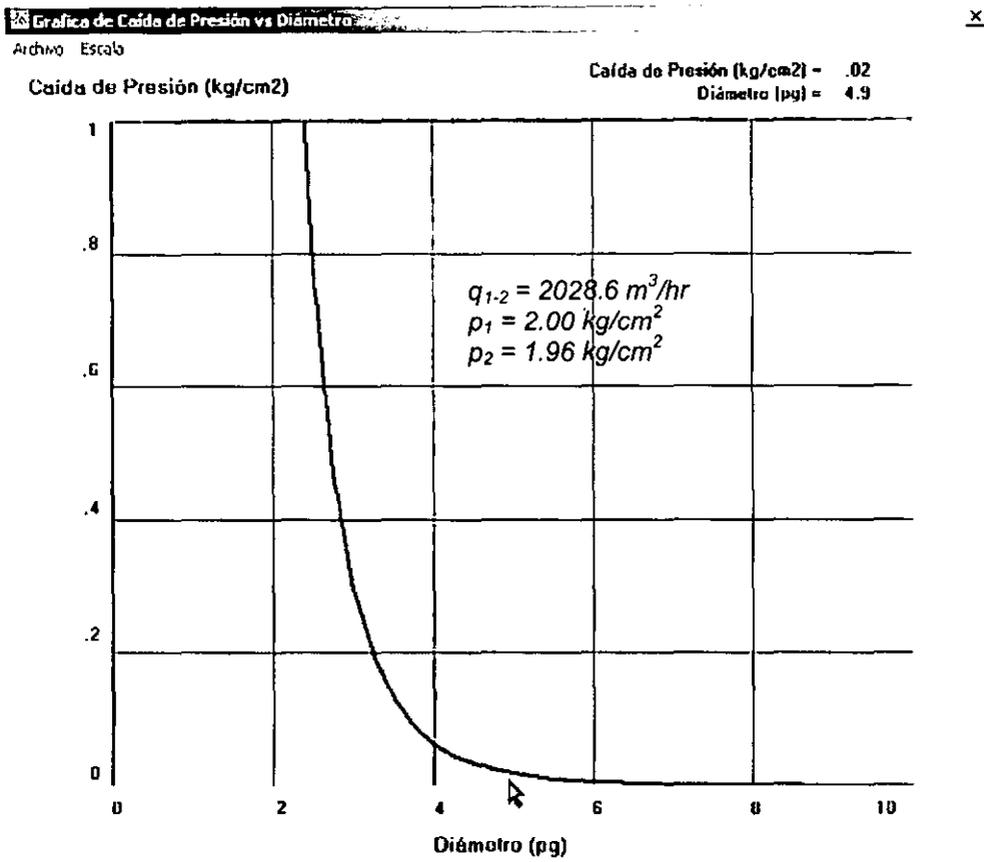


Fig. 5.2. Gráfica de caída de presión vs. Diámetro, para el conector 1 – 2, para el ejemplo citado.

Dentro de las recomendaciones sobre las prácticas de transmisión y distribución de gas del Instituto de Ingenieros de Gas de Inglaterra<sup>(11)</sup> se encontró la misma consideración, donde se mencionaba que la velocidad del gas no debe exceder los 20 m/seg, debido a que con mayores velocidades, se tiene una eficiencia baja en los reguladores de las estaciones de regulación (y/o medición), y así como también se rebasa el límite de ruido generado por las mismas, que es de 85 decibeles.

H. Dale Beggs<sup>(12)</sup> establece que a velocidades mayores a 20 m/seg, el gas en las tuberías puede causar problemas de erosión. Beggs determinó que al excederse dicha velocidad se puede ocasionar que exista una fricción considerable entre pequeñas partículas sólidas presentes en el gas y las paredes del tubo.

Al utilizar Gas Net con las características de la (s) tubería (s), presiones de alimentación, temperatura y volumen de gas a transportar, al detectar una velocidad mayor a los 20 m/seg, automáticamente Gas Net arrojará una gráfica con el de perfil de velocidad en todos los conectores que conforman la red contra nombre o número de conector, con un botón en la parte inferior con la leyenda de *Ubicar conectores críticos*, ver Fig. 5.3.

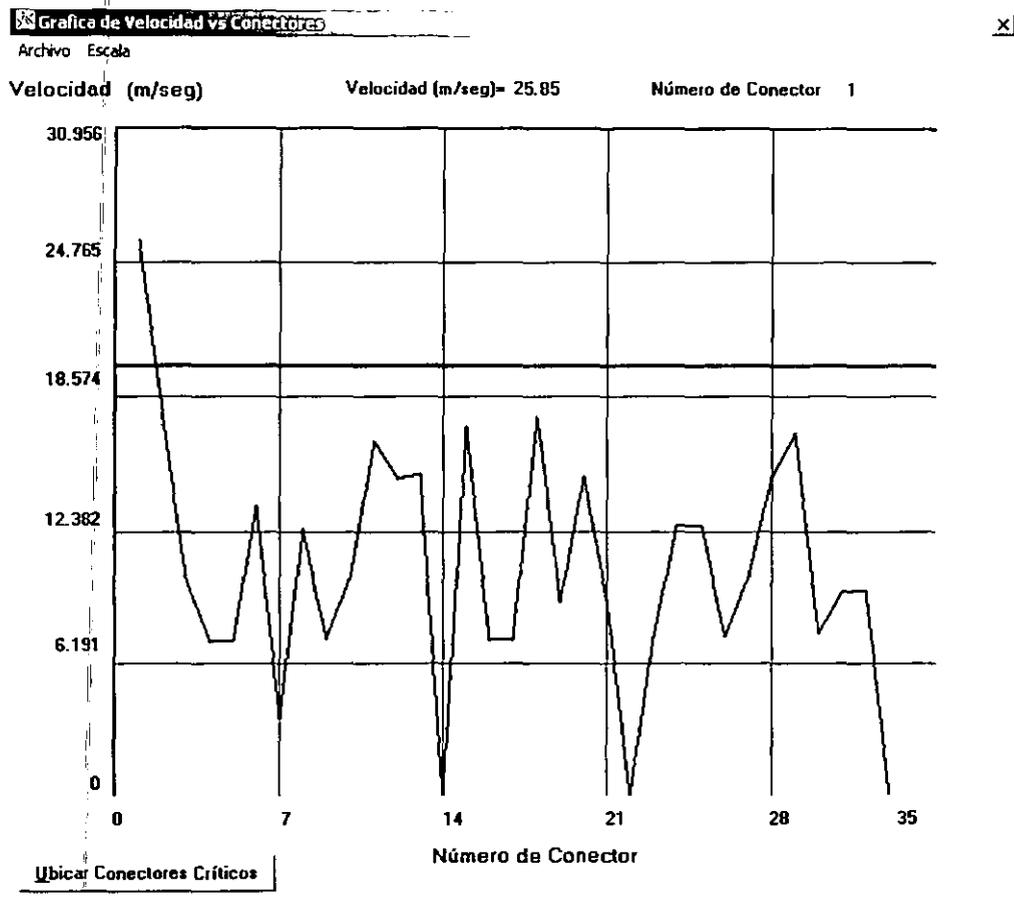


Fig. 5.3. Gráfica de Velocidad vs. Número de Conector.

Una vez que se activa el botón *Ubicar conectores críticos*, aparecerán los conectores que no cumplen tal especificación, señalados con un tache en color blanco sobre un círculo de color rojo ⊗, ver Fig. 5.4.

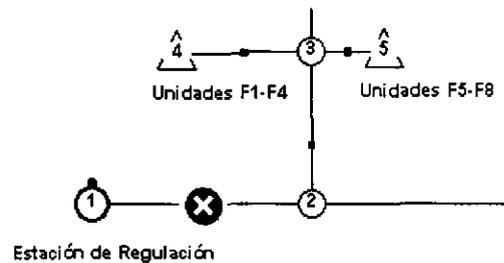


Fig. 5.4. Representación gráfica de conectores que no cumplen con la especificación de velocidad de flujo (20 m/seg).

Al dar click izquierdo sobre el círculo con el tache en blanco, se puede modificar el diámetro, al inmediato superior y se realiza otra simulación hasta que la velocidad no exceda los 20 m/seg, esto puede observarse en la gráfica de velocidad contra diámetro del conector, ver Fig. 5.1. Si el círculo es de color verde, implica que el conector no acredita el criterio de PMOP; esto es, que la presión de operación en la línea es mayor que la PMOP, por lo que se deberá incrementar el espesor o cédula del tubo, para acreditar dicho criterio.

#### 5.2.4. CÁLCULO DEL GASTO

Dentro de todos los parámetros que intervienen en el cálculo del gasto, tal como se observa en la Ec. (2.7) del capítulo 2, existen cuatro variables que tienen un peso predominante para su determinación y son:

- ◆ Composición del gas natural (o bien densidad relativa del gas)
- ◆ Diámetro de la tubería
- ◆ Factor de compresibilidad del gas,  $Z$
- ◆ Eficiencia de flujo

y debido a que tanto la primera y segunda variable fueron ya descritas en los puntos 5.2.1. y 5.2.3., respectivamente; a continuación se detalla como se calculan y que técnicas se utilizan para obtener el factor de compresibilidad y la eficiencia de flujo.

### 5.2.4.1. CÁLCULO DEL FACTOR DE COMPRESIBILIDAD DEL GAS, Z

Para el cálculo del factor de compresibilidad del gas a transportar, se consideran condiciones isotérmicas (ver 4.9 Respecto a las redes de transporte gas, capítulo 4), esto es, la temperatura de flujo se toma como constante, por lo que sólo se analizará el efecto que ejerce la presión sobre dicho factor. Por otra parte, Z se requiere para determinar el gasto que pasa a través de una tubería, por lo que se necesita una sola presión representativa de dicha tubería, que algunos autores estiman como el promedio aritmético de la presión al inicio y al final del tramo, es decir,  $\bar{p} = (p_i + p_j) / 2$ , ya que se tienen los mismos resultados al efectuar  $\bar{Z} = (Z_i + Z_j) / 2$ , que calcular Z con la presión promedio aritmética. El Dr. Chi U. Ikoku<sup>(13)</sup> encontró que la consideración anterior sólo aplica en sistemas de distribución de gas a baja presión, ya que para sistemas de recolección y transporte de gas a alta presión el comportamiento no es lineal como en el caso anterior, y propone una relación para la presión media:

$$\bar{p} = \frac{2}{3} \left[ \frac{p_i^3 - p_j^3}{p_i^2 - p_j^2} \right] \quad (5.5)$$

M. B. Standing<sup>(14)</sup> establece, que para redes de distribución con presiones de operación menores a 100 lb/pg<sup>2</sup> los valores de Z son cercanos a 1 y las variaciones son despreciables, debido a esto Gas Net utiliza  $Z = 1$ , para cuando se presente dicha situación.

Para presiones mayores a las 100 lb/pg<sup>2</sup>, como se ha descrito dentro del capítulo 3, *Correlaciones PVT y Ecuaciones de Estado*, Gas Net presenta la posibilidad de elegir entre las diversas correlaciones y ecuaciones, dependiendo de la información con la que se cuente del gas natural a transportar, es decir, si sólo se cuenta con el valor de densidad relativa del gas a manejar se tendrán los siguientes correlaciones PVT para el cálculo del factor de compresibilidad:

- i) A. M. SAREM, 1961
- ii) J. PAPAY, 1968
- iii) R. W. HANKINSON, L. K. THOMAS Y K. A. PHILLIPS, 1969
- iv) K. R. HALL Y L. YARBOROUGH, 1973
- v) J. P. BRILL Y H. D. BEGGS, 1974
- vi) P. M. DRANCHUK, R. A. PURVIS Y D. B. ROBINSON, 1974
- vii) P. M. DRANCHUK Y J. H. ABU-KASSEM, 1975
- viii) V. N. GOPAL, 1977

Cabe mencionar que Gas Net posee filtros en función de los rangos de temperatura y presión pseudocríticas especificados por los autores de las correlaciones, para los cuales su correlación es válida (dichos rangos se especifican dentro del desarrollo de cada correlación en el capítulo 3), si la correlación no aplica para las condiciones que se presentan en la red en estudio, Gas Net enviará un mensaje para que el usuario elija otra correlación, tal como el que se muestra en la Fig. 5.5.

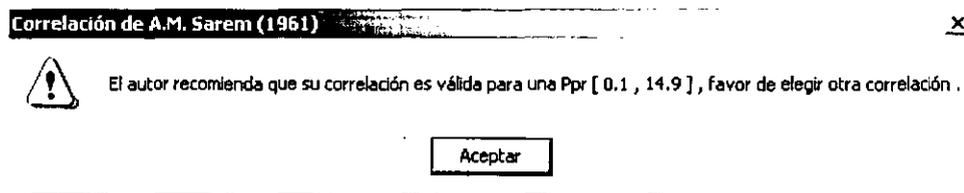


Fig. 5.5. Mensaje de advertencia para indicar que las condiciones de operación de la red en estudio, no cumplen las especificaciones del autor de la correlación PVT.

Por otra parte, si se cuenta con la composición del gas natural a manejar, se puede efectuar un cálculo más preciso del factor de compresibilidad  $Z$  a través de las ecuaciones de estado siguientes (desarrolladas ampliamente en el capítulo 3):

- I) REDLICH – KWONG, 1948
- II) SOAVE – REDLICH – KWONG, 1981
- III) PENG – ROBINSON, 1982

**5.2.4.2. FACTOR DE EFICIENCIA DE FLUJO,  $E$** 

Cuando se diseña un sistema de recolección o de transporte de gas, dentro del cálculo del gasto de gas utilizando la ecuación de Weymouth simplificada (ver Ec. 2.7, capítulo 2), interviene un parámetro denominado eficiencia de flujo  $E$ , el cual es un factor de ajuste para compensar los efectos de corrosión, erosión, rugosidad e incrustaciones, que se consideran en la deducción de la ecuación de flujo, de tal forma que los resultados que se obtengan deben ser corregidos para obtener el gasto real, los valores de eficiencias de flujo de gas más empleados, se muestran en la Tabla 5.8.

<b>Tipo de gas en la tubería</b>	<b>Contenido de líquido (gal / 10<sup>6</sup> pie<sup>3</sup>)</b>	<b>Eficiencia de Flujo, <math>E</math>, (fracción)</b>
Gas seco	0.10	0.92
Gas húmedo	7.20	0.77
Gas y condensado	800.00	0.60

*Tabla 5.8. Valores de eficiencias de flujo  $E$  establecidos por el Dr. Ikoku, 1984<sup>(13)</sup>.*

Con base a lo que se observa en la Tabla 5.8, se debe tener especial cuidado en el manejo del gas y condensado, ya que presentan altas concentraciones de líquidos y se tienen condiciones de flujo en dos fases (bifásico), por lo que, las ecuaciones ya no representan los comportamientos complejos de este tipo de flujo, y se deberán utilizar diferentes ecuaciones de flujo e inclusive en régimen transitorio. En cuanto a Gas Net se refiere, en la versión anterior (Gas Net 2.0) dentro de los datos generales de la red, se introducía un valor de eficiencia de flujo para toda la red, de entrada se recomendaba utilizar un valor de 0.92, si éste no era introducido, el programa lo asignaba por default.

En este trabajo (Gas Net 3.0), se pretende en primera instancia asignar un valor de eficiencia por conector (tubo); pero posteriormente, dentro de la revisión de artículos y publicaciones en materia de gas, se encontró un artículo de L. Mattar y K. Zaoral de la Sociedad de Ingenieros Petroleros Canadienses<sup>(15)</sup> llamado "*Gas pipeline efficiencies and pressure gradient curves*" (Curvas de gradientes de presión y de eficiencias de flujo en tuberías de gas), el cual muestra varias gráficas construidas a partir de los datos siguientes: diámetro nominal de tubería entre 2 y 18 pg (52 y 438 mm), niveles de presión del gas entre las 50 y 2000 lb/pg<sup>2</sup> (345 y 13,790 kPa), rugosidad de la tubería entre 0.0018 y 0.0006 pg (0.0457 y 0.015 mm), temperatura del gas entre los 32 y 60°F (0 y 15.5 °C), densidad relativa del gas entre 0.6 y 0.8 y un gasto entre los 0.1 y 100 MMPCD (2.8 y 2800 MM<sup>3</sup>PD), para las ecuaciones de flujo de Weymouth, Panhandle A y Panhandle B (o modificada).

De las gráficas reportadas en el artículo anterior, para la ecuación de flujo de Weymouth se tienen 2 de ellas, la primera para tuberías de rugosidad 0.0018 pg (tubería de acero) y la segunda para tuberías de rugosidad 0.0006 pg (tubería de polietileno), de esta información se procedió a leer puntos de las curvas que aparecen en dicha gráficas, para efecto de construir tablas de ternas de puntos (gasto, diámetro y eficiencias), para efecto de reconstruir las curvas, ajustar cada una de ellas a un polinomio (por cada diámetro), y finalmente los polinomios ajustados de las familias de curvas ajustarlos a un solo polinomio, el cual se introducirá a Gas Net y de esta forma el cálculo de las eficiencias sea directo, interno y automático.

La gráfica para el primer caso de tubería con rugosidad 0.0018 pg (tubería de acero), fue reconstruida tomando los datos del artículo antes mencionado y se muestra en la Fig. 5.6.

De la misma forma se reconstruyó la gráfica para el segundo caso de tubería con rugosidad 0.0006 pg (tubería de polietileno), Fig. 5.7.

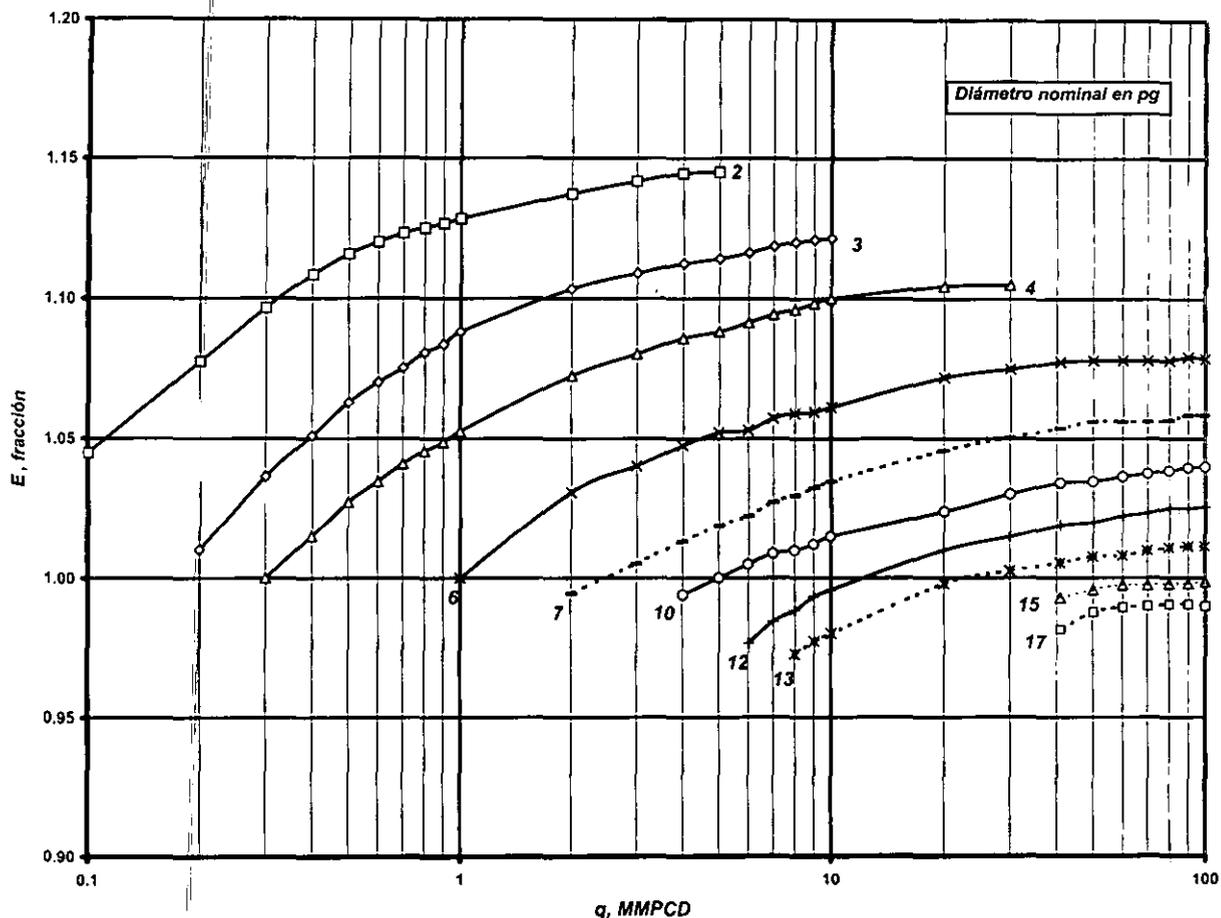


Fig. 5.6. Eficiencias de flujo para la ecuación de Weymouth para varios diámetros nominales y una rugosidad de 0.0018 pg.

Una vez que se contaba con los datos tabulados de ambas gráficas, se procedió a ajustar cada curva a un polinomio a través de técnicas de aproximación polinomial, dentro de los cuales se utilizó la técnica de descomposición del valor singular (DVS o también nombrada por sus siglas en inglés *SVD Singular Valor Descomposition*)<sup>(16)</sup> y mínimos cuadrados grado  $n$ <sup>(17)</sup>, de donde, esta última fue la que mejores resultados reportó (el desarrollo y aplicación de la técnica de mínimos cuadrados grado  $n$  aparece descrito en el Apéndice A).

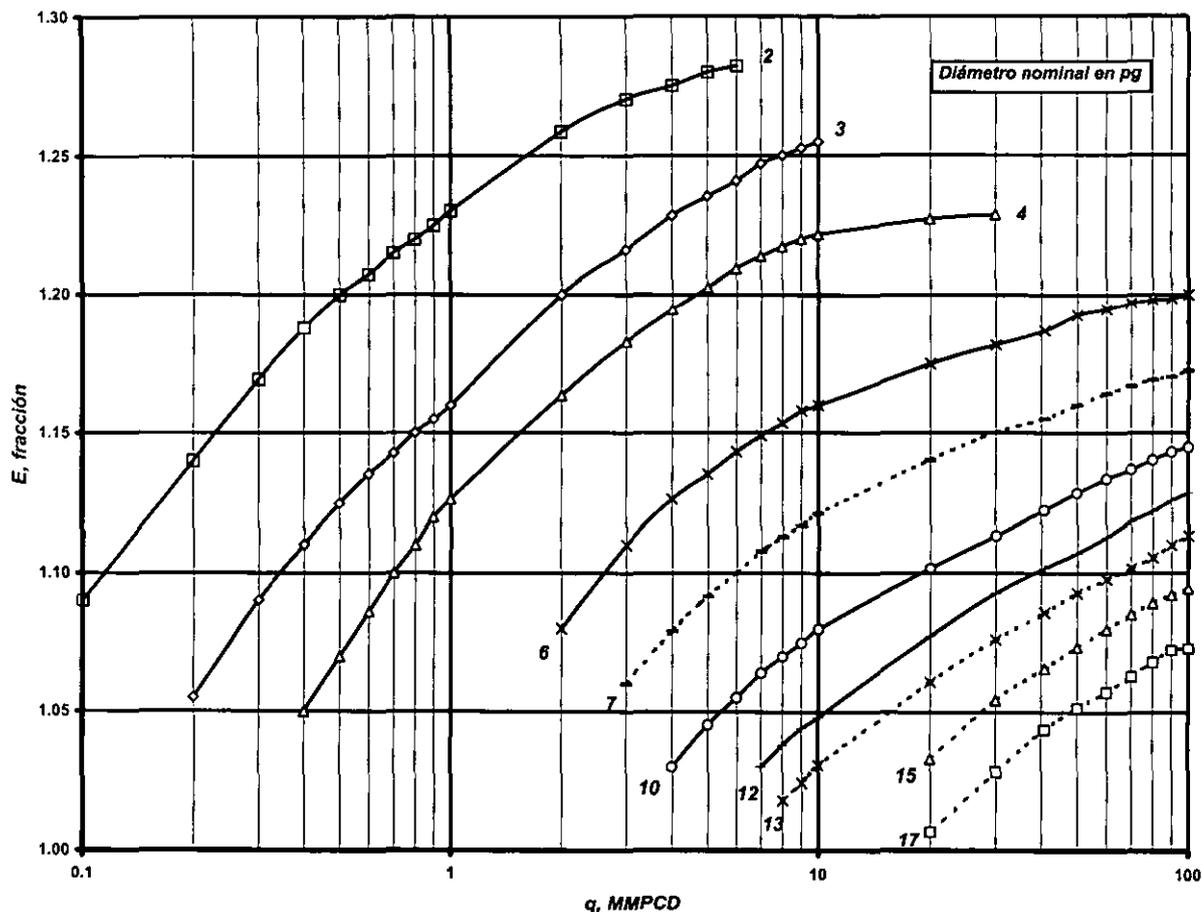


Fig. 5.7. Eficiencias de flujo para la ecuación de Weymouth para varios diámetros nominales y una rugosidad de 0.0006 pg.

**AJUSTE PARA LA GRÁFICA DE EFICIENCIA DE FLUJO PARA TUBERÍA DE ACERO**

Los polinomios ajustados para los diversos diámetros de tubería de acero (rugosidad de 0.0018 pg) a través de mínimos cuadrados son de la forma:

$$E = f(q) = a_0 + a_1 q^1 + a_2 q^2 + \dots + a_m q^m \tag{5.6}$$

donde "m" es el número de coeficientes de la función de aproximación (grado del polinomio).

A continuación se muestran (Tabla 5.9A y 5.9B) los valores de los coeficientes  $a_m$  de cada polinomio generado para cada diámetro, obtenidos de aplicar dicha técnica:

$d$ , pg	Coeficientes de $a_0$ a $a_6$						
	$a_0$	$a_1$	$a_2$	$a_3$	$a_4$	$a_5$	$a_6$
2	0.9895	0.7116	-1.8624	3.1038	-3.3796	2.3008	-0.8859
3	0.9670	0.0437	-0.0088	0.0009	-0.0001	1.97E-06	-3.39E-08
4	0.9499	0.2229	-0.1841	0.0852	-0.0228	0.0035	-0.0003
6	0.9670	0.0437	-0.0088	0.0009	-0.0001	1.97E-06	-3.39E-08
7	0.9645	0.0193	-0.0025	0.0002	-8.26E-06	1.90E-07	-6.43E-10
10	0.9795	0.0117	-0.0010	0.0001	-1.36E-06	1.10E-08	-4.05E-10
12	0.8858	0.0266	-0.0266	0.0002	-5.55E-06	1.30E-07	-2.01E-09
13	0.8524	0.0362	-0.0047	0.0004	-1.81E-05	5.74E-07	-1.18E-08
15	0.9523	0.0015	-7.29E-06	-2.56E-07	3.49E-09	-1.26E-11	
17	0.5840	0.0270	-0.0007	9.35E-06	-6.06E-08	1.55E-10	

Tabla 5.9A. Valores de los coeficientes  $a_0$  a  $a_6$  para cada diámetro de tubería de acero.

Una vez que se han proporcionado los polinomios que representan a cada curva de los diámetros dados, se procedió a ajustar las familias de curvas a un solo polinomio de acuerdo al ajuste propuesto por Dr. Tomas Limón H.<sup>(18)</sup>.

Coeficientes de  $a_7$  a  $a_{13}$  y  $a_{14}$  a  $a_{15}$ 

$d$ , pg	$a_7$	$a_8$	$a_9$	$a_{10}$	$a_{11}$	$a_{12}$	$a_{13}$
2	0.1483	0.0073	-0.0057	0.0005			
3	4.08E-11	9.02E-12	-1.29E-13	-1.81E-16	1.77E-17	-8.73E-20	-1.06E-21
4	8.48E-06	3.85E-07	-2.53E-08	-4.29E-11	-2.18E-12	1.10E-12	-2.14E-15
6	4.08E-11	9.02E-12	-1.29E-13	-1.81E-16	1.77E-17	-8.73E-20	-1.06E-21
7	-8.32E-11	2.20E-12	-2.11E-14	-4.04E-17	-2.46E-18	-1.28E-20	-9.25E-23
10	-1.25E-11	1.16E-13	3.29E-16	-1.31E-17	6.50E-20	1.21E-22	-1.22E-24
12	2.01E-11	-1.24E-13	4.32E-16	-6.32E-19			
13	1.56E-10	-1.28E-12	-5.91E-15	-1.17E-17			

$d$ , pg	$a_{14}$	$a_{15}$
3	1.24E-23	-3.68E-26
4	-1.69E-16	-1.40E-17
6	1.24E-23	-3.68E-26
7	1.17E-24	-3.43E-27

Tabla 5.9B. Valores de los coeficientes  $a_0$  a  $a_{15}$  para cada diámetro de tubería de acero.

El procedimiento de ajuste se presenta en el Apéndice B y es adaptable a aquellos sistemas que presentan o tienen funciones en tres dimensiones y con dos variables independientes, en nuestro caso,  $E = f(q, d)$ , de donde obtuvo la siguiente expresión:

$$E = b_0 + b_1 q^1 + b_2 q^2 + \dots + b_m q^m \quad (5.7)$$

donde "m" es el número de coeficientes de la función de aproximación (grado del polinomio,  $m = 15$ ), y los coeficientes  $b_0$  a  $b_{15}$  se definen conforme a la expresión general siguiente:

$$b_m = c_0 + c_1 d^1 + c_2 d^2 + \dots + c_n d^n \quad (5.8)$$

En la Tabla 5.10A y 5.10B se muestran los valores de los coeficientes  $c_n$  (donde  $n = 9$ , según análisis) para determinar los coeficientes  $b_m$ .

#### AJUSTE PARA LA GRÁFICA DE EFICIENCIA DE FLUJO PARA TUBERÍA DE POLIETILENO

Para el caso de la tubería de polietileno, se procederá de la misma manera que la tubería de acero, por lo que, los polinomios ajustados para los diversos diámetros de tubería de polietileno (rugosidad de 0.0006  $\mu\text{g}$ ) a través de mínimos cuadrados presentarán la forma que la Ec. (5.6).

La Tabla 5.11 muestra los valores de los coeficientes  $a_m$  de cada polinomio generado para cada diámetro de la tubería de polietileno, obtenidos de aplicar dicha técnica.

Con los polinomios que representan a cada curva con los diámetros dados, también se procedió a ajustar las familias de curvas a un polinomio de acuerdo al procedimiento descrito el Apéndice B, obteniendo una expresión de la forma mostrada en la Ec. (5.7).

Coeficientes de  $c_0$  a  $c_5$ 

$b_m$	$c_0$	$c_1$	$c_2$	$c_3$	$c_4$	$c_5$
$b_0$	-2.1579	5.1366	-3.4072	1.2112	-0.2570	0.0340
$b_1$	41.0734	-57.5750	33.5237	-10.6641	2.0565	-0.2510
$b_2$	-76.8189	103.7831	-58.7849	18.3523	-3.4955	0.4233
$b_3$	101.5502	-132.5363	72.9430	-22.2630	4.1668	-0.4978
$b_4$	-101.4226	130.3319	-70.7582	21.3535	-3.9601	0.4696
$b_5$	67.4460	-86.2815	46.6541	-14.0314	2.5949	-0.3070
$b_6$	-25.8276	33.0048	-17.8289	5.3577	-0.9901	0.1171
$b_7$	4.3191	-5.5180	2.9801	-0.8954	0.1654	-0.0196
$b_8$	0.2131	-0.2722	0.1470	-0.0442	0.0082	-0.0010
$b_9$	-0.1646	0.2102	-0.1135	0.0341	-0.0063	0.0007
$b_{10}$	0.0149	-0.0191	0.0103	-0.0031	0.0006	-6.77E-05
$b_{11}$	-2.92E-10	4.47E-10	-2.77E-10	9.24E-11	-1.85E-11	2.32E-12
$b_{12}$	1.47E-10	-2.25E-10	1.40E-10	-4.66E-11	9.31E-12	-1.17E-12
$b_{13}$	-2.88E-13	4.40E-13	-2.73E-13	9.10E-14	-1.82E-14	2.28E-15
$b_{14}$	-2.26E-14	3.46E-14	-2.15E-14	7.15E-15	1.43E-15	1.80E-16
$b_{15}$	-1.88E-15	2.87E-15	-1.78E-15	5.93E-16	-1.19E-16	1.49E-17

Tabla 5.10A. Valores de los coeficientes  $c_0$  a  $c_5$  para cada diámetro de tubería de acero.

<b>Coefficientes de <math>c_6</math> a <math>c_9</math></b>				
$b_m$	$c_6$	$c_7$	$c_8$	$c_9$
$b_0$	-0.0028	0.0001	-4.00E-06	4.76E-08
$b_1$	0.0195	-0.0009	2.53E-06	-2.93E-07
$b_2$	-0.0327	0.0016	-4.22E-05	4.89E-07
$b_3$	0.0381	-0.0018	4.84E-05	-5.85E-07
$b_4$	-0.0357	0.0017	-4.50E-05	5.17E-07
$b_5$	0.0233	-0.0011	2.93E-05	-3.36E-07
$b_6$	-0.0089	0.0004	-1.11E-05	1.28E-07
$b_7$	0.0015	-7.00E-05	1.86E-06	-2.14E-08
$b_8$	7.32E-05	-3.45E-06	9.19E-08	-1.06E-09
$b_9$	-5.66E-05	2.66E-06	-7.09E-08	8.15E-10
$b_{10}$	5.14E-06	-2.42E-07	6.44E-09	-7.40E-11
$b_{11}$	-1.84E-13	9.02E-15	2.47E-16	2.91E-18
$b_{12}$	9.30E-14	-4.55E-15	1.25E-16	-1.46E-18
$b_{13}$	-1.82E-16	8.88E-18	-2.43E-19	2.86E-21
$b_{14}$	-1.43E-17	6.98E-19	-1.91E-20	2.25E-22
$b_{15}$	-1.18E-18	5.79E-20	-1.59E-21	1.87E-23

Tabla 5.10B. Valores de los coeficientes  $c_6$  a  $c_9$  para cada diámetro de tubería de acero.

Coeficientes de $a_0$ a $a_6$							
$d, \text{pg}$	$a_0$	$a_1$	$a_2$	$a_3$	$a_4$	$a_5$	$a_6$
2	1.0088	1.0243	-2.4246	3.4006	-2.8781	1.4603	-0.4012
3	0.9736	0.4988	-0.3935	-0.1588	0.4649	-0.3133	0.0999
4	0.9439	0.3525	-0.2436	0.0926	-0.0199	0.0024	-0.0001
6	0.9959	0.0583	-0.0090	0.0008	-3.56E-05	8.07E-07	5.64E-10
7	0.9645	0.0469	-0.0062	0.0005	-1.99E-05	4.79E-07	-4.85E-09
10	0.9177	0.0444	-0.0053	0.0004	-1.48E-05	3.37E-07	-3.28E-09
12	0.8840	0.0425	-0.0048	0.0003	-1.35E-05	3.26E-07	-3.77E-09
13	0.8636	0.0401	-0.0041	0.0003	-9.52E-06	2.11E-07	-2.39E-09
15	0.2748	0.1173	-0.0077	0.0003	-6.38E-06	8.90E-08	-7.54E-10
17	0.5995	0.0649	-0.0046	0.0002	-4.48E-06	6.71E-08	-6.05E-10

Coeficientes de $a_7$ a $a_{13}$							
$d, \text{pg}$	$a_7$	$a_8$	$a_9$	$a_{10}$	$a_{11}$	$a_{12}$	$a_{13}$
2	0.0284	0.0154	-0.0043	2.11E-04	0.0001	-6.16E-06	-1.39E-07
3	-0.0142	-0.0002	0.0003	-3.10E-05	-8.29E-07	2.29E-07	4.83E-09
4	2.72E-06	3.65E-08	3.98E-09	-2.03E-10	-5.13E-12	1.85E-13	-4.45E-15
6	-5.27E-10	1.33E-11	-1.29E-13	-2.53E-16	1.55E-17	-8.02E-20	-6.30E-22

Tabla 5.11. Valores de los coeficientes  $a_0$  a  $a_{15}$  para cada diámetro de tubería de polietileno, continúa...

Coeficientes de  $a_7$  a  $a_{13}$  y  $a_{14}$  a  $a_{15}$ 

$d, \text{pg}$	$a_7$	$a_8$	$a_9$	$a_{10}$	$a_{11}$	$a_{12}$	$a_{13}$
7	-4.41E-11	1.80E-12	-1.66E-14	-2.46E-17	1.40E-18	-7.16E-21	-9.38E-24
10	-2.27E-11	8.96E-13	-7.48E-15	1.19E-17	5.00E-20	2.75E-21	8.72E-23
12	-1.67E-11	1.29E-12	-2.06E-14	1.69E-16	-7.33E-19	1.33E-21	
13	5.89E-13	3.63E-13	-4.79E-15	2.73E-17	-6.08E-20		
15	3.56E-12	-7.17E-15					
17	3.01E-12	-6.35E-15					

$d, \text{pg}$	$a_{14}$	$a_{15}$
2	3.27E-08	
3	-1.83E-09	6.90E-11
4	2.95E-16	-4.13E-18
6	-7.92E-24	-2.33E-26
7	1.33E-25	-1.28E-28
10	-8.42E-25	2.64E-27

Tabla 5.11. Valores de los coeficientes  $a_0$  a  $a_{15}$  para cada diámetro de tubería de polietileno.

Los coeficientes  $b_0$  a  $b_{15}$  se definen conforme a la expresión general dada en la Ec. (5.8). En las Tablas 5.11A y 5.11B se muestran los valores de los coeficientes  $c_n$ .

Coeficientes de  $c_0$  a  $c_5$ 

$b_m$	$c_0$	$c_1$	$c_2$	$c_3$	$c_4$	$c_5$
$b_0$	-7.8528	14.4089	-9.5647	3.4208	-0.7337	0.0988
$b_1$	20.6855	-28.2698	16.8303	-5.5422	1.1072	-0.1396
$b_2$	-61.2984	79.3791	-43.9498	13.5561	-2.5658	0.3097
$b_3$	127.9859	-169.3755	94.1043	-28.9126	5.4372	-0.6518
$b_4$	-135.1122	181.4020	-101.5808	31.3479	-5.9102	0.7096
$b_5$	75.6250	-102.1685	57.4315	-17.7672	3.3553	-0.4033
$b_6$	-22.1529	30.0514	-16.9382	5.2497	-0.9927	0.1194
$b_7$	2.3103	-3.1993	1.8281	-0.5720	0.1089	-0.0132
$b_8$	0.4675	-0.6006	0.3257	-0.0982	0.0182	-0.0022
$b_9$	-0.1579	0.2074	-0.1143	0.0349	-0.0065	0.0008
$b_{10}$	0.0094	-0.0125	0.0070	-0.0022	0.0004	-4.85E-05
$b_{11}$	0.0017	-0.0022	0.0012	-0.0004	0.0001	-8.05E-06
$b_{12}$	-0.0002	0.0003	-0.0002	4.64E-05	-8.62E-06	1.02E-06
$b_{13}$	-4.54E-06	5.89E-06	-3.21E-06	9.73E-07	-1.81E-07	2.15E-08
$b_{14}$	1.14E-06	-1.49E-06	8.18E-07	-2.49E-07	4.64E-08	-5.52E-09
$b_{15}$	-7.22E-09	1.04E-08	-6.12E-09	1.95E-09	-3.76E-10	4.59E-11

Tabla 5.11A. Valores de los coeficientes  $c_0$  a  $c_5$  para cada diámetro de tubería de polietileno.

Coeficientes de  $c_6$  a  $c_9$ 

$b_m$	$c_6$	$c_7$	$c_8$	$c_9$
$b_0$	-0.0084	0.0004	-1.29E-05	1.62E-07
$b_1$	0.0112	-0.0006	1.52E-05	-1.81E-07
$b_2$	-0.0239	0.0011	-3.08E-05	3.58E-07
$b_3$	0.0500	-0.0024	0.0001	-7.37E-07
$b_4$	-0.0545	0.0026	-0.0001	8.03E-07
$b_5$	0.0310	-0.0015	3.96E-05	-4.58E-07
$b_6$	-0.0092	0.0004	-1.17E-05	1.36E-07
$b_7$	0.0010	-4.86E-05	1.31E-06	-1.51E-08
$b_8$	0.0002	-7.72E-06	2.06E-07	-2.36E-09
$b_9$	-0.0001	2.81E-06	-7.51E-08	8.66E-10
$b_{10}$	3.72E-06	-1.77E-07	4.73E-09	-5.46E-11
$b_{11}$	6.12E-07	-2.89E-08	7.69E-10	-8.84E-12
$b_{12}$	-7.80E-08	3.69E-09	-9.84E-11	1.13E-12
$b_{13}$	-1.64E-09	7.74E-11	-2.06E-12	2.38E-14
$b_{14}$	4.21E-10	-1.99E-11	5.32E-13	-6.13E-15
$b_{15}$	-3.57E-12	1.71E-13	-4.63E-15	5.38E-17

Tabla 5.11B. Valores de los coeficientes  $c_6$  a  $c_9$  para cada diámetro de tubería de polietileno.

Los valores  $a_n$  y  $c_n$  tanto para el acero como para el polietileno, se incorporarán dentro de Gas Net y el cálculo de la eficiencia tal como se observa en la Ec. (5.7) se efectúa de manera directa, interna y automática, usando la información de gastos y diámetros.

Para el caso de la tubería de cobre, debido a que se aplica en instalaciones que manejan pequeños volúmenes de gas y presiones de operación baja, se considera un valor de eficiencia de flujo en la tubería de cobre de 1 ( $E_{Co} = 1$ ).

Con base en el procedimiento de optimación aquí descrito a través del ajuste de las variables antes mencionadas, se concluye que es de gran ayuda ya que permite efectuar análisis sencillos y rápidos, eliminar cuellos de botella y optimar las instalaciones actuales y futuras para el manejo de gas.

# 6

## EJEMPLOS DE CAMPO

### 6.1. INTRODUCCIÓN

En este capítulo se presentan tres análisis de optimación, realizados con el programa Gas Net 3.0 para redes de gas natural efectuándose comparaciones con otros programas de cómputo bajo las mismos esquemas y condiciones. Sin embargo, cabe mencionar, que se efectuaron un gran número de corridas y análisis de redes de gas, tanto para recolección, transporte y distribución para probar su funcionamiento, pero se enuncian específicamente estas tres redes, debido a que son las únicas que cuentan con la información suficiente y necesaria para su comparación. Dentro del contexto de cada red, se proporcionan las condiciones iniciales y la solución óptima estimada por los expertos en cada programa de cómputo. Por otra parte, de manera desglosada también se presentan las presiones y gastos, así como las tuberías con sus diámetros, materiales y longitudes. Los valores medidos en campo y los resultados arrojados por los simuladores contra los que se compara Gas Net, se toman como los datos reales, con el fin de observar la discrepancia entre los resultados.

Finalmente, se presentan los resultados arrojados por Gas Net 3.0 y de requerirse, se efectúan algunos arreglos conforme a los criterios de ajuste descritos en el capítulo 5 (ver punto 5.2); los criterios para la optimación no necesariamente deben seguir el orden descrito en el punto 5.2 debido a que Gas Net al momento de ejecutarse puede detectar uno u otro que no se satisfaga. El análisis de optimación se efectúa con el fin de obtener las mejores condiciones de eficiencia y proceso, logrando con esto establecer una configuración óptima de la red.

## 6.2. EJEMPLOS DE CAMPO

El propósito de las redes de recolección, transporte y distribución de gas es igual que el de las redes de crudo; esto es, mover dichos hidrocarburos de un lugar a otro. Tanto los sistemas de gas como los de crudo operan con condiciones y equipos completamente diferentes, por ejemplo el flujo de gas puede impulsarse en la tubería a través de compresores, mientras que el crudo es impulsado a través de bombas; en general las tuberías de gas operan a una presión mayor con respecto a la de las tuberías de crudo.

A continuación se describen tres análisis, como ejemplos de campo (aplicaciones); uno por cada sistema de transporte, esto es; uno por recolección, otro por transporte y uno último por distribución.

### 6.2.1. EJEMPLO 1. SISTEMA DE RECOLECCIÓN (PRODUCCIÓN)

Un sistema de recolección (también llamado de producción), comprende desde las tuberías de los pozos de gas hasta las plantas (instalaciones) de procesamiento y tratamiento; donde el gas se transforma (se endulza, seca y comprime) para prepararlo para su venta. En seguida se presenta una red de recolección que fue analizada con un simulador desarrollado por Miguel Ángel Méndez García<sup>(1)</sup> como tesis de maestría en la División de Estudios de Posgrado de la Facultad de Ingeniería (UNAM, 1990) en lenguaje Turbo Pascal, aplicado a una red del campo Villahermosa (ver Fig. 6.1) y que para este trabajo se le denominará como programa 1.

#### 6.2.1.1. DATOS DE LA RED DE RECOLECCIÓN DE GAS DE LA ZONA VILLAHERMOSA

La red para este sistema es la que se muestra en la Fig. 6.1 y corresponde a la zona (distrito) Villahermosa, donde se utilizarán las unidades del Sistema 1 (ver punto 4.12.4.2. Unidades, capítulo 4).

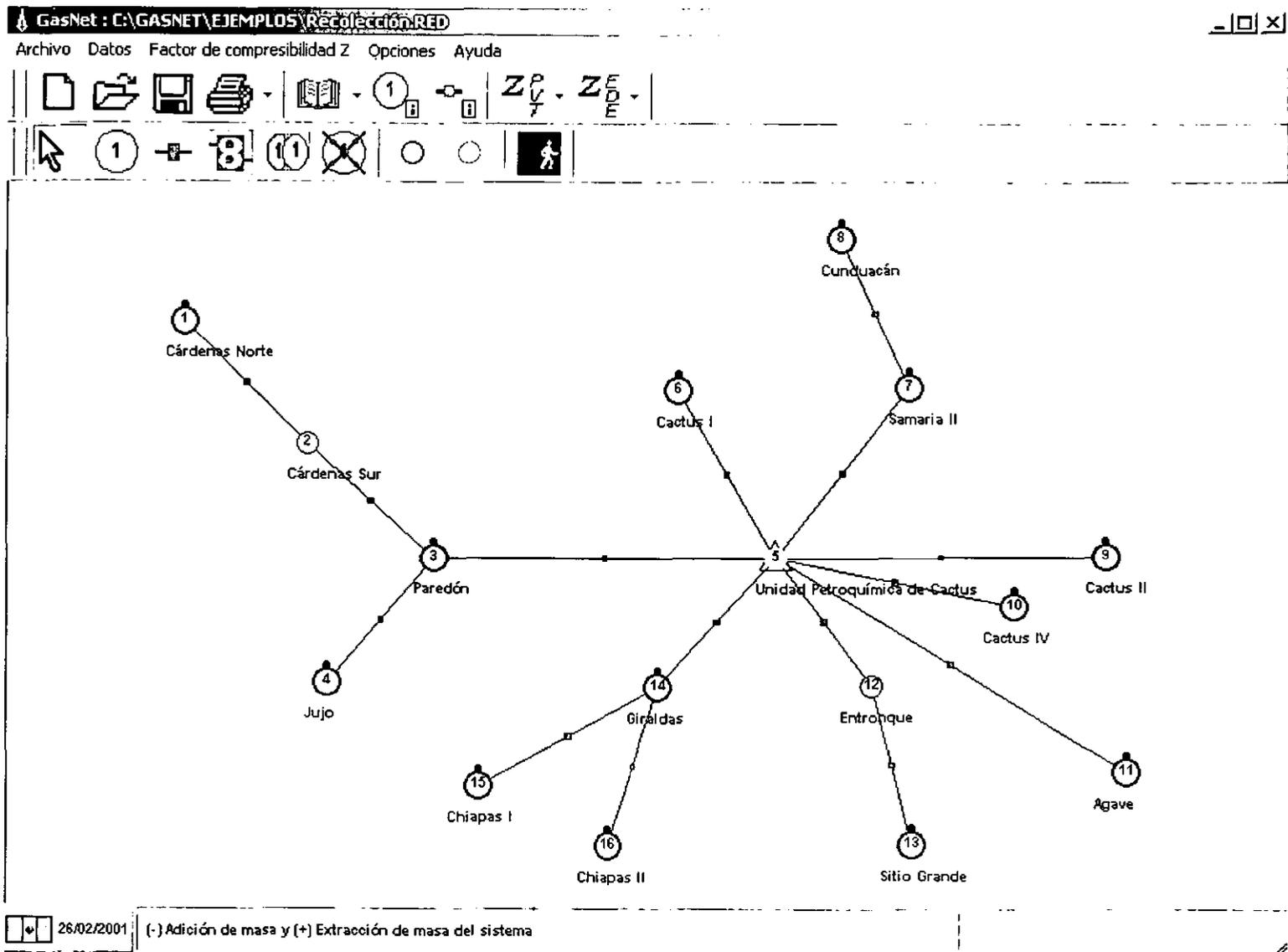


Fig. 6.1. Red de recolección de gas de la zona Villahermosa<sup>(1)</sup>.

## DATOS GENERALES DEL GAS NATURAL A TRANSPORTAR

Densidad relativa = 0.797

Temperatura media de flujo = 86 °F

Temperatura base = 60 °F

Presión base = 14.7 lb/pg<sup>2</sup>

## DATOS DE LOS NODOS

En la Tabla 6.1 se muestran los datos de presión y gasto de los nodos que conforman la red citada en la Fig. 6.1.

Nodo	Nombre del Nodo	Gasto, MPCD	Presión, lb/pg <sup>2</sup>
			Datos de Campo
1	Cárdenas Norte	- 41.00	1,138
2	Cárdenas Sur	0.00	1,136
3	Paredón	- 305.00	1,130
4	Jujo	- 74.00	1,135
5	Unidad Petroquímica de Cactus	2,035.00	1,000
6	Cactus I	- 495.00	1,055
7	Samaria II	- 122.00	1,090
8	Cunduacán	- 220.00	1,125
9	Cactus II	- 30.00	1,100
10	Cactus IV	- 216.00	1,050
11	Agave	- 54.00	1,050
12	Entronque	0.00	1,024
13	Sitio Grande	- 46.00	1,140
14	Giraldas	- 141.00	1,185
15	Chiapas I	- 158.00	1,279
16	Chiapas II	- 133.00	1,230

Tabla 6.1. Datos de los nodos que conforman la red de recolección de gas de la zona Villahermosa.

De la Tabla 6.1, es muy importante señalar que aquellos valores de gasto que aparecen con un signo (-), por convención son los nodos que están alimentando de gas al sistema y si los gastos no presentan ningún signo, entonces los nodos serán los puntos de entrega de gas (ver nodo 5, Tabla 6.1).

Los valores de gasto y de presión se obtuvieron mediante la medición en campo reportada por el Departamento de Producción de Petróleos Mexicanos en Villahermosa, Tabasco.

#### DATOS DE LOS CONECTORES

En la Tabla 6.2, se muestran los datos de los conectores reportados en campo y con los cuales se obtienen las presiones de los nodos de la Tabla 6.1.

Número de Conector	Nodo		Longitud, km	Diámetro nominal, pg	Diámetro de flujo, pg
	Inicial	Final			
1	1	2	1.7670	20	18.7500
2	2	3	12.2371	36	34.6240
3	4	3	14.0025	36	34.3760
4	3	5	21.9042	36	34.3760
5	6	5	2.9997	24	23.0000
6	7	5	14.9343	24	23.0000
7	8	7	7.1453	24	23.0000
8	9	5	4.7008	24	23.0000
9	10	5	2.9997	24	23.0000
10	11	5	37.0203	30	28.8760
11	12	5	7.0021	36	34.6240
12	13	12	7.8019	30	28.8760
13	14	5	34.3392	36	34.6240
14	15	14	14.5384	24	23.000
15	16	14	15.7148	36	34.3760

Tabla 6.2. Datos de los conectores que conforman la red de recolección de gas de la zona Villahermosa.

## 6.2.1.2 AJUSTE DE DATOS CON EL SIMULADOR GAS NET 3.0

La Tabla 6.3 se emplea para efecto de validar, comprobar y comparar los resultados determinados con el programa 1 y con Gas Net, bajo las condiciones dadas en el punto 6.2.1.1.

Nodo	Nombre del Nodo	Gasto, MPCD	Presión, lb/pg <sup>2</sup>		
			Datos de campo	Programa 1	Gas Net 3.0
1	Cárdenas Norte	- 41.00	1,138.00	1,139.48 *	1,142.13 *
2	Cárdenas Sur	0.00	1,136.00	1,137.00 *	1,138.72 *
3	Paredón	- 305.00	1,130.00	1,129.41 *	1,132.67 *
4	Jujo	- 74.00	1,135.00	1,135.95 *	1,137.89 *
5	Unidad Petroquímica de Cactus	2,035.00 *	1,000.00	1,000.00	1,000.00
6	Cactus I	- 495.00	1,055.00	1,060.44 *	1,071.34 *
7	Samaria II	- 122.00	1,090.00	1,098.16 *	1,105.13 *
8	Cunduacán	- 220.00	1,125.00	1,142.12 *	1,147.35 *
9	Cactus II	- 30.00	1,100.00	1,088.07 *	1,098.90 *
10	Cactus IV	- 216.00	1,050.00	1,047.30 *	1,048.77 *
11	Agave	- 54.00	1,050.00	1,053.34 *	1,052.67 *
12	Entronque	0.00	1,024.00	1,029.34 *	1,023.16 *
13	Sitio Grande	- 46.00	1,140.00	1,148.33 *	1,152.83 *
14	Giraldas	- 141.00	1,185.00	1,191.69 *	1,179.22 *
15	Chiapas I	- 158.00	1,279.00	1,271.73 *	1,277.34 *
16	Chiapas II	- 133.00	1,230.00	1,234.29 *	1,230.49 *

Tabla 6.3. Datos y resultados de los nodos de la red de recolección de gas de la zona Villahermosa.

De la Tabla 6.3, se comenta que aquellos valores que aparecen señalados con un asterisco (\*), fueron seleccionados como incógnitas a resolver, tanto en el programa 1, como en Gas Net. Por otra parte, no se presenta la tabla de datos de conectores debido a que se utilizaron los mismos valores que se tienen en campo y que se muestran en la Tabla 6.2.

Para observar la calidad del ajuste de los valores calculados tanto con el programa 1 como con Gas Net, se efectuará un análisis de variación también llamado estimación de la bondad de ajuste<sup>(2)</sup>, que a su vez esta en función de la determinación de la variación total existente de los valores calculados con respecto a los valores medidos o reales.

$$\text{variación total} = \text{variación no explicada} + \text{variación explicada} \quad (6.1)$$

Una de las mejores técnicas para el cálculo de dicha variación, es el Coeficiente de correlación generalizado<sup>(3)</sup> o también llamado coeficiente de correlación múltiple, conocido como  $r^2$ , definido por la expresión siguiente:

$$r^2 = \frac{\text{variación explicada}}{\text{variación total}} = \frac{\sum_{i=1}^n (p_{\text{calculada}} - \bar{p}_{\text{medida}})^2}{\sum_{i=1}^n (p_{\text{medida}} - \bar{p}_{\text{medida}})^2} \quad (6.2)$$

De manera que a medida que el valor de  $r$  tiende a la unidad el ajuste es mejor, esto es, la variación explicada tiende a ser igual a la variación total observada.

Aplicando la Ec. (6.2) a los valores de presión reportados en la Tabla 6.3, tenemos lo análisis siguientes:

a) Análisis para los valores calculados con el Programa 1.

$$r^2 = \frac{81,006.06}{81,701.44} = 0.9915 \quad \text{con} \quad \bar{p}_{\text{medida}} = 1,116.69 \text{ lb/pg}^2$$

Sustituyendo la Ec. (6.1) en la Ec. (6.2) y elaborando algunas operaciones algebraicas para despejar el término de *variación no explicada* entre *variación total*, tenemos el resultado siguiente:

$$\frac{\text{variación no explicada}}{\text{variación total}} = 1 - r^2 = 1 - 0.9915 = 0.0085$$

Es decir que el 0.85 % de la variación total permanece sin explicar, lo cual puede deberse a posibles fluctuaciones aleatorias en el registro de los datos y/o efectos presentes durante la simulación que no se consideraron en el modelo teórico, pero puede concluirse que los resultados arrojados por el programa 1 son bastante precisos.

b) Análisis para los valores calculados con el programa Gas Net.

$$r^2 = \frac{80,335.52}{81,701.44} = 0.9833 \quad \text{con} \quad \bar{p}_{\text{medida}} = 1,116.69 \text{ lb/pg}^2$$

Al igual que el análisis anterior, sustituyendo la Ec. (6.1) en la Ec. (6.2) y elaborando algunas operaciones algebraicas para despejar el término de *variación no explicada* entre *variación total*, tenemos el siguiente resultado:

$$\frac{\text{variación no explicada}}{\text{variación total}} = 1 - r^2 = 1 - 0.9833 = 0.0167$$

Es decir que el 0.167 % de la variación total permanece sin explicar, lo cual puede deberse a posibles fluctuaciones que fueron consideradas durante la simulación en el programa 1 y no en Gas Net, pero puede concluirse que al igual que el programa 1, los resultados arrojados por Gas Net son bastante precisos.

Una vez que se ha certificado que Gas Net es una herramienta confiable por la precisión de resultados, entonces se procede a describir y aplicar el proceso de optimación de la red de recolección de gas en estudio.

### 6.2.1.3. PROCESO DE OPTIMACIÓN, ANÁLISIS Y RESULTADOS

El proceso de optimación de la red con Gas Net se inicia estableciendo la correlación PVT para el cálculo del factor de compresibilidad que genere menor error en los resultados; posteriormente se comprobará que la presión de operación en la tubería no rebase la presión máxima de operación permisible en la tubería *PMOP*.

Esta condición se establece dentro de la norma oficial mexicana NOM – 007 – SECRE – 1999<sup>(4)</sup> “Transporte de gas natural”, en su punto 10. “Pruebas de presión”, que señala que debe satisfacerse que la presión de operación no rebase una permisible, ya que de lo contrario se disminuye la vida útil de la tubería; además también establece que deberá ser sometida a una prueba de hermeticidad (a base de aire o gas inerte, no está permitido el uso de gas natural como medio de prueba) por un período de 24 hr (la cual por especificación del mismo tubo no rebasa su presión de ruptura); los fluidos que se utilicen para efectuar una u otra prueba deberán ser compatibles con el material del cual este constituido el tubo y también deberá estar libre de sedimentos; dichas pruebas de presión ayudan a detectar fugas y resistencias de tuberías

Cuando se cumpla la condición de *PMOP*, se revisará la condición de velocidad de flujo que no debe exceder los 65.56 pie/seg, para evitar problemas por efecto de corrosión del gas sobre la tubería.

Después de haber aplicado las acciones anteriores, se logra tener la configuración óptima de la red esquematizada en la Fig. 6.1. En seguida se describe el análisis de dicho proceso.

Como se mencionó anteriormente, el proceso de optimación se inicia estableciendo la correlación PVT para el cálculo del factor de compresibilidad Z, que para este caso será la misma que la corrida especificada en la referencia (correlación PVT de P. M. Dranchuk, R. A. Purvis y D. B. Robinson); también se realiza un análisis de optimación de la red al margen (Fig. 6.1) empleando dicha correlación PVT y al final del análisis se efectúa una comparación entre los valores medidos en campo, los resultados para el caso óptimo del programa 1 y los resultados del caso óptimo con Gas Net.

Antes de entrar a la comprobación de que la tubería propuesta para la red de recolección de gas de Villahermosa no deba exceder la *PMOP*, es importante señalar que cuando se introdujeron todos los datos de la referencia 1 (antes mencionados) a Gas Net y se efectuaron las corridas necesarias, ninguna de las tuberías acreditó dicho criterio; es decir, que con los espesores señalados en dichas tuberías la presión de operación era mucho mayor que la *PMOP* (sólo para el análisis de la variación entre los resultados de una y otra fuente, se introdujeron los diámetros interiores o de flujo, donde se observó que dicha variación de los resultados era el orden del 1 %, sin mencionar la *PMOP*). Para que el arreglo de tuberías que conforman la red de recolección de Villahermosa no exceda la *PMOP* (ver Ec. (5.1), capítulo 6), se efectuaron un gran número de corridas de la red, modificando los diámetros y los espesores, de tal forma que se acreditará este (ver Fig. 6.2); cuidando además cumplir con los gastos de entrega y estableciendo la menor caída de presión posible.

Con respecto a la velocidad de flujo no existe ningún problema, ya que la máxima es de 25.14 pie/seg (valor que está muy por debajo de los 65.56 pie/seg de la especificación), registrada en el conector que va del nodo 6 al 5.

Los resultados del análisis de optimación aplicando Gas Net a la red de recolección de gas de Villahermosa, se presenta en las Figs. 6.3 y 6.4, para nodos y conectores, respectivamente.

**Grafica de Presión de Operación vs Conectores**

Archivo Escala

**Nomenclatura**

- - - PMOP - Presión Máxima de Operación Permisible
- PD - Presión de Operación en la Tubería

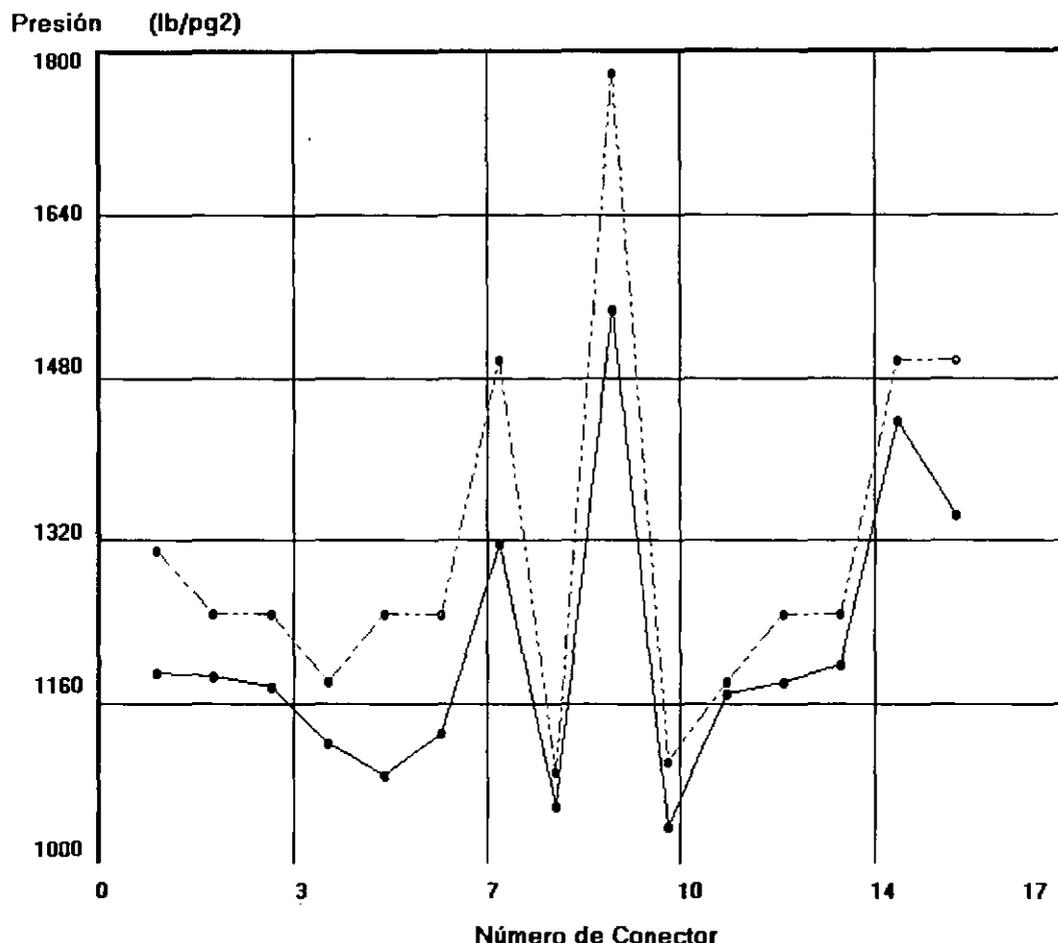


Fig. 6.2. Gráfica de presión de operación y PMOP vs. número de conector de la red recolección de gas de la zona Villahermosa aplicando el programa Gas Net.

En la parte inferior de la Fig. 6.3, se menciona que sólo se efectuaron 50 iteraciones y que al efectuar dicho proceso, se generó un error del 0.06253 % (dicho error es debido al método de solución del sistema de ecuaciones no lineales, "Gradientes Conjugados") y por último se reporta que la suma de gastos en el sistema es cero, condición que debe satisfacerse en su totalidad, ya que la simulación se efectúa bajo el principio de conservación de la masa (régimen permanente).

Resultados					
Nodo	Nombre	Presión (lb/peg2)	Gasto (mpcd)	Función	
1	Cárdenas Norte	? 1191.4212591	✓ -41000	0	
2	Cárdenas Sur	? 1187.7029111	✓ 0	0	
3	Paredón	? 1121.5751722	✓ -305000	-0.00653	
4	Jujo	? 1176.9022707	✓ -74000	.000653	
5	dad Petroquímica de Cact	✓ 1000 ?	2035000	-0.003021	
6	Cactus I	? 1088.9968622	✓ -495000	0	
7	Samaria II	? 1130.500689	✓ -122000	0	
8	Cunduacán	? 1181.8855691	✓ -220000	0	
9	Cactus II	? 1317.9640574	✓ -30000	0	
10	Cactus IV	? 1057.5948265	✓ -216000	-0.018448	
11	Agave	? 1546.8946753	✓ -54000	-0.000008	
12	Entronque	? 1037.8595611	✓ 0	0	
13	Sitio Grande	? 1199.6296885	✓ -46000	0	
14	Giraldas	? 1170.3726645	✓ -141000	.030614	
15	Chiapas I	? 1437.9002219	✓ -158000	-0.003898	
16	Chiapas II	? 1345.8389423	✓ -133000	-0.005238	

Iteraciones	51	✓ Conocido	
Error	.06253	? Incognita	
Suma de Gastos	0		

Fig. 6.3. Resultados de la red de recolección de gas de la zona Villahermosa aplicando el programa Gas Net.

Datos de Conectores									
Del Nodo	al Nodo	Nombre Conector	Diámetro (pg)	Tubería	Longitud (km)	Long. Equiv. (km)	Velocidad (pie/seg)	Gasto (mpcd)	
1	2		20	Aceros (pg) = 0.875	1.77	1.77	2.66206	41000	
2	3		24	Aceros (pg) = 1	12.24	12.24	1.88445	41000	
3	4		24	Aceros (pg) = 1	14	14	3.41746	74000	
3	5		38	Aceros (pg) = 1.5	21.9	21.9	8.31095	420000	
5	6		24	Aceros (pg) = 1	3	3	25.14202	495000	
5	7		24	Aceros (pg) = 1	14.93	14.93	17.02147	342000	
5	9		20	Aceros (pg) = 1	4.7	4.7	2.0428	30000	
5	10		24	Aceros (pg) = 0.875	3	3	10.89157	216000	
5	11		20	Aceros (pg) = 1.168	37.02	37.02	3.46035	54000	
5	12		34	Aceros (pg) = 1.25	7	7	1.16935	46000	
5	14		38	Aceros (pg) = 1.5	34.66	34.66	8.3482	432000	
7	8		24	Aceros (pg) = 1	7.15	7.15	10.09918	220000	
12	13		30	Aceros (pg) = 1.25	7.8	7.8	1.39652	46000	
14	15		20	Aceros (pg) = 1	14.54	14.54	9.58762	158000	
14	16		30	Aceros (pg) = 1.5	15.71	15.71	3.72517	133000	

Diámetros	Longitud Total (km)
20	58.03
24	54.32
30	23.51
34	7
38	56.56

Gráfica Presión vs Conector
Gráfica Velocidad vs Conector
Imprimir
Aceptar

Fig. 6.4. Datos de los conectores de la red de recolección de gas de la zona Villahermosa aplicando el programa Gas Net.

En la Tabla 6.4, se presentan los valores de presión determinados para el arreglo óptimo establecido en la referencia 1 y en la Tabla 6.5 se muestran los datos de los conectores del mismo arreglo.

Nodo	Nombre del Nodo	Gasto, MPCD	Presión, lb/pg <sup>2</sup>
1	Cárdenas Norte	- 41.00	1,135.10 *
2	Cárdenas Sur	0.00	1,132.50 *
3	Paredón	- 305.00	1,091.00 *
4	Jujo	- 74.00	1,135.50 *
5	Unidad Petroquímica de Cactus	2,035.00 *	1,000.00
6	Cactus I	- 495.00	1,060.40 *
7	Samaria II	- 122.00	1,092.20 *
8	Cunduacán	- 220.00	1,141.30 *
9	Cactus II	- 30.00	1,633.90 *
10	Cactus IV	- 216.00	1,047.30 *
11	Agave	- 54.00	1,990.40 *
12	Entronque	0.00	1,051.50 *
13	Sitio Grande	- 46.00	1,138.60 *
14	Giraldas	- 141.00	1,146.90 *
15	Chiapas I	- 158.00	1,262.50 *
16	Chiapas II	- 133.00	1,234.40 *

Tabla 6.4. Resultados de los nodos de la red de recolección de gas de la zona Villahermosa, aplicando el programa 1 (caso óptimo).

Una vez que se cuenta con los resultados tanto del caso base (Tabla 6.1 y 6.2) con el programa 1, como del caso base optimado con el programa 1 (Tabla 6.4 y 6.5) y del caso base optimado con Gas Net (Figs. 6.2 y 6.3), se procede a presentar en la Fig. 6.5 los valores de presión con las tres fuentes mencionadas con el fin de observar con mayor claridad la discrepancia entre los diferentes valores.

De la misma forma que se presentaron los resultados de los valores de presión en los nodos calculados a partir de las tres fuentes mencionadas, en la Fig. 6.6 se señalarán los diámetros nominales establecidos con las mismas, con el objeto de observar la variación entre los diferentes arreglos de diámetros que para cada caso en particular conforman la red de recolección de gas de Villahermosa.

Número de Conector	Nodo		Longitud, km	Diámetro nominal, pg	Diámetro de flujo, pg
	Inicial	Final			
1	1	2	1.7670	20	18.8690
2	2	3	12.2371	26	23.9740
3	4	3	14.0025	24	23.1980
4	3	5	21.9042	38	37.1250
5	6	5	2.9997	24	22.9990
6	7	5	14.9343	24	23.2900
7	8	7	7.1453	24	22.4580
8	9	5	4.7008	16	14.4700
9	10	5	2.9997	24	23.0000
10	11	5	37.0203	16	13.9990
11	12	5	7.0021	32	29.6020
12	13	12	7.8019	32	30.7140
13	14	5	34.3392	38	36.2660
14	15	14	14.5384	22	21.3920
15	16	14	15.7148	32	30.9570

Tabla 6.5. Datos de los conectores de la red de recolección de gas de la zona Villahermosa, aplicando el programa 1 (caso óptimo).

De los resultados del análisis de optimación, se concluye que aplicando los criterios más importantes para el diseño de redes de gas en un sistema de recolección con Gas Net podemos optimar la configuración de la red de Villahermosa (ver Figs. 6.3 y 6.4). De la Fig. 6.5 puede comentarse que, comparando los casos óptimos, casi todos los valores de presión (a excepción de los valores reportados en los nodos 9 y 11) determinados con Gas Net son mayores que las otras dos fuentes, pero es de gran importancia recalcar, que tanto en el caso base como en el óptimo del programa 1, los espesores seleccionados para cada caso de las tuberías son muy delgados y no acreditan el criterio de *PMOP* (quedando fuera de especificación); esto es, que la presión de operación está por arriba de la *PMOP* del tubo, provocando con esto una disminución de la vida útil de la tubería y serios problemas a futuro.

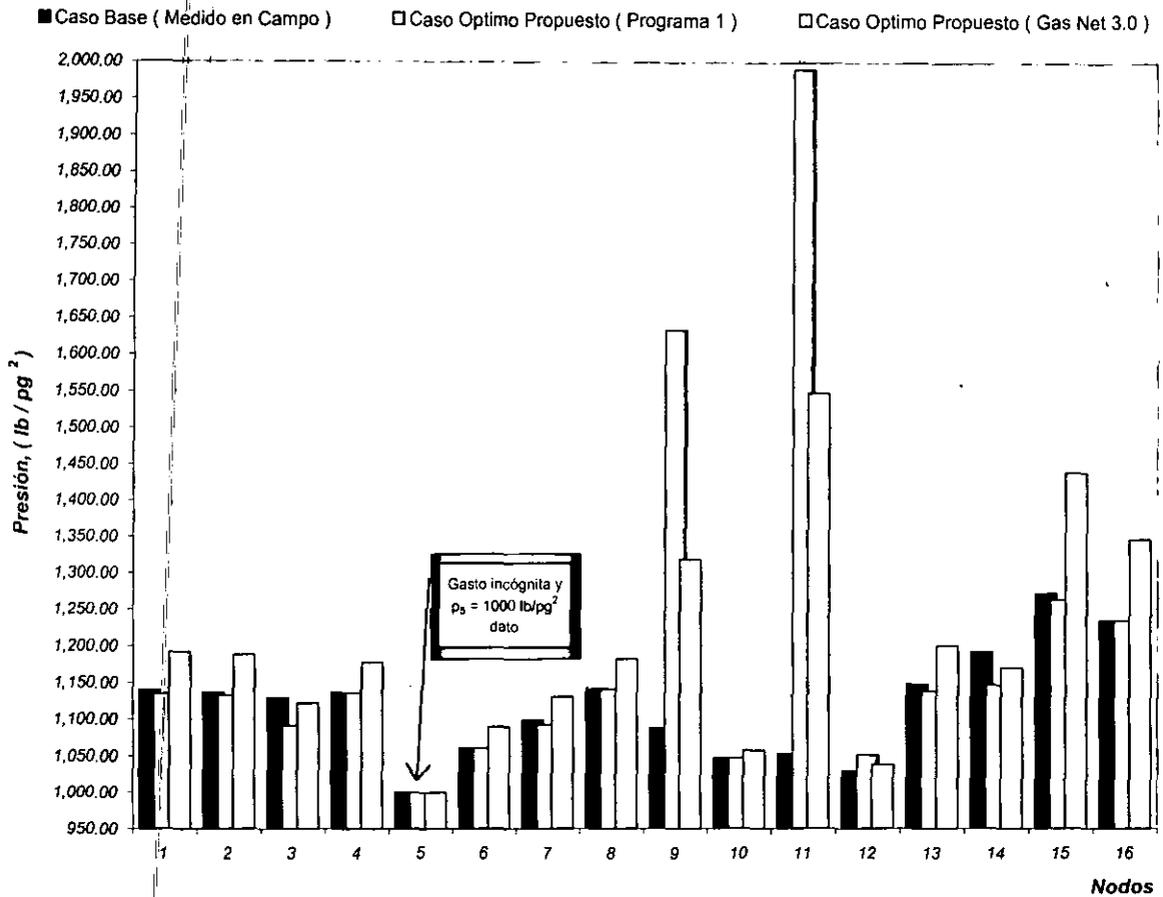


Fig. 6.5. Gráfica de presión vs. nodos en la red de recolección de gas de la zona Villahermosa, con las fuentes mencionadas.

Para la Fig. 6.6, también influyó el hecho de que en las corridas del caso base y del caso óptimo propuesto con el programa 1 no acreditarán el criterio de *PMOP*, pero fuera de eso, con Gas Net se lograron disminuir los diámetros con respecto al caso base (encontrado en campo) y sólo causan incertidumbre los conectores 8 y 10 (ver. Fig. 6.6), del arreglo óptimo propuesto en el programa 1, esto debido a que son cuellos de botella que están generando caídas de presión bastante grandes y que pueden observarse perfectamente en los nodos 9 y 11 de la Fig. 6.5, respectivamente.

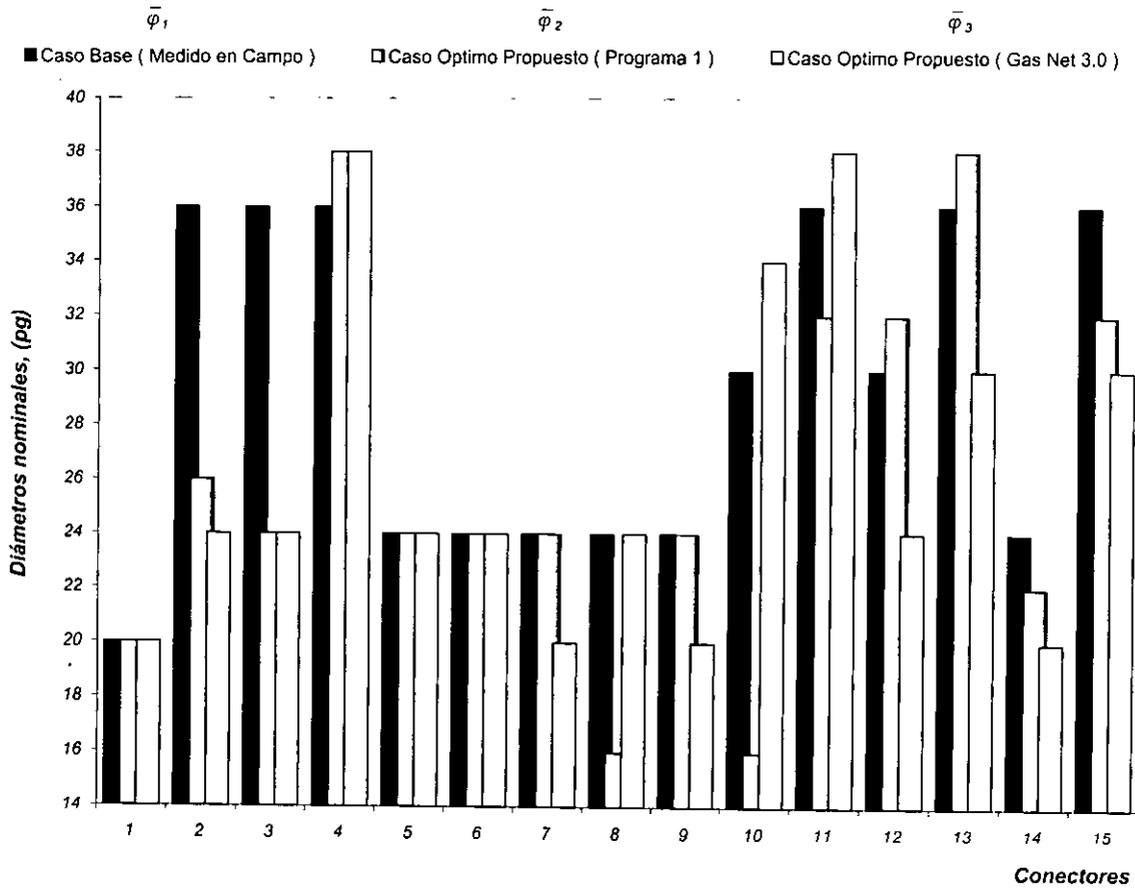


Fig. 6.6. Gráfica de los conectores vs. diámetros nominales que conforman la red de recolección de gas de la zona Villahermosa (aplicando el análisis de optimización).

Para realizar un análisis completo de factibilidad técnico – económica, también se intentó efectuar un análisis económico para observar el ahorro neto con respecto al caso base, por la disminución de diámetros, pero se tuvieron muchas incógnitas debido a que las tuberías de diámetros tan grandes requieren una cotización a detalle y un análisis más a fondo tanto del proyectista como de las condiciones donde se localiza el proyecto.

Debido a que el alcance del presente trabajo no considera un análisis económico de detalle y a que la cotización comercial tardaría varias semanas se decidió no incluirlo, pero se enfatiza que para una aplicación real este análisis es indispensable.

### 6.2.2. EJEMPLO 2. SISTEMA DE TRANSMISIÓN (TRANSPORTE)

Un sistema de transmisión (también llamado de transporte) abarca desde las instalaciones de procesamiento de los campos (deshidratación y endulzamiento del gas natural), hasta las ciudades donde es distribuido a industrias, fabricas y conjuntos habitacionales (residencias). Como las líneas de crudo, los sistemas de transmisión de gas pueden cubrir grandes extensiones geográficas y pueden ser de varios cientos de kilómetros. Las líneas de transmisión de gas operan con presiones relativamente altas, los compresores son proveedores de energía de este tipo de líneas cuyo fin es mover el gas de un punto a otro; por lo que, las estaciones de compresión se requieren en diversos puntos a lo largo de la línea para mantener o entregar el gas a una presión requerida. La distancia entre los compresores varía de acuerdo al volumen del gas a transportar, el diámetro de la línea y algunos otros factores.

Las líneas de transmisión de gas comúnmente se fabrican en acero y van enterradas (en casos excepcionales como en la industria química también se construyen de polietileno de alta densidad, por la enorme corrosión que generan algunos ácidos sobre el acero); las secciones individuales de la tubería están unidas por soldadura y la tubería está externamente cubierta y protegida contra corrosión (protección catódica); y los diámetros de las tuberías pueden ser tan grandes como 38 pulgadas.

Para ejemplificar el uso de Gas Net a este tipo de sistema, a continuación se presenta la red de transmisión de gas del Valle de México (ver Fig. 6.7), que inicialmente fue calculada en el simulador FLUPER del Instituto Mexicano del Petróleo por Francisco Sánchez Arredondo (1978)<sup>(5)</sup> y después por S. J. Montoya de la Universidad de Colombia (2000)<sup>(6)</sup>. FLUPER está sustentado en la teoría de Stoner y el programa de Montoya está apoyado en la teoría de diseño de redes de Hardy – Cross con una técnica de optimación denominada “*algoritmos genéticos*”, y que para los fines de este trabajo se le nombrará programa 2.

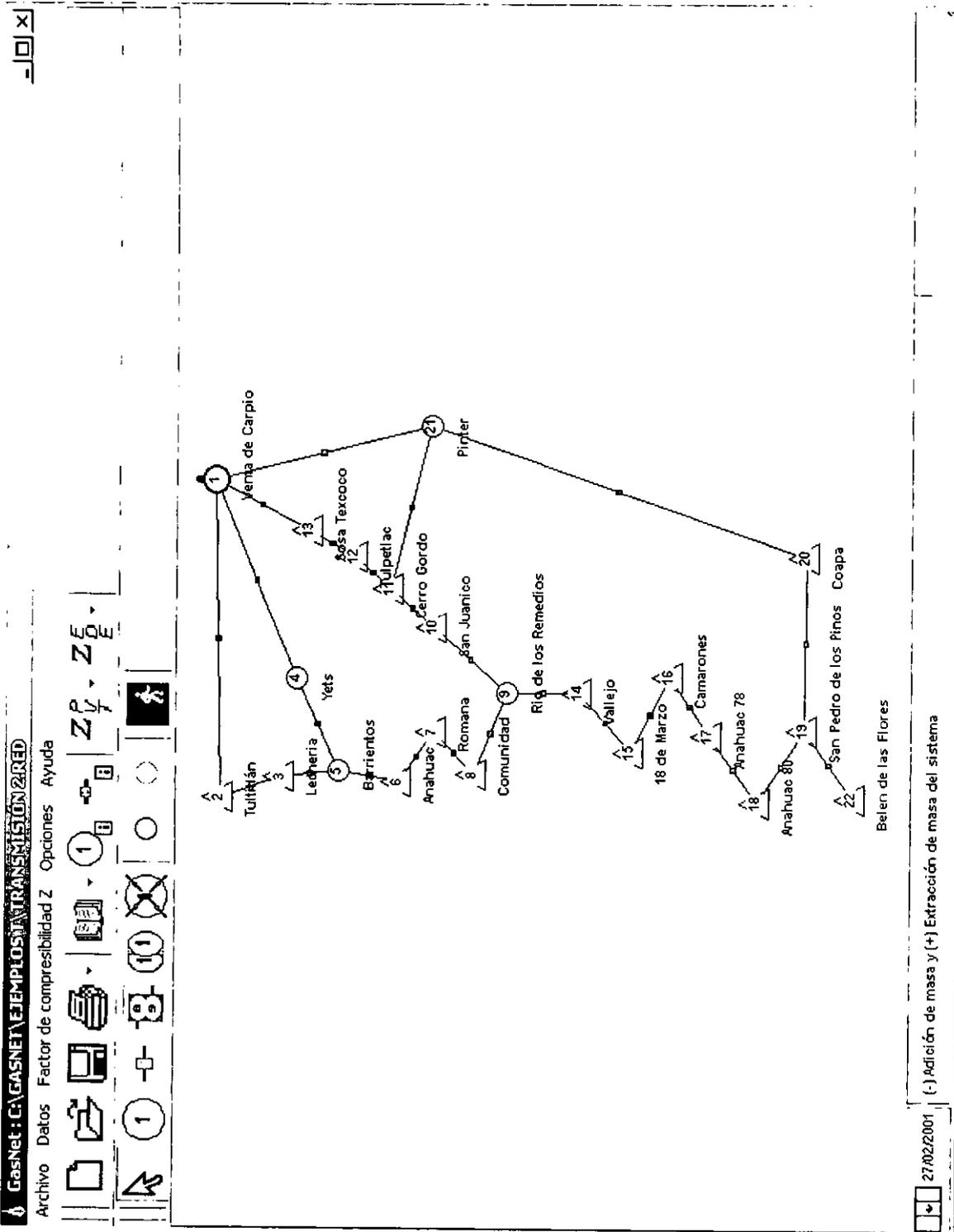


Fig. 6.7. Red de gasoductos a alta presión del Valle de México<sup>(4)</sup>.

6.2.2.1. DATOS DE LA RED DE TRANSMISIÓN DE GAS DEL VALLE DE MÉXICO

La red para el sistema de transmisión es la que se puede observar en la Fig. 6.7 y corresponde a una red de gasoductos de alta presión del Valle de México y que en Gas Net se manejará con las unidades del Sistema 3. Esta red considera más ramales a baja presión que los que se presentan en el ejemplo y sigue creciendo a través del tiempo, pero debido a falta de información no fueron cargados.

DATOS GENERALES DEL GAS NATURAL A TRANSPORTAR

Densidad relativa = 0.6182

Temperatura media de flujo = 86 °F

Temperatura base = 60 °F

Presión base = 14.7 lb/pg<sup>2</sup> <sup>1</sup>

El valor de densidad relativa fue determinado a partir de la composición de la mezcla de gas dada en la Fig. 6.8; esta ventana fue tomada directamente de Gas Net.

**Datos Generales (Composición)** [ ] [X]

Datos  
 Temperatura de Flujo (°F) 86    Eficiencia de Compresión .72    Temperatura base (°F) 60    Presión base (psia) 14.7    Densidad Relativa del Gas 0.6182

Composición de la Mezcla

Catalogo	Mezcla	Fracciones Molares de la Mezcla			
CO2	CO2	CO2	0.00613	n-Butano	0.00201
H2S	N2	N2	0.01005	i-Pentano	0.00043
N2	Metano	Metano	0.8937	n-Pentano	0.00038
Metano	Etano	Etano	0.07383	Hexano	0.00033
Etano	Propano	Propano	0.012		
Propano	i-Butano	i-Butano	0.00114		
i-Butano	n-Butano				
n-Butano	i-Pentano				
i-Pentano	n-Pentano				
n-Pentano	Hexano				
Hexano	Heptano +				

Propiedades de la Fracción C7 +  
 Masa Molecular (lb-lb mol) 0    Densidad Relativa 0    Cargar Mezcla

Corrección por Impurezas: Whichert - Aziz (1972)    Propiedades Pseudocríticas ( Ppc y Tpc ) : W. B. Kay (1936)    Modificar Mezcla    Aceptar

Fig. 6.8. Composición del gas natural a transportar para la red de la Fig. 6.7.

<sup>1</sup> Si en el campo se tienen unidades de presión diferentes a las que se manejan en los tres sistemas, en el Apéndice C se tiene una tabla de conversiones con las unidades de presión más comunes en la industria del gas y el petróleo.

## DATOS DE LOS NODOS

En la Tabla 6.6 se presentan los datos de presión y gasto de los nodos que conforman la red de la Fig. 6.7.

Nodo	Nombre del Nodo	Gasto, m <sup>3</sup> /d	Presión, kg/cm <sup>2</sup>
			Programa 2
1	Venta de Carpio	- 258,583.33*	24.6046
2	Tultitlán	11,791.67	22.8970 *
3	Lechería	14,041.67	22.8569 *
4	Yets	0.00	22.8759 *
5	Barrientos	0.00	22.8569 *
6	Anahuac	18,958.33	22.6207 *
7	Romana	15,791.67	22.5990 *
8	Comunidad	9,583.33	22.5990 *
9	Río de los Remedios	0.00	23.5283 *
10	San Juanico	17,458.33	23.9571 *
11	Cerro Gordo	13,916.67	24.5244 *
12	Tulpetlac	6,291.67	23.6049 *
13	Sosa Texcoco	27,750.00	23.9916 *
14	Vallejo	16,916.67	23.4910 *
15	18 de marzo	55,625.00	19.4334 *
16	Camarones	9,166.67	19.4300 *
17	Anahuac 78	10,333.33	19.3800 *
18	Anahuac 80	14,458.33	19.3743 *
19	San Pedro de los Pinos	14,250.00	19.4053 *
20	Coapa	2,250.00	24.5603 *
21	Pinter	0.00	19.3300 *
22	Belén de las Flores	0.00	23.5866 *

Tabla 6.6. Datos de los nodos de la red de transmisión de gas del Valle de México.

El valor de gasto que aparece en la Tabla 6.6 con un signo (-), por convención se toma como el nodo que alimenta de gas al sistema y los gastos que no presentan ningún signo se consideran como los puntos de entrega de gas.

## DATOS DE LOS CONECTORES

En la Tabla 6.7, se muestran los datos de los conectores citados en la referencia 6, con los cuales se obtienen las presiones de los nodos de la Tabla 6.6.

Número de Conector	Nodo		Longitud, m	Diámetro nominal, pg
	Inicial	Final		
1	1	2	21,371.50	12 ( Cédula 40 )
2	1	4	23,688.90	20 ( Cédula 40 )
3	1	13	5,101.48	22 ( Cédula 40 )
4	1	21	14,789.47	24 ( Cédula 40 )
5	2	3	3,749.67	14 ( Cédula 40 )
6	3	5	1,577.11	14 ( Cédula 40 )
7	4	5	1,699.42	20 ( Cédula 40 )
8	5	6	3,170.32	14 ( Cédula 40 )
9	6	7	1,309.97	14 ( Cédula 40 )
10	7	8	3,556.55	20 ( Cédula 40 )
11	8	9	1,995.53	20 ( Cédula 40 )
12	9	10	7,740.73	22 ( Cédula 40 )
13	9	14	788.56	22 ( Cédula 40 )
14	10	11	7,724.64	22 ( Cédula 40 )
15	11	12	1,947.25	22 ( Cédula 40 )
16	11	21	2,494.42	20 ( Cédula 40 )
17	12	13	3,685.30	22 ( Cédula 40 )
18	14	15	4,441.67	12 ( Cédula 40 )
19	15	16	2,124.27	22 ( Cédula 40 )
20	16	17	2,365.67	14 ( Cédula 40 )
21	17	18	1,995.53	14 ( Cédula 40 )
22	18	19	8,191.34	14 ( Cédula 40 )
23	19	20	24,413.08	10 ( Cédula 40 )
24	19	22	2,478.32	3 ( Cédula 40 )
25	21	20	31,461.82	14 ( Cédula 40 )

Tabla 6.7. Datos de los conectores de la red de transmisión de gas del Valle de México.

## 6.2.2.2. AJUSTE DE DATOS CON EL SIMULADOR GAS NET 3.0

La Tabla 6.8 se emplea para certificar la precisión de los resultados de Gas Net, conforme a los datos presentados en el punto 6.2.2.1, mismos que fueron determinados con el programa 2 de S. J. Montoya.

Nodo	Nombre del Nodo	Gasto, m <sup>3</sup> /d	Presión, kg/cm <sup>2</sup>	
			Programa 2	Gas Net 3.0
1	Venta de Carpio	258,583.33*	24.6100	24.61
2	Tultitlán	- 11,791.67	22.8970 *	23.90 *
3	Lechería	- 14,041.67	22.8569 *	23.90 *
4	Yets	0.00	22.8759 *	23.95 *
5	Barrientos	0.00	22.8569 *	23.90 *
6	Anahuac	- 18,958.33	22.6207 *	23.47 *
7	Romana	- 15,791.67	22.5990 *	23.40 *
8	Comunidad	- 9,583.33	22.5990 *	23.40 *
9	Río de los Remedios	0.00	23.5283 *	23.40 *
10	San Juanico	- 17,458.33	23.9571 *	23.74 *
11	Cerro Gordo	- 13,916.67	24.5244 *	24.22 *
12	Tulpetlac	- 6,291.67	23.6049 *	24.27 *
13	Sosa Texcoco	- 27,750.00	23.9916 *	24.36 *
14	Vallejo	- 16,916.67	23.4910 *	23.36 *
15	18 de marzo	- 55,625.00	19.4334 *	19.08 *
16	Camarones	- 9,166.67	19.4300 *	19.07 *
17	Anahuac 78	- 10,333.33	19.3800 *	19.02 *
18	Anahuac 80	- 14,458.33	19.3743 *	19.01 *
19	San Pedro de los Pinos	- 14,250.00	19.4053 *	19.04 *
20	Coapa	- 2,250.00	24.5603 *	23.31 *
21	Pinter	0.00	19.3300 *	24.30 *
22	Belén de las Flores	0.00	23.5866 *	24.61 *

Tabla 6.8. Datos de los conectores de la red de transmisión de gas del Valle de México.

De la Tabla 6.8, puede observarse que si comparamos los valores de presión calculados con el programa 2, con los determinados con Gas Net, la diferencia más grande llega ser del orden de  $1 \text{ kg/cm}^2$ , por lo que podríamos decir que a partir de los datos de la referencia 6, Gas Net presenta resultados similares a los del programa 2.

Por otra parte, para observar la calidad del ajuste de los valores calculados con Gas Net se realizará un análisis de variación tomando los resultados del programa 2 como reales, esto debido a que no se cuenta con los valores de campo de esta red. Donde podemos observar que aplicando las Ecs. (6.1) y (6.2) a los valores de presión dados por Gas Net en la Tabla 6.8, se obtienen los resultados siguientes:

$$r^2 = \frac{71.37}{70.11} = 1.0179 \quad \text{con} \quad \bar{p}_{\text{medida}} = 22.49 \text{ lb/pg}^2 ;$$

de donde:

$$\frac{\text{variación no explicada}}{\text{variación total}} = 1 - r^2 = 1 - 1.018 = -1.80$$

Es decir que el 1.80 % de la variación total permanece sin explicar y con el programa Gas Net sólo se puede explicar el 98.20 %, si se contará con los valores de presión medidos en campo se establecería cual programa de cómputo presenta una menor variación, o bien a que se debe la variación no explicada.

Dentro del análisis de la información de la red de la referencia 6, se cree que la única razón a la cual se deba la variación no explicada es, que dentro de la información de las tuberías que conforman la red respecto a los diámetros reportados sólo se presenta el diámetro nominal, y no se especifica su cédula o bien su espesor, por lo que esa pequeña discrepancia en el área de flujo pueda ser la causante de la variación en los resultados.

### 6.2.2.3. PROCESO DE OPTIMACIÓN, ANÁLISIS Y RESULTADOS

El proceso de optimación para este tipo de sistema (transmisión) es muy similar al expuesto en el sistema anterior, sólo que en este caso se iterará con ecuaciones de estado para el cálculo del factor de compresibilidad, debido a que se conoce la composición del gas (ver Fig. 6.8). Posteriormente al igual que ejemplo anterior se procede a efectuar la comprobación de que la presión de operación no exceda la *PMOP* y el diseño estará sustentado bajo la misma norma oficial mexicana que el caso anterior NOM – 007 – SECRE – 1999 “*Transporte de gas natural*”, sólo que a diferencia del sistema anterior y apoyados también el punto 10. “*Pruebas de Presión*”, para este sistema en lugar de que la tubería sea probada a 1.25 veces de la presión máxima de operación permisible deberá ser probada a 1.50 veces de la presión máxima de operación permisible, para efecto de satisfacer los puntos ya señalados en el sistema anterior. Se especifica que se pruebe a 1.5 veces la *PMOP*, debido a su cercanía a ciudades y parques industriales.

También es importante señalar que dentro de la reglamentaciones del Instituto de Ingenieros de Gas de Inglaterra en su especificación “*IGE / TD9 Offtakes and pressure – regulating installations for inlet pressures between 7 and 100 bar*”<sup>(7)</sup> (en donde queda perfectamente comprendido el sistema de transmisión), establece que para efecto de evitar cuellos de botella no se deberá tener una caída de presión más allá del 30 % en cada tramo o tubo analizado, esto aplica en sistemas donde existen compresores, mientras que en el caso contrario se debe evitar que no exista punto de entrega de gas, con una presión menor que un 30 % de la presión de alimentación.

Si se ha aprobado el criterio de *PMOP*, se procede a revisar el criterio de velocidad de flujo el cual establece que no deberá exceder los 20 m/seg en ningún tubo, para efecto de evitar cuellos de botella y problemas de erosión en la tubería y finalmente el valor de eficiencia de flujo se tomará como dato y será del 100 %, valor especificado en la referencia 6.

Una vez que se han mencionado los pasos para efectuar el análisis de optimización de la red de la Fig. 6.8, a continuación se describe el análisis del proceso de optimización.

El proceso de la optimización de la red de transmisión de gas se comienza con los errores generados al utilizar las EDE para el cálculo del factor de compresibilidad, de donde puede decirse que la EDE que mejor se ajusta es la ecuación de estado de Redlich - Kwong - Soave que presenta un error de 0.01634, tal como puede apreciarse en la gráfica de la Fig. 6.9.

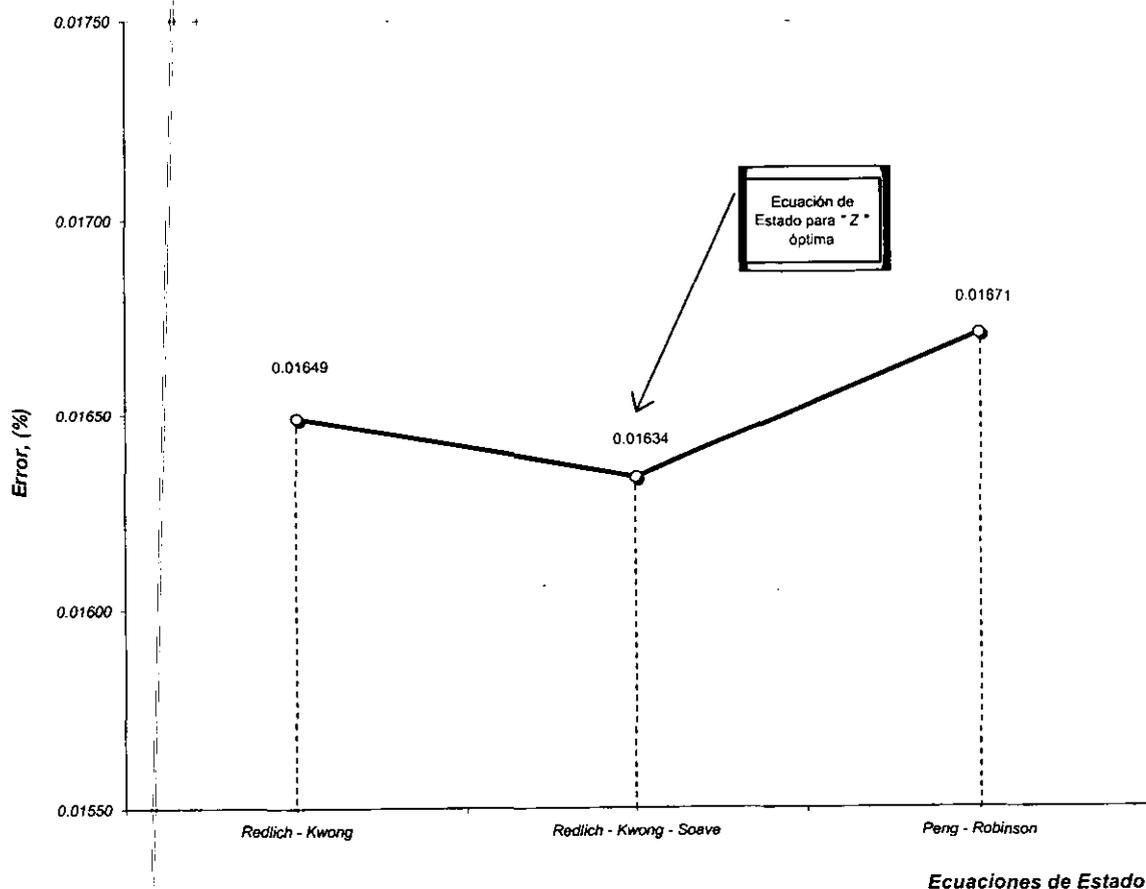


Fig. 6.9. Gráfica de los errores producidos al manejar diferentes ecuaciones de estado para el cálculo del factor de compresibilidad  $Z$  de la red de transmisión del Valle de México.

Los errores mostrados en la Fig. 6.9, fueron calculados bajo las mismas condiciones iniciales y sólo con 10 iteraciones, los errores son generados por el método de solución del sistema de ecuaciones no lineales, "Gradientes Conjugados".

Resultados					
Nodo	Nombre	Presión (kg/cm <sup>2</sup> )	Gasto (m <sup>3</sup> /hr)	Función	
1	Venta de Carpio	✓ 24.61 ?	-258583.35	.015973	
2	Tultitlán	? 23.985471 ✓	11791.67	.000016	
3	Lechería	? 23.9816319 ✓	14041.67	.00002	
4	Yets	? 24.0305491 ✓	0	.000001	
5	Barrientos	? 23.9884417 ✓	0	.000001	
6	Anahuac	? 23.6147275 ✓	18958.33	.000027	
7	Romana	? 23.5559231 ✓	15791.67	.000023	
8	Comunidad	? 23.5504965 ✓	9583.33	.000014	
9	Rio de los Remedios	? 23.5501556 ✓	0	.000001	
10	San Juanico	? 23.8534913 ✓	17458.33	.000022	
11	Cerro Gordo	? 24.2721304 ✓	13916.67	.000018	
12	Tulpetlac	? 24.3087902 ✓	6291.67	.000009	
13	Sosa Texcoco	? 24.3917726 ✓	27750	.000038	
14	Vallejo	? 23.5157744 ✓	16916.67	.000011	
15	18 de Marzo	? 19.8481589 ✓	55625	.000084	
16	Camarones	? 19.8402174 ✓	9166.67	.000017	
17	Anahuac 78	? 19.799135 ✓	10333.33	.000019	
18	Anahuac 80	? 19.7930955 ✓	14458.33	.000047	

Fig. 6.10. Resultados de la optimación de la red de transmisión del Valle de México usando Gas Net, continúa...

Resultados					
Nodo	Nombre	Presión (kg/cm <sup>2</sup> )	Gasto (m <sup>3</sup> /hr)	Función	
19	San Pedro de los Pinos	? 19.8185219 ✓	14250	0	
20	Coapa	? 23.4710732 ✓	2250	0	
21	Pinter	? 24.3351679 ✓	0	.000001	
22	Belen de las Flores	? 19.8185219 ✓	.01	0	

Iteraciones	11	✓ Conocido	
Error	.01634	? Incógnita	
Suma de Gastos	0		

Fig. 6.10. Resultados de la optimación de la red de transmisión del Valle de México usando Gas Net.

Ya que se cuenta con la EDE que mejor ajusta a las condiciones, en la Fig. 6.10 se muestran los valores de la presión optimados con Gas Net. Se construyó la Fig.6.11 con el fin de observar con una mayor claridad la discrepancia entre los diferentes valores de presión calculados con las tres fuentes antes citadas (caso base con el programa 2, caso óptimo propuesto con el programa 2 y caso óptimo propuesto con Gas Net).

En la gráfica mostrada en la Fig. 6.11, podemos observar que quizá con el arreglo óptimo de tuberías determinado con Gas Net, entregaríamos al gas a menor presión en algunos puntos, pero cabe señalar que este arreglo está dentro de especificación; esto es, que de ningún modo las caídas de presión rebasan el 30 % de la presión de alimentación (24.6 kg/cm<sup>2</sup>) antes especificada, mientras que el programa 2 no considera dicha especificación, esto provoca que en su configuración de tuberías proponga diámetros que crean cuellos de botella, que disminuyen fuertemente la presión.

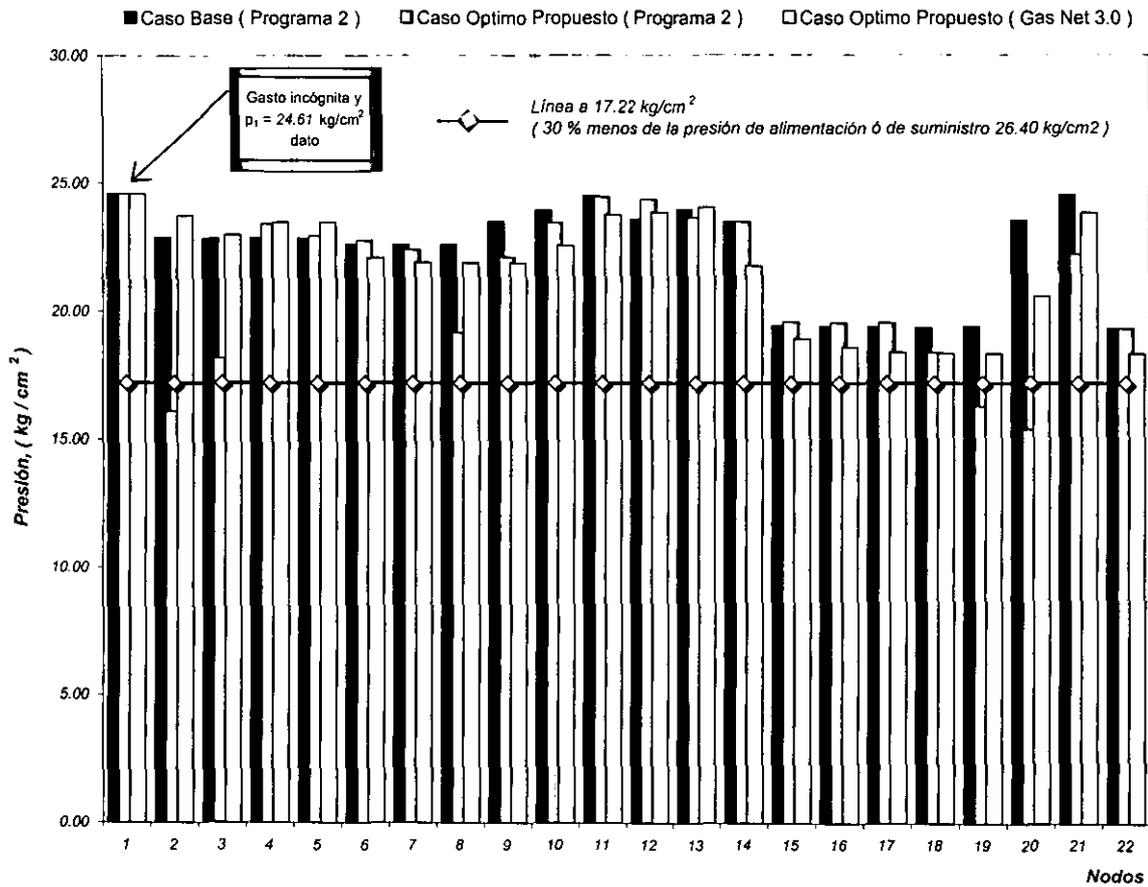


Fig. 6.11. Gráfica de nodos vs. presión en la red de transmisión del Valle de México.

Como en el caso de los nodos, para los conectores también se efectúa la misma presentación de resultados, comenzando con la Fig. 6.12 donde se señalan los diámetros y características más importantes, determinadas con Gas Net.

En la Fig. 6.13 se muestra la gráfica de la *PMOP*, donde se observa que en ninguno de los conectores la presión de operación excede la *PMOP*, y los picos de los conectores 5, 6 y 24 se deben a que los conectores tienen 6", 6" y 3" (cédula 40) de diámetro, respectivamente; de donde puede decirse que en cuanto más menor sea el área de flujo (diámetro), mayor será la presión máxima de operación permisible, *PMOP* (ver Ec. 5.1, capítulo 5).

Datos de Conectores		Nombre Conector	Diámetro (pg)	Tubería	Longitud (m)	Long. Equiv. (m)	Velocidad (pie/seg)	Gasto (m <sup>3</sup> /hr)
1	2		12	Acero Cédula 40	21375	21375	3.00729	18513.89
1	4		20	Acero Cédula 40	23680	23680	4.42798	67608.08
1	13		20	Acero Cédula 40	5101	5101	6.55733	101480.3
1	21		20	Acero Cédula 40	14789	14789	4.60949	70961.29
2	3		6	Acero Cédula 40	3750	3750	4.4383	6818.55
3	5		6	Acero Cédula 40	1577	1577	4.75216	7227.48
4	5		18	Acero Cédula 40	1700	1700	5.67091	67608.08
5	6		14	Acero Cédula 40	4750	4750	9.68285	60390.6
6	7		14	Acero Cédula 40	1310	1310	6.18933	41416.39
7	8		20	Acero Cédula 40	3560	3560	1.87321	25619.82
8	9		20	Acero Cédula 40	2000	2000	1.17332	16033.52
9	10		20	Acero Cédula 40	7734	7734	6.39276	88953.18
9	14		20	Acero Cédula 40	790	790	7.7045	104986.7
10	11		20	Acero Cédula 40	10230	10230	7.27941	106416.9
11	12		20	Acero Cédula 40	1950	1950	4.46986	67428.09
11	21		20	Acero Cédula 40	2494	2494	3.50594	52309.83
12	13		20	Acero Cédula 40	3690	3690	4.84765	73721.7
14	15		14	Acero Cédula 40	4440	4440	14.41578	88064.78
15	16		12	Acero Cédula 40	2130	2130	7.10264	32422.52
16	17		12	Acero Cédula 40	2290	2290	5.18488	23253.01
17	18		12	Acero Cédula 40	2000	2000	2.90382	12916.47
18	19		12	Acero Cédula 40	8200	8200	.34822	1546.34
19	20		10	Acero Cédula 40	24413	24413	4.68704	15800.76
19	22		3	Acero Cédula 40	2478	2478	.00003	.01
20	21		10	Acero Cédula 40	31462	31462	4.56252	18051.46

Diámetros	Longitud Total (m)
20	76018
18	1700
14	10500
12	35995
10	55875
6	5327
3	2478

Gráfica Presión vs Conector

Gráfica Velocidad vs Conector

Imprimir    Aceptar

Fig. 6.12. Datos de los conectores de la red de transmisión del Valle de México utilizando el programa Gas Net.

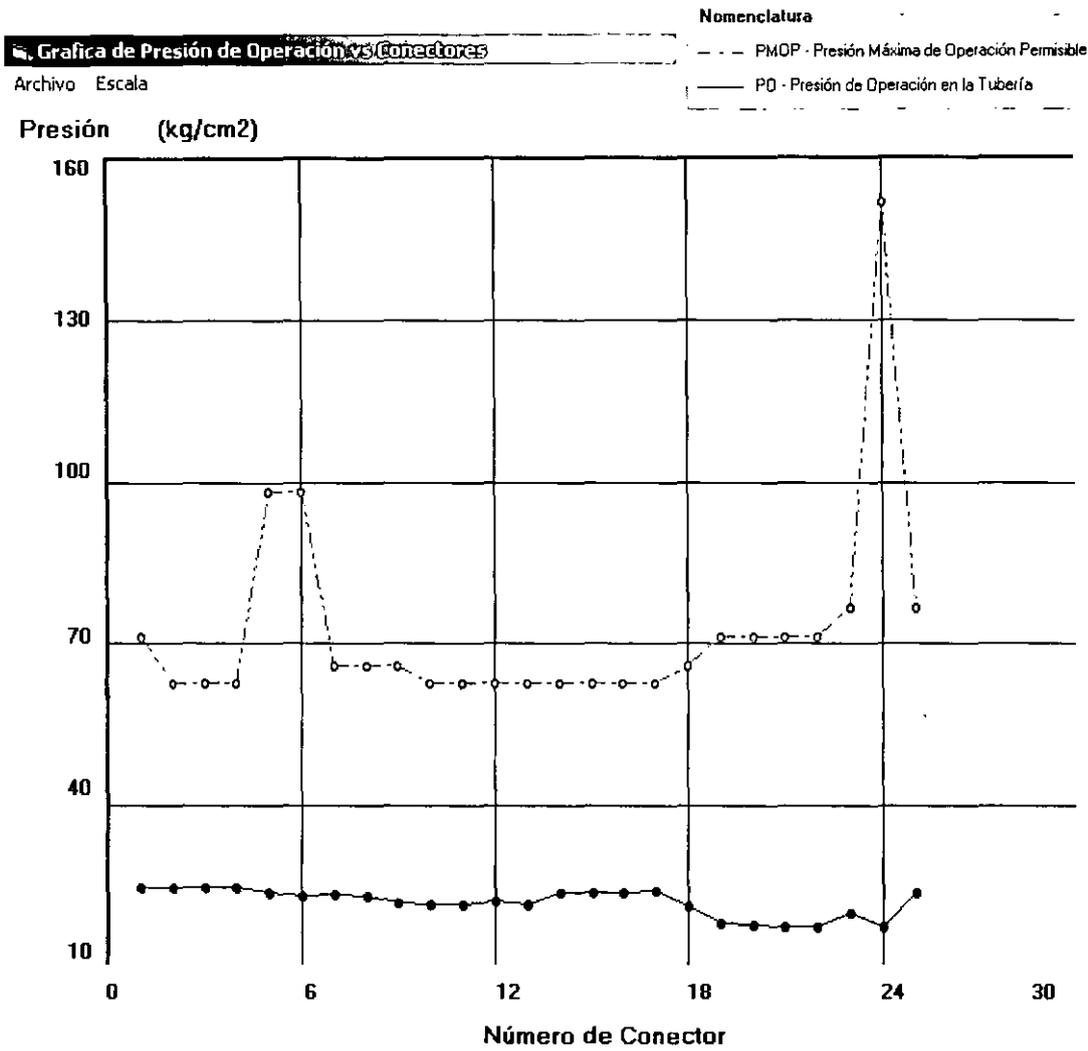


Fig. 6.13. Gráfica de los nodos vs. presión en la red de transmisión del Valle de México.

Por lo que de acuerdo con la experiencia de algunos especialistas en el área de transmisión y distribución de gas, comúnmente se recomienda que la tubería de acero empleada para este tipo de sistema sea cédula 40 y sólo que se manejen grandes volúmenes o altas presiones se emplee cédula 80 o bien se diseñaran las tuberías en base a espesores, como en el caso del sistema de recolección.

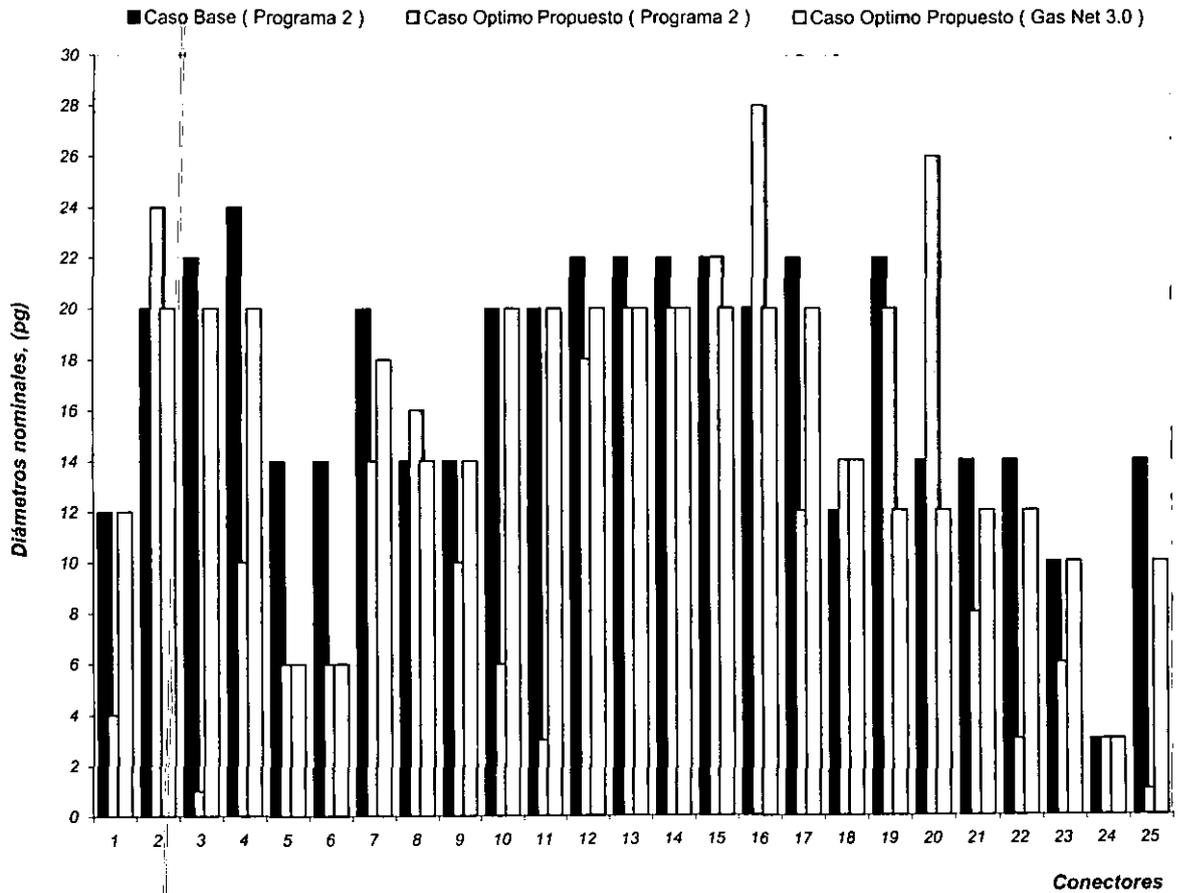


Fig. 6.14. Gráfica de los conectores vs. diámetros nominales que conforman la red de transmisión del Valle de México.

Retomando la Tabla 6.5. y la Fig. 6.12 se elaboró la Fig. 6.14, donde puede notarse el ahorro considerable en los diámetros de tubería que conforman la red del Valle de México con el sólo hecho de realizar un análisis de optimación a fondo.

Finalmente, se aplicó el criterio de velocidad máxima de flujo que para esta red muy en particular resultó de gran ayuda, debido a que ayudó a sensibilizar la red y así determinar el diámetro ideal para cada conector, logrando así con esto evitar que algún conector se comportara como cuello de botella, cosa que sí sucedió en el programa 2, (la máxima velocidad registrada en la red al margen fue la del conector 18 que registro una velocidad de 14.41 m/seg).

### 6.2.3. EJEMPLO 3. SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN

Un sistema de distribución comprende desde los anillos de alta presión hasta los destinatarios domésticos, residenciales o industriales finales; operando dentro de lo establecido por la norma oficial mexicana NOM – 003 – SECRE – 1997 “*Distribución de gas natural*”<sup>(8)</sup> que establece que este sistema opera a una presión menor a los 410 kPa (4.102 bar) a 1 bar (este último valor es el óptimo para la operación eficiente de los reguladores domésticos) y también bajo las recomendaciones del Instituto de Ingenieros de Gas de Inglaterra “*IGE/TD10 Pressure – regulating installations for inlet pressures between 75 mbar and 7 bar*”<sup>(9)</sup>, “*Instalaciones de presión regulada para presiones de entrada entre los 75 mbar y los 7 bar*”.

Para las instalaciones internas aguas abajo del regulador (con una presión menor o igual a 18 gr/cm<sup>2</sup>, de acuerdo a lo especificado en la norma oficial mexicana NOM – 002 – SECRE - 1997 “*Instalaciones para el aprovechamiento de gas natural*”<sup>(10)</sup>, se recomienda utilizar otro modelo para diseñar estas tipo de redes, por ejemplo, el propuesto por el Dr. Pole<sup>(10)</sup>.

Para aplicar Gas Net a este tipo de sistema, a continuación se presentará una red de distribución en un conjunto residencial (ver Fig. 6.15), que fue calculada con el simulador STONER (SynerGEE Gas) de Stoner Associates, Inc.<sup>(11)</sup>, que en este trabajo se le nombrará como programa 3.

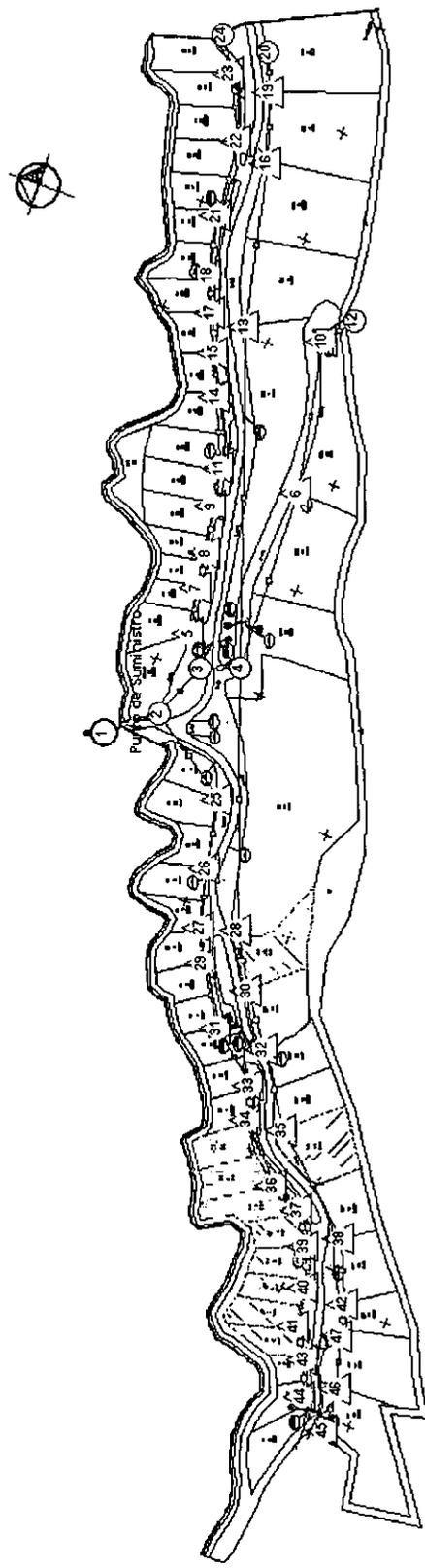
#### 6.2.3.1. DATOS DE LA RED DE DISTRIBUCIÓN DE GAS DE UN CONJUNTO RESIDENCIAL

La red que se tomará para el sistema de distribución, es la que se muestra en la Fig. 6.15, correspondiente a una red de suministro de gas a un conjunto residencial, en Gas Net se utilizarán las unidades del Sistema 2.

GasNet: C:\GASNET\EJEMPLOS\051\_GRED

Archivo Datos Factor de compresibilidad Z Opciones Ayuda

$Z_1 = Z_2$



09/03/2001 (-) Adición de masa y (+) Extracción de masa del sistema 11:07 a.m.

Fig. 6.15. Red de distribución de gas natural de un conjunto residencial<sup>(11)</sup>.

En la Fig. 6.16 se muestra, en nodos y conectores, la distribución de gas natural de un conjunto residencial de la Fig. 6.15; esto debido a que en dicha figura se utilizó un plano de apoyo para el dibujo o trazado de la red y no se aprecian perfectamente las líneas de la red.

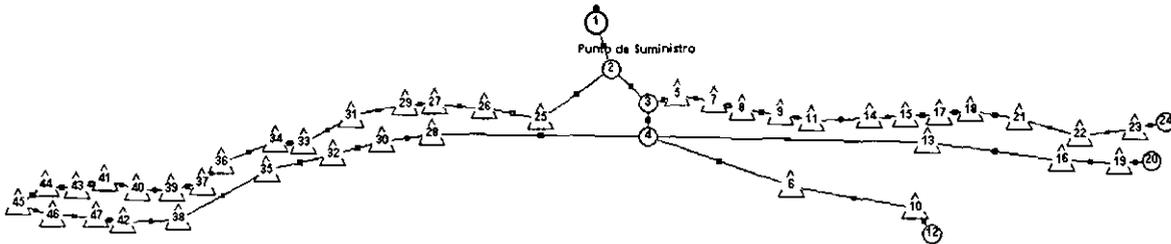


Fig. 6.16. Red de distribución de un conjunto residencial de la Fig. 6.15.

**DATOS GENERALES DEL GAS NATURAL A TRANSPORTAR**

Densidad relativa = 0.65

Temperatura media de flujo = 86 °F

Temperatura base = 60 °F

Presión base = 14.7 lb/pg<sup>2</sup>

**DATOS DE LOS NODOS**

En la Tabla 6.9 se muestran los datos y los resultados de gasto y presión de los nodos que constituyen la red antes citada.

Nodo	Nombre del Nodo	Gasto, m <sup>3</sup> /d	Presión, bar Programa 3
1	Punto de Suministro	-276.660 *	2.00
2	No reportado	0.000	1.99 *
3	No reportado	0.000	1.99 *
4	No reportado	0.000	1.99 *
5	VIIIC_14,15	2.610	1.99 *
6	IXC_24,25	2.610	1.99 *
7	VIIIC_16,17	2.610	1.99 *
8	VIIIC_18,19	2.610	1.99 *

Tabla 6.9. Datos de los nodos de la red de distribución de gas del conjunto residencial usando el programa 3, continúa ...

Nodo	Nombre del Nodo	Gasto, m <sup>3</sup> /d	Presión, bar
9	VIIIC_20,21	2.610	1.99 *
10	IXC_26	1.305	1.99 *
11	VIIIC_22,23	2.610	1.99 *
12	No reportado	0.000	1.99 *
13	IXC_1,2	2.610	1.99 *
14	VIIIC_24,25	2.610	1.99 *
15	VIIIC_26,27	2.610	1.99 *
16	IXC_3,4	2.610	1.99 *
17	VIIIC_28,29	2.610	1.99 *
18	VIIIC_30,31	2.610	1.99 *
19	IXC_5	1.305	1.99 *
20	No reportado	0.000	1.99 *
21	VIIIC_32,33	2.610	1.99 *
22	VIIIC_34,35	2.610	1.99 *
23	VIIIC_36	1.305	1.99 *
24	No reportado	0.000	1.99 *
25	VIIIP_10,11	2.610	1.99 *
26	VIIIP_8,9	2.610	1.99 *
27	VIIIP_6,7	2.610	1.99 *
28	IXP_22	32.625	1.99 *
29	VIIIP_4,5	2.610	1.99 *
30	VIIIP_1	1.305	1.99 *
31	VIIIP_2,3	2.610	1.99 *
32	IXP_19,20	2.610	1.99 *
33	IXP_21	1.305	1.99 *
34	IXP_1	20.880	1.99 *
35	IXP_18	32.625	1.99 *
36	IXP_2	22.185	1.99 *
37	IXP_3	22.185	1.99 *
38	IXP_17	1.305	1.99 *
39	IXP_4	14.355	1.99 *
40	IXP_5	15.660	1.99 *
41	IXP_6	15.660	1.99 *
42	IXP_15,16	2.610	1.99 *
43	IXP_7	15.660	1.99 *
44	IXP_8	15.660	1.99 *
45	IXP_9,10	2.610	1.99 *
46	IXP_13,14	2.610	1.99 *
47	IXP_11	1.305	1.99 *

Tabla 6.9. Datos de los nodos de la red de distribución de gas del conjunto residencial usando el programa 3.

De la Tabla 6.9, los valores que aparecen indicados con un asterisco (\*), fueron seleccionados tanto en el programa 3, como en Gas Net como incógnitas a resolver por cada programa de cómputo. También como puede observarse, sólo se presenta una columna de datos de gastos para ambos resultados de presión (calculados con el programa 3 y Gas Net), debido a que de los 47 nodos, sólo el nodo 1 tiene como incógnita el gasto y como se trata de un sistema de distribución en régimen permanente, los valores de gastos permanecen iguales en ambas corridas. Conforme al factor de compresibilidad  $Z$ ; éste se considera igual a 1, debido a que las presiones de operación son menores a  $100 \text{ lb/pg}^2$ .

#### DATOS DE LOS CONECTORES

En la Tabla 6.10, se muestran los datos de los conectores citados en la referencia 11, con los cuales se obtienen las presiones de los nodos de la Tabla 6.9.

Número de Conector	Nodo		Longitud, m	Diámetro nominal, mm
	Inicial	Final		
1	1	2	33.5	110 (SDR 11)
2	2	3	78.1	110 (SDR 11)
3	2	25	111.5	90 (SDR 11)
4	3	4	21.3	110 (SDR 11)
5	3	5	25.1	90 (SDR 11)
6	4	6	113.0	90 (SDR 11)
7	4	13	284.6	110 (SDR 11)
8	4	28	332.0	110 (SDR 11)
9	5	7	46.1	90 (SDR 11)
10	6	10	171.4	90 (SDR 11)
11	7	8	53.0	90 (SDR 11)
12	8	9	61.2	90 (SDR 11)

Tabla 6.10. Datos de los conectores de la red de distribución de gas del conjunto residencial, continúa ...

Número de Conector	Nodo		Longitud, m	Diámetro nominal, mm
	Inicial	Final		
13	9	11	75.8	90 (SDR 11)
14	10	12	77.3	90 (SDR 11)
15	11	14	65.7	90 (SDR 11)
16	13	16	154.8	110 (SDR 11)
17	14	15	61.8	90 (SDR 11)
18	15	17	63.3	90 (SDR 11)
19	16	19	94.2	110 (SDR 11)
20	17	18	60.7	90 (SDR 11)
21	18	21	39.5	90 (SDR 11)
22	19	20	27.4	110 (SDR 11)
23	21	22	33.0	90 (SDR 11)
24	22	23	58.4	90 (SDR 11)
25	23	24	45.6	90 (SDR 11)
26	25	26	62.0	90 (SDR 11)
27	26	27	58.4	90 (SDR 11)
28	27	29	60.5	90 (SDR 11)
29	28	30	53.8	90 (SDR 11)
30	29	31	75.7	90 (SDR 11)
31	30	32	64.6	90 (SDR 11)
32	31	33	46.3	90 (SDR 11)
33	32	35	72.5	90 (SDR 11)
34	33	34	31.0	90 (SDR 11)
35	34	36	29.2	90 (SDR 11)
36	35	38	55.8	90 (SDR 11)
37	36	37	34.8	90 (SDR 11)
38	37	39	31.2	90 (SDR 11)
39	38	42	89.0	90 (SDR 11)
40	39	40	31.8	90 (SDR 11)
41	40	41	30.9	90 (SDR 11)
42	41	43	22.3	90 (SDR 11)

Tabla 6.10. Datos de los conectores de la red de distribución de gas del conjunto residencial, continúa.

Número de Conector	Nodo		Longitud, m	Diámetro nominal, mm
	Inicial	Final		
43	42	47	67.8	90 ( SDR 11 )
44	43	44	22.1	90 ( SDR 11 )
45	44	45	33.8	90 ( SDR 11 )
46	45	46	26.7	90 ( SDR 11 )
47	46	47	44.9	90 ( SDR 11 )

Tabla 6.10. Datos de los conectores de la red de distribución de gas del conjunto residencial.

### 6.2.3.2. AJUSTE DE DATOS CON EL SIMULADOR GAS NET 3.0

La Tabla 6.11 se utiliza como apoyo para presentar los valores determinados con Gas Net para efecto de comparar resultados, pero como puede observarse la diferencia es insignificante ya que la línea casi se mantiene a una presión de 2 bar; por lo que puede decirse que en este ejemplo donde se tienen anillos de distribución, pequeños volúmenes de gas a transportar y presiones de operación relativamente pequeñas, Gas Net presenta muy buenos resultados, por lo que no se efectuará un análisis de variación.

Una vez que se ha certificado que Gas Net es una herramienta confiable por su precisión en sus resultados, entonces se procede a describir y a aplicar el proceso de optimación de la red de distribución en cuestión.

### 6.2.3.3. PROCESO DE OPTIMACIÓN, ANÁLISIS Y RESULTADOS

El análisis de optimación se iniciará como en los sistemas anteriores (recolección y transmisión) aplicando los criterios descritos en el punto 5.2. del capítulo 5; para el primer punto de acuerdo con la información con la que se cuenta de la red, se ejecutará está con un valor de densidad relativa proporcionado en los datos

generales del gas, el factor de compresibilidad  $Z = 1$ , después se revisará que acredite el criterio de *PMOP* y por último se analizará la condición de máxima velocidad de flujo (límite 20 m/seg).

Comenzando con el primer punto del análisis de optimación se tiene que la red esquematizada en la Fig. 6.15 se simulará con un gas de densidad relativa igual a 0.65, bajo las mismas condiciones establecidas en las Tablas 6.7 y 6.8. Por otra parte, para la acreditación del criterio de *PMOP* en este sistema, no se presenta ningún problema; debido a que la presión de operación máxima registrada en la red es la del punto de alimentación que equivale a 2 bar que está muy por debajo de los 5.12 bar que es la *PMOP*, para la tubería de polietileno *SDR 11* (ver Ecs. (5.2) y (5.3)). Por último, se sensibiliza la red a través de la velocidad de flujo, ya que como se tienen presiones de operación muy pequeñas ésta se vuelve determinante, ya que al excederla como ya se ha comentado, se generan enormes caídas de presión provocando la existencia de cuellos de botella.

Los resultados de proceso de optimación Gas Net a la red de distribución del conjunto residencial, se presenta en las Figs. 6.17 y 6.18, para nodos y conectores, respectivamente.

Una vez que se cuenta con los resultados de presión determinados tanto por el programa 3 (ver Tabla 6.9), como de Gas Net, se presentan éstos en la Fig. 6.19 para observar que los resultados cubre con la especificación de la referencia 10, que establece que para efecto de evitar cuellos de botella no se deberá tener una caída de presión más allá del 30 % de la máxima presión en el sistema o bien de la presión de alimentación (suministro).

Resultados					
Nodo	Nombre	Presión (bar)	Gasto (m3/hr)	Función	
1	Punto de Suministro	✓ 2 ?	-276.66	0	
2		? 1.9922158 ✓	0	0	
3		? 1.9736582 ✓	0	0	
4		? 1.9710234 ✓	0	0	
5		? 1.9683057 ✓	2.61	0	
6		? 1.9706134 ✓	2.61	.000003	
7		? 1.9600822 ✓	2.61	0	
8		? 1.9523112 ✓	2.61	0	
9		? 1.9451 ✓	2.61	0	
10		? 1.9705443 ✓	1.305	.001954	
11		? 1.938121 ✓	2.61	0	
12		? 1.9705443 ✓	0	.000313	
13		? 1.9681532 ✓	2.61	0	
14		? 1.9335639 ✓	2.61	0	

Fig. 6.17. Datos y resultados de los nodos de la red de distribución de gas del conjunto residencial empleando Gas Net, continúa...

Resultados					
Nodo	Nombre	Presión (bar)	Gasto (m <sup>3</sup> /hr)	Función	
^ 15 △	?	1.9304887 ✓	2.61	0	
^ 16 △	?	1.9675907 ✓	2.61	.000004	
^ 17 △	?	1.9283774 ✓	2.61	0	
^ 18 △	?	1.9271515 ✓	2.61	0	
^ 19 △	?	1.9675527 ✓	1.305	.000078	
○ 20	?	1.9675527 ✓	0	.003324	
^ 21 △	?	1.9267444 ✓	2.61	0	
^ 22 △	?	1.9266219 ✓	2.61	.000007	
^ 23 △	?	1.9265978 ✓	1.305	.0025	
○ 24	?	1.9265978 ✓	0	.000468	
^ 25 △	?	1.9248531 ✓	2.61	0	
^ 26 △	?	1.9875426 ✓	2.61	0	
^ 27 △	?	1.8528327 ✓	2.61	0	
^ 28 △	?	1.5848068 ✓	32.625	0	
^ 29 △	?	1.8173412 ✓	2.61	0	
^ 30 △	?	1.5664378 ✓	1.305	0	
^ 31 △	?	1.7734031 ✓	2.61	0	
^ 32 △	?	1.5457884 ✓	2.61	0	
^ 33 △	?	1.7468832 ✓	1.305	0	

Fig. 6.17. Datos y resultados de los nodos de la red de distribución de gas del conjunto residencial empleando Gas Net, continua...

Resultados					
Nodo	Nombre	Presión (bar)	Gasto (m3/hr)	Función	
^ 34 ^		? 1.7291995 ✓	20.88	0	
^ 35 ^		? 1.5259117 ✓	32.625	0	
^ 36 ^		? 1.7166118 ✓	22.185	0	
^ 37 ^		? 1.7060836 ✓	22.185	0	
^ 38 ^		? 1.5260255 ✓	1.305	0	
^ 39 ^		? 1.635489 ✓	14.355	0	
^ 40 ^		? 1.5827065 ✓	15.66	0	
^ 41 ^		? 1.5495666 ✓	15.66	0	
^ 42 ^		? 1.5264366 ✓	2.61	0	
^ 43 ^		? 1.5363085 ✓	15.66	0	
^ 44 ^		? 1.5307774 ✓	15.66	0	
^ 45 ^		? 1.5290294 ✓	2.61	0	
^ 46 ^		? 1.5281459 ✓	2.61	0	
^ 47 ^		? 1.5273112 ✓	1.305	0	

Iteraciones	1	✓ Conocido	
Error	.00865	? Incognita	
Suma de Gastos	0		

Fig. 6.17. Datos y resultados de los nodos de la red de distribución de gas del conjunto residencial empleando Gas Net.

Del Nodo		al Nodo		Nombre Conector	Díámetro (mm)	Tubería	Longitud (m)	Long. Equiv. (m)	Velocidad (m/seg)	Gasto (m3/hr)
1	2				90	PE SDR 11	33.5	33.5	9.07165	276.66
2	3				63	PE SDR 11	78.1	78.1	7.24399	107.04
2	25				63	PE SDR 11	111.5	111.5	11.62153	169.62
3	4				63	PE SDR 11	21.3	21.3	5.2407	77.02
3	5				40	PE SDR 11	25.1	25.1	5.08043	30.02
4	6				40	PE SDR 11	113	113	.66272	3.92
4	13				40	PE SDR 11	284.6	284.6	1.10522	6.53
4	28				40	PE SDR 11	332	332	12.44485	66.58
5	7				40	PE SDR 11	46.1	46.1	4.65468	27.41
6	10				40	PE SDR 11	171.4	171.4	2.2093	1.3
7	8				40	PE SDR 11	53	53	4.2286	24.8
8	9				40	PE SDR 11	61.2	61.2	3.79802	22.19
9	11				40	PE SDR 11	75.8	75.8	3.38344	19.58
10	12				40	PE SDR 11	77.3	77.3	.00005	0
11	14				40	PE SDR 11	65.7	65.7	2.92367	16.97
13	16				40	PE SDR 11	154.8	154.8	.65371	3.92
14	15				40	PE SDR 11	61.8	61.8	2.47876	14.36
15	17				40	PE SDR 11	63.3	63.3	2.03081	11.75
16	19				40	PE SDR 11	94.2	94.2	.22127	1.3
17	18				40	PE SDR 11	60.7	60.7	1.58088	9.14
18	21				40	PE SDR 11	39.5	39.5	1.12968	6.53
19	20				40	PE SDR 11	27.4	27.4	.00067	0
21	22				40	PE SDR 11	33	33	.6779	3.92
22	23				40	PE SDR 11	58.4	58.4	.22597	1.3
23	24				40	PE SDR 11	45.6	45.6	.0001	0
25	26				63	PE SDR 11	62	62	11.75767	167.01
26	27				63	PE SDR 11	58.4	58.4	11.79682	164.4

Fig. 6.18. Datos de los conectores de la red de distribución de gas del conjunto residencial empleando Gas Net, continua...

Del Nodo C		al Nodo	Nombre Conector	Diámetro (mm)	Tubería	Longitud (m)	Long. Equiv. (m)	Velocidad (m/seg)	Gasto (m3/hr)
27	29			63	PE SDR 11	60.5	60.5	11.83157	161.79
28	30			40	PE SDR 11	53.8	53.8	7.18991	33.96
29	31			63	PE SDR 11	75.7	75.7	11.89798	159.18
30	32			40	PE SDR 11	64.6	64.6	7.00026	32.65
31	33			63	PE SDR 11	46.3	46.3	11.9375	156.57
32	35			40	PE SDR 11	72.5	72.5	6.52569	30.04
33	34			63	PE SDR 11	31	31	11.99866	165.27
34	36			63	PE SDR 11	29.2	29.2	10.46766	134.39
35	38			40	PE SDR 11	55.8	55.8	.5646	2.58
36	37			63	PE SDR 11	34.8	34.8	8.79867	112.2
37	39			40	PE SDR 11	31.2	31.2	17.97159	90.02
38	42			40	PE SDR 11	89	89	.84976	3.89
39	40			40	PE SDR 11	31.8	31.8	15.68572	75.66
40	41			40	PE SDR 11	30.9	30.9	12.78111	60
41	43			40	PE SDR 11	22.3	22.3	9.5877	44.34
42	47			40	PE SDR 11	67.8	67.8	1.41967	6.5
43	44			40	PE SDR 11	22.1	22.1	6.23973	28.68
44	45			40	PE SDR 11	33.8	33.8	2.83972	13.02
45	46			40	PE SDR 11	26.7	26.7	2.27253	10.41
46	47			40	PE SDR 11	44.9	44.9	1.70386	7.8

Diámetros	Longitud Total (m)
90	33.5
63	608.8
40	2591.1

Gráfica Presión vs Conector
Gráfica Velocidad vs Conector
Imprimir
Aceptar

Fig. 6.18. Datos de los conectores de la red de distribución de gas del conjunto residencial empleando Gas Net.

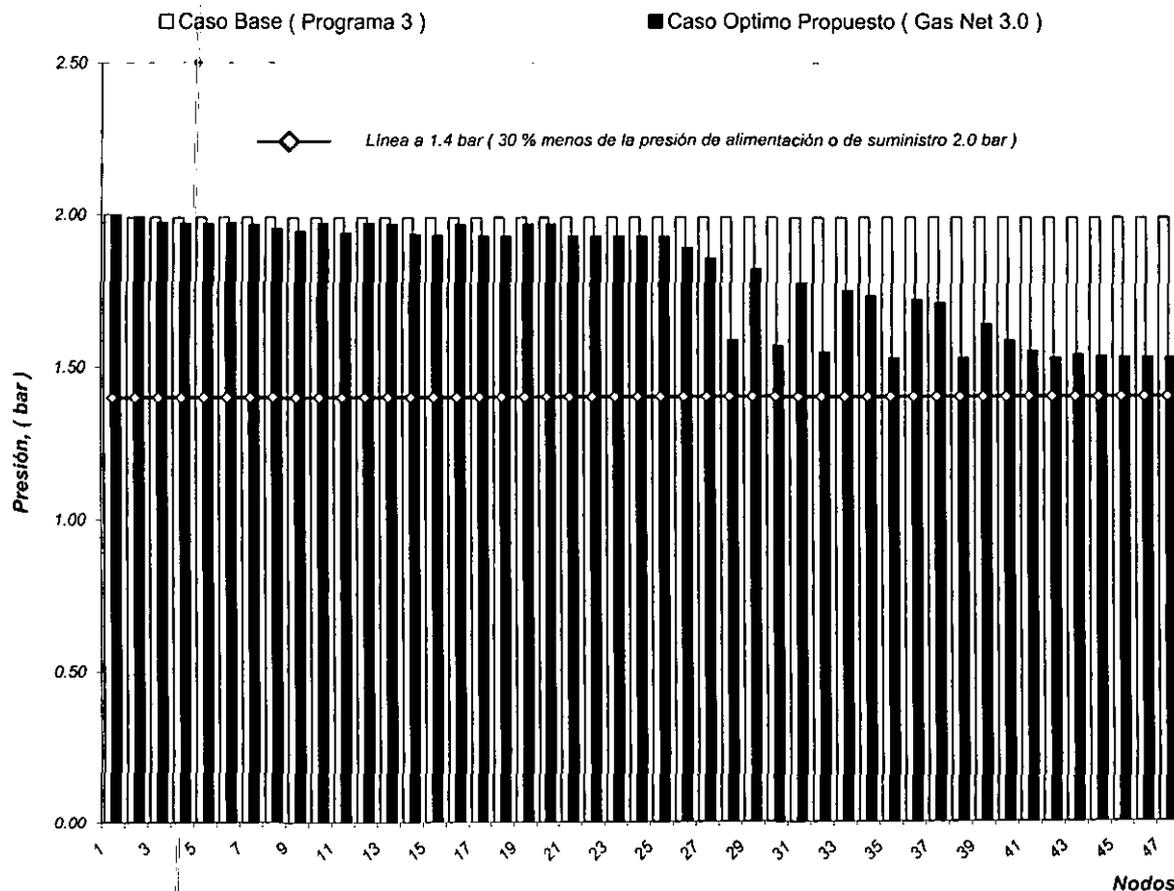


Fig. 6.19. Gráfica de presión vs. nodos en la red de distribución de gas del conjunto residencial.

Para los conectores con base en la información reportada en la Fig. 6.18 y apoyados en la Tabla 6.10, se elaboró la gráfica de la Fig. 6.20, donde se aprecia perfectamente en el uso de tuberías con diámetros más pequeños el ahorro de material gracias a la aplicación del análisis de optimación.

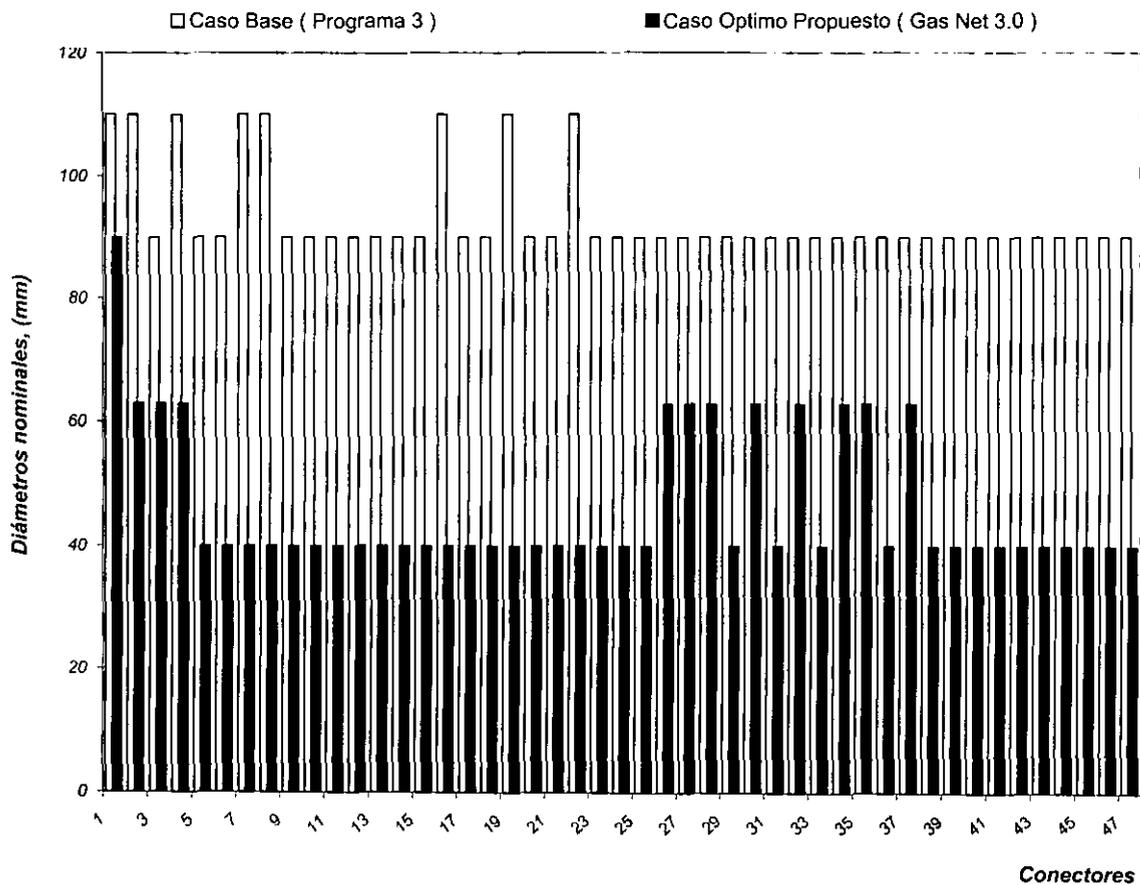


Fig. 6.20. Gráfica de los conectores vs. diámetros nominales que conforma la red de distribución de gas del conjunto residencial.

Como puede observarse en la Fig. 6.20, el ahorro de material por la reducción de los diámetros con el análisis de optimización es muy considerable y efectuando un análisis económico muy sencillo con los precios de la tubería de polietileno de media densidad, SDR – 11; tenemos que si en lugar de construir la red con la configuración de tuberías propuestas por el programa 3, la construimos con la configuración de tuberías determinadas con Gas Net, tan sólo por el concepto de compra de tubería se ahorraría el 40 % de costo inicial determinado con el programa 3, además de que cabe mencionar que también se tendría un fuerte ahorro en excavación de zanjas más pequeñas (el tamaño de la zanja es menor, ya que son menores los diámetros) y en los accesorios (de termofusión y/o electrofusión ) para unir la tubería de polietileno.

Para el caso del factor de compresibilidad  $Z$  del gas, como ya se mencionó se considera igual a 1, en base a las observaciones y análisis de M. B. Standing, que señalan que se le deberá asignar este valor a  $Z$  cuando el sistema esté operando a menos de 100 lb/pg<sup>2</sup> (ver punto 5.2.4.1. del capítulo 5)

Para la *PMOP* en la tubería de polietileno se recurrirá a la expresión dada en la Ec. (5.3) descrita en el capítulo 5, de donde podemos observar que al sustituir los valores correspondientes en ésta, obtenemos que la *PMOP* es de 80 lb/pg<sup>2</sup> (5.12 bar), misma que no es rebasada con la mayor presión registrada en la línea que es de 2 bar, ver Fig. 6.21.

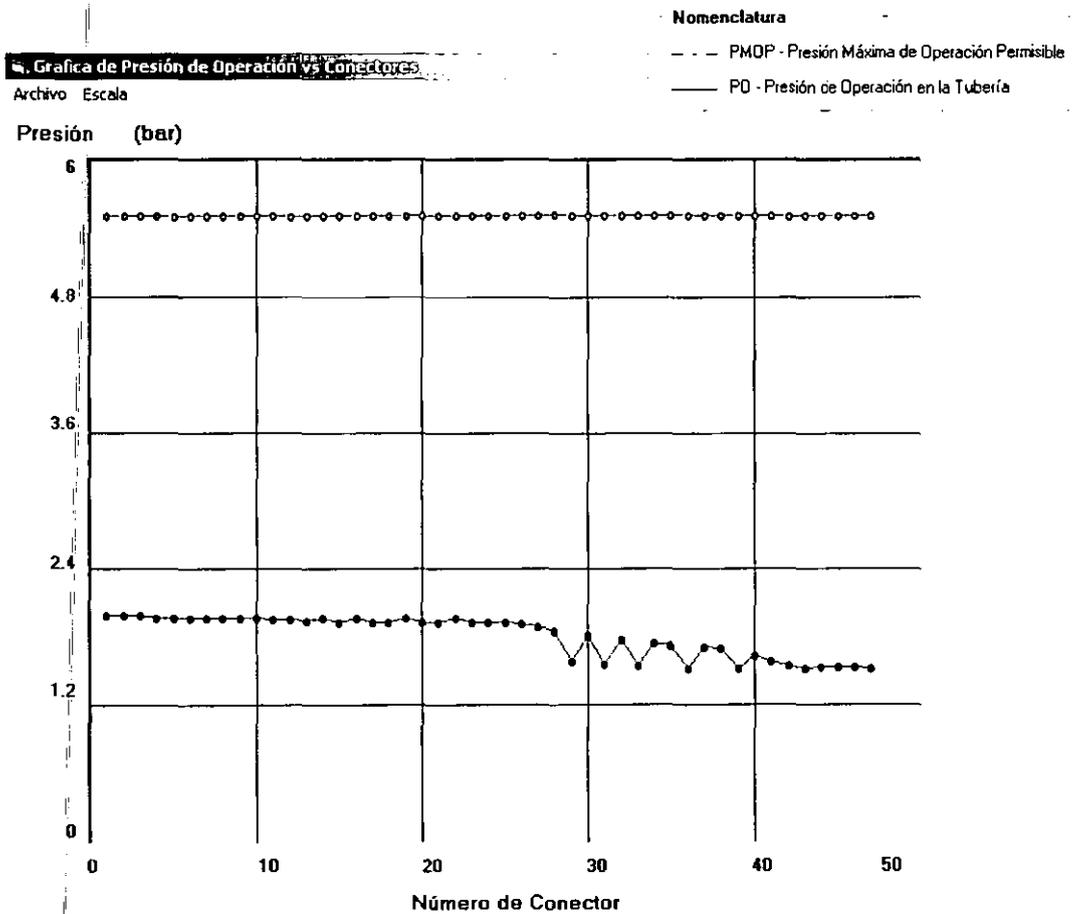


Fig. 6.21. Gráfica de los conectores vs. presión de operación en la red de distribución de gas del conjunto residencial, empleando Gas Net.

Dentro del contexto de la presión de operación, respecto a las pruebas de hermeticidad a las que deberá ser sometido el polietileno se recurrió a la NOM - 003 - SECRE - 1999<sup>(12)</sup> antes citada, en su punto 7.C. "Pruebas de hermeticidad", que establece que una vez que esté instalada la tubería, ésta deberá ser sometida a una prueba de hermeticidad (a base de aire o gas inerte, no está permitido el uso de gas natural como medio de prueba), dichas prueba de presión ayudarán a detectar fugas y resistencias de tuberías y se efectuarán a una presión de 1.5 veces la presión de diseño.

Una vez que se ha cumplido con la condición de *PMOP*, se procederá a obtener el diámetro óptimo de la red, el cual se determinará a través del ajuste de esta variable no excediendo la velocidad de 20 m/seg y con apoyo de la utilerías gráficas de los conectores (máximo valor de velocidad en la red de 18.03 m/seg), ver Fig. 6.22.

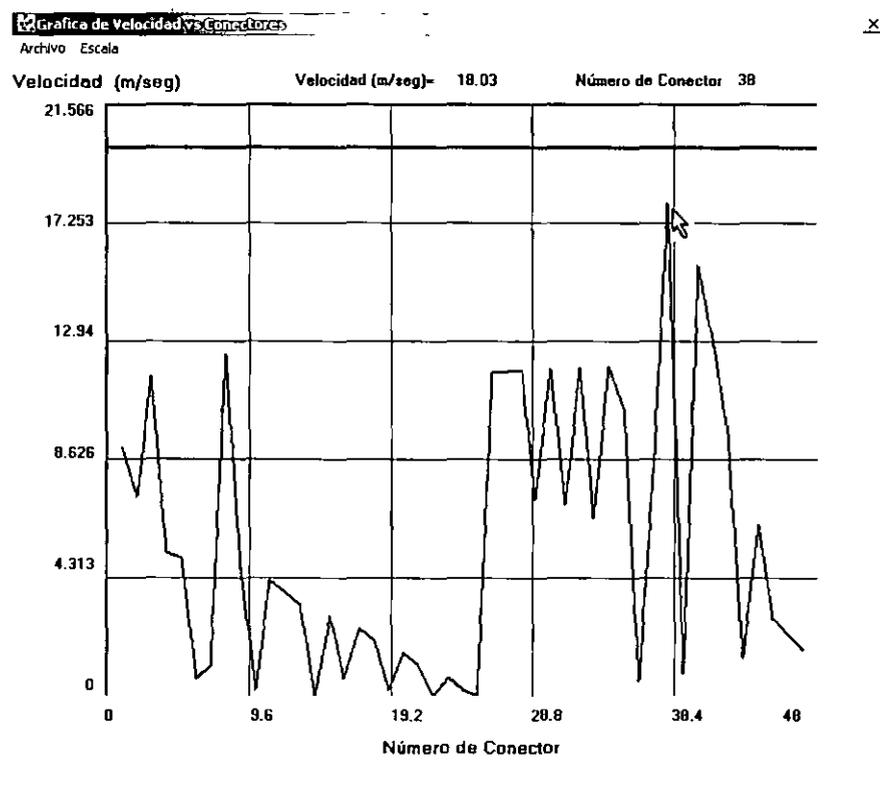


Fig. 6.22. Gráfica de los conectores vs. velocidad de flujo en la red de distribución de gas del conjunto residencial, empleando Gas Net.

# 7

## CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

### 7.1. CONCLUSIONES

Gas Net es una herramienta de cómputo que permite efectuar ingeniería en redes de transporte de gas natural, a través de un análisis de optimización práctico y sencillo; fundamentado en el ajuste de diámetros y sustentado en normas y especificaciones tanto nacionales como internacionales.

De acuerdo con los análisis de optimización desarrollados en este trabajo de tesis, podemos concluir que mediante el manejo de Gas Net podemos alcanzar una economía real en ingeniería tanto de diseño (se utiliza una herramienta mexicana y precisa en sus resultados), de proceso (se pueden determinar las condiciones óptimas para emplear los mínimos requerimientos de compresión) y de materiales (la configuración de tuberías se mejora a tal grado que al reducir los diámetros se ahorra tanto en material como en procesos asociados a éstos).

La técnica de Gradientes Conjugados para la solución de sistemas matriciales no-lineales, reduce el tiempo de solución y la convergencia, comparado con los programas comerciales. Además de que permite errores hasta del 50% en los valores supuestos tomados como iniciales, sin presentar problemas de divergencia.

Es necesario efectuar la corrección por contenido de impurezas en la composición del gas natural, ya que si no se efectúa esta corrección se pueden tener errores hasta de un 5 % en el cálculo de caídas de presión.

La interfase de datos gráfica de Gas Net lo hace muy sencillo de manejar y muy práctico en su aplicación, además de que sus herramientas ayudan a tener un idea rápida del diseño y sus posibles soluciones para llevarlo a la optimación.

De acuerdo con las observaciones efectuadas por los ingenieros y técnicos especializados, datos de campo y software comercial, se concluye que los resultados obtenidos con Gas Net además de ser confiables son muy precisos.

## 7.2. RECOMENDACIONES

Al realizar el proceso de optimación, con el objeto de obtener los resultados más precisos, se recomienda que se revise de manera rápida la condición de régimen permanente dentro de la información de nodos (*Suma de gastos = 0*) y dentro de la información de los conectores la longitud de los mismos, ya que cuando se tienen problemas se deben principalmente a estos puntos.

Dentro del uso de las correlaciones PVT y las ecuaciones de estado EDE para el cálculo del factor de compresibilidad, se recomienda que se efectúen diversas corridas bajo las mismas condiciones, para así construir diversos escenarios y determinar qué correlación PVT o en su lugar qué EDE es la que produce un menor error para las condiciones antes citadas.

Es importante considerar también que se deben revisar los datos generales del gas, tal como la densidad relativa del mismo, temperatura de flujo, etc. ya que si no se introducen los valores reales del diseño a desarrollar, Gas Net fijará valores por default, y de igual manera sucederá con las condiciones estándar.

Se recomienda que antes de ejecutar Gas Net también se revise la lógica de la información de los datos cargados, tanto de los valores a calcular como los valores que son fijos; para efecto de que los resultados del programa sean confiables.

Finalmente cabe señalar, que Gas Net se desarrolló con el fin de diseñar redes de gas bajo régimen permanente, pero su misma plataforma y su enlace de subrutinas, utilerías gráficas, otros objetos y presentación de resultados; pueden tomarse como base para desarrollar otras aplicaciones; por ejemplo, análisis y diseño de redes de gas en régimen transitorio, redes de agua o bien de aceite. Siempre y cuando se introduzcan correctamente los modelos de flujo y se haga hincapié en los principales fenómenos que ellos presentan.

NOMENCLATURA

CONSTANTES

SÍMBOLO	DESCRIPCIÓN
$a_0$ a $a_{15}$	Coefficientes para efectuar ajuste de las curvas de eficiencias de flujo a través de mínimos cuadrados
$A_1, A_2, \dots, A_n$	Coefficientes para correlaciones PVT (definidos por cada autor)
$A, B, C, D$	Coefficientes para correlaciones PVT y para EDE (definidos por cada autor)
$A_{ij}$	Coefficientes empleados en la ecuación de A. M. Sarem (ver Ec. 3.29)
$b_0$ a $b_{15}$	Coefficientes para ajustar familias de curvas a un solo polinomio
$c_0$ a $c_9$	Coefficientes para ajustar familias de curvas a un solo polinomio
$M_a$	Peso molecular del aire, $M_a = 28.96 \text{ lb} / \text{lb} - \text{mol}$

VARIABLES

SÍMBOLO	DESCRIPCIÓN	UNIDADES
$a$	Dentro de las EDE es una medida de las fuerzas de atracción entre las moléculas	-----
$a_i$	Parámetro de la EDE de Redlich - Kwong para el $i$ - ésimo componente dada la Ec. (3.77)	-----
$a_m$	Parámetro $a$ de la mezcla	-----
$a_T$	Dentro de las EDE de Redlich - Kwong - Soave y Peng - Robinson representa una medida de las fuerzas de atracción entre las moléculas	-----
$A$	Matriz de diseño que representa un sistema de ecuaciones de $n \times n$	-----
$A$	Suma de la fracción mol del ácido sulfhídrico $H_2S$ y de la fracción mol de dióxido de carbono $CO_2$	-----
$b$	Dentro de las EDE representa al co - volumen y este considera el volumen de las moléculas	-----

SÍMBOLO	DESCRIPCIÓN	UNIDADES
$b_i$	Parámetro de la EDE de Redlich – Kwong para el $i$ – ésimo componente dada la Ec. (3.78)	-----
$b_m$	Parámetro $b$ de la mezcla	-----
$\bar{b}$	Representación del vector solución de un sistema de ecuaciones	-----
$B$	Fracción mol del ácido sulfhídrico, $H_2S$	-----
$C_{ij}$	Coefficiente de transmisión del conector $ij$	adim
$C_p$	Calor específico o también llamado capacidad térmica específica a presión constante	$kJ / ( kg \text{ } ^\circ C )$
$C_v$	Calor específico o también llamado capacidad térmica específica a volumen constante	$kJ / ( kg \text{ } ^\circ C )$
$d$	Diámetro	pg, mm
$E$	Eficiencia de flujo	adim
$E_c$	Eficiencia de compresión	adim
$E_{Co}$	Eficiencia de flujo para la tubería de cobre	adim
$E_L$	Factor de eficiencia longitudinal de la tubería para tubería de acero	adim
$f$	Factor de fricción de la tubería	adim
$f$	Fugacidad de cada componente	-----
$f_i^L$	Fugacidad de cada componente en la fase líquida	-----
$f_i^g$	Fugacidad de cada componente en la fase gaseosa	-----
$F$	Factor de diseño por densidad de población	adim
$F$	Factor de diseño para tubería de plástico	adim
$F_i$	Función $F$ que establece la ley de la conservación de la masa en el nodo $i$	MMPCD, $m^3/hr$
$F_j$	Función $F$ que establece la ley de la conservación de la masa en el nodo $j$	MMPCD, $m^3/hr$
$F(Z)$	Función de $Z$ (Factor de compresibilidad)	-----
$F'(Z)$	Derivada de una función $Z$ con respecto a $Z$	-----
$Hp$	Potencia del compresor	HP
$J$	Variable de apoyo para las Ecs. 3.11 y 3.12 (ver Ec. 3.9)	-----
$K$	Relación de calores específicos $C_p / C_v$ @ presión y temperatura de succión	adim
$K$	Variable de apoyo para las Ecs. 3.11 y 3.12 (ver Ec. 3.10)	-----
$k_1$ y $k_2$	Constantes de apoyo para el cálculo de gasto a través del compresor	-----
$k_i$	Constante de equilibrio de cada componente	-----
$K_{EDE}$	Constante de equilibrio resultado de la EDE	-----
$L_{ij}$	Longitud de la tubería que conecta a los nodos $i$ y $j$	km, m

SÍMBOLO	DESCRIPCIÓN	UNIDADES
$m$	Masa del gas	lb
$m$	Es un factor adimensional utilizado en la EDE de Soave – Redlich – Kwong que depende del factor acéntrico, $\omega$	adim
$M$	Peso molecular del gas	lb / lb - mol
$M_g$	Peso molecular del gas	lb / lb - mol
$M_i$	Peso molecular del gas del componente $i$	lb / lb - mol
$n$	Exponente de la ecuación de Weymouth de gas a través de la tubería	adim
$n$	Moles	lb - mol
$n$	Número de componentes en una mezcla	-----
$n_V$	Moles de la fase vapor	lb - mol
$n_L$	Moles de la fase líquida	lb - mol
$N$	Orden de una matriz	adim
$p$	Presión del gas	lb/pg <sup>2</sup> , kg/cm <sup>2</sup> , bar
$p_o$	Presión de operación	lb/pg <sup>2</sup> , kg/cm <sup>2</sup> , bar
$p_1$	Presión de succión del compresor	lb/pg <sup>2</sup> , kg/cm <sup>2</sup> , bar
$p_2$	Presión de descarga del compresor	lb/pg <sup>2</sup> , kg/cm <sup>2</sup> , bar
$p_b$	Presión @ condiciones base o estándar	lb/pg <sup>2</sup> , kg/cm <sup>2</sup> , bar
$p_c$	Presión crítica	lb/pg <sup>2</sup>
$p_{calculada}$	Presión calculada con un programa de cómputo	lb/pg <sup>2</sup> , kg/cm <sup>2</sup>
$p_{ci}$	Presión crítica del componente $i$	lb/pg <sup>2</sup>
$p_i$	Presión del fluido en el nodo $i$	lb/pg <sup>2</sup> , kg/cm <sup>2</sup> , bar
$p_j$	Presión del fluido en el nodo $j$	lb/pg <sup>2</sup> , kg/cm <sup>2</sup> , bar
$p_k$	Dirección de investigación dentro de Gradientes Conjugados	-----
$p_{medida}$	Presión medida en campo	lb/pg <sup>2</sup> , kg/cm <sup>2</sup>
$\bar{p}_{medida}$	Presión promedio medida en campo	lb/pg <sup>2</sup> , kg/cm <sup>2</sup>
$p_{pc}$	Presión pseudocrítica	lb/pg <sup>2</sup>
$p_{pcc}$	Presión pseudocrítica corregida	lb/pg <sup>2</sup>
$p_{pr}$	Presión pseudoreducida	adim
$PMOP$	Presión Máxima de Operación Permissible	lb/pg <sup>2</sup> , kg/cm <sup>2</sup> , bar
$P_i(a)$	Polinomios de Lagrange de 0 a 5, donde $a$ puede ser $x$ (ver Ec. 3.30) o $y$ (ver Ec. 3.31)	-----
$P_j(a)$		
$q$	Gasto a través de una tubería	MMPCD
$q_{ij}$	Gasto que pasa a través de un conector	MPCD, m <sup>3</sup> /hr
$q_g$	Gasto que pasa a través del compresor	MPCD, m <sup>3</sup> /hr
$Q_i$	Gasto de alimentación (-) o de entrega de gas (+) en el nodo $i$	MPCD, m <sup>3</sup> /hr
$Q_j$	Gasto de alimentación (-) o de entrega de gas (+) en el nodo $j$	MPCD, m <sup>3</sup> /hr
$r^2$	Coefficiente de correlación generalizado o también llamado coeficiente de correlación múltiple	%
$r_k$	Valor supuesto inicial, también llamado residuo se utiliza para resolver un sistema de ecuaciones dentro de Gradientes Conjugados	-----

SÍMBOLO	DESCRIPCIÓN	UNIDADES
$R$	Relación gas producido aceite	$\text{pie}^3 / \text{bl} @$ cond. estándar
$R$	Constante Universal de los gases	$\frac{\text{lb} / \text{pg}^2 \cdot \text{pie}^3}{^\circ\text{R} \cdot \text{lb} \cdot \text{mol}}$
$S_{ij}$	Variable que indica el flujo de gas	adim
$S$	Base de diseño hidrostático para tubería de polietileno	$\text{lb}/\text{pg}^2$ ,
$S$	Resistencia Mínima a la Cedencia, <i>RMC</i>	kPa, $\text{lb}/\text{pg}^2$ , $\text{kg}/\text{cm}^2$
$t$	Espesor de pared de la tubería	pg
$T$	Factor de corrección por temperatura del gas	adim
$T$	Temperatura	$^\circ\text{F}$ , $^\circ\text{R}$
$T_b$	Temperatura @ condiciones base o estándar	$^\circ\text{R}$
$T_c$	Temperatura crítica	$^\circ\text{R}$
$T_{ci}$	Temperatura crítica del componente <i>i</i>	$^\circ\text{R}$
$T_f$	Temperatura de flujo	$^\circ\text{R}$
$T_i$	Temperatura en el nodo <i>i</i>	$^\circ\text{R}$
$T_o$	Temperatura de operación	$^\circ\text{F}$
$T_{pc}$	Temperatura pseudocrítica	$^\circ\text{R}$
$T_{pcc}$	Temperatura pseudocrítica corregida	$^\circ\text{R}$
$T_{pr}$	Temperatura pseudoreducida	adim
$V$	Volumen de gas	$\text{pie}^3 / \text{mol}$
$V_g$	Velocidad de flujo de gas	$\text{m} / \text{seg}$ , $\text{pie} / \text{seg}$
$\bar{X}$	Representación del vector de incógnitas de un sistema de ecuaciones	-----
$x_i$	Fracción mol de la fase líquida	-----
$x_i$	Composición de la fase líquida	-----
$x_k$	Minimización mejorada dentro de Gradientes Conjugados	-----
$y_{\text{CO}_2}$	Fracción mol del dióxido de carbono, $\text{CO}_2$	-----
$y_{\text{N}_2}$	Fracción mol del nitrógeno, $\text{N}_2$	-----
$y_{\text{H}_2\text{S}}$	Fracción mol del ácido sulfhídrico, $\text{H}_2\text{S}$	-----
$y_i$	Composición de la fase gaseosa	-----
$y_i$	Componente <i>i</i> en la mezcla	fracción molecular
$y_i$	Fracción mol de la fase gaseosa	-----
$Z$	Factor de compresibilidad del gas	adim
$Z_c$	Factor de compresibilidad del gas en el punto crítico	adim
$Z_i$	Factor de compresibilidad del gas en el nodo <i>i</i>	adim
$Z_j$	Factor de compresibilidad del gas en el nodo <i>j</i>	adim

**NOTA.** Aquellas variables que presentan 2 o más unidades, indican que pueden encontrarse dentro de este documento con cualquiera de las así señaladas, esto debido a que el programa Gas Net 3.0, maneja 3 sistemas de unidades (ver Tabla 4.1, capítulo 4). Por otra parte, si en la ecuación no aparece señalada ninguna unidad, se asume la primera unidad que aparece de izquierda a derecha, dentro de esta nomenclatura.

SÍMBOLOS GRIEGOS

SÍMBOLO	DESCRIPCIÓN	UNIDADES
$\alpha$	Es un factor adimensional utilizado en la EDE de Soave – Redlich – Kwong el cual llegar a ser igual a la unidad en $T = T_c$	adim
$\alpha_k$	Cantidad estimada a través del Método de Gradientes Conjugados para minimizar una función $f$	-----
$\frac{\partial F_i}{\partial x_i}$	Derivada parcial de una función $F$ con respecto a una variable $x$ , que puede ser $p_i, Q_i, Hp_i$ , etc.	-----
$\varepsilon$	Variable de apoyo para obtener la $p_{pcc}$ y la $T_{pcc}$ (Ec. 3.26 y 3.25, respectivamente.)	-----
$\nabla f$	Gradiente de una función $f$	-----
$\gamma_g$	Gravedad específica del gas	adim
$\gamma_o$	Gravedad específica del aceite	adim
$\rho_{aire}$	Densidad relativa del aire	lb / pie <sup>3</sup>
$\rho_g$	Densidad relativa del gas	lb / pie <sup>3</sup>
$\rho_r$	Densidad reducida	-----
$\delta_{ij}$	Coefficiente de iteración binaria	-----
$\Omega_a$ y $\Omega_b$	Coefficientes para EDE (definidos por autor)	-----
$\phi$	Coefficiente de fugacidad	-----
$\phi_1, \phi_2, \phi_3$	Diámetro bajo las condiciones de la referencia correspondientes al caso 1, 2 ó 3	pg, mm
$\phi^L$	Coefficiente de fugacidad de cada componente en la fase líquida	-----
$\phi^g$	Coefficiente de fugacidad de cada componente en la fase gaseosa	-----
$\omega$	Factor acéntrico de una sustancia	-----

ABREVIACIONES

SÍMBOLO	DESCRIPCIÓN
ANSI	<i>American National Standards Institute</i> (Instituto Nacional Americano de Estándares)
API	<i>American Petroleum Institute</i> (Instituto Americano del Petróleo)
ASTM	<i>American Standard for Testing and Materials</i> (Sociedad Americana de Pruebas y Materiales)
Atm	Atmósferas
CO <sub>2</sub>	Dióxido de Carbono
CRE	Comisión Reguladora de Energía

SÍMBOLO	DESCRIPCIÓN
D. C.	Después de Cristo
$D_p$	Caída de presión
EUA	Estados Unidos de América
$EXP(x)$	Exponente ( $e^x$ )
EDE	Ecuaciones de Estado
$H_2S$	Acido Sulfhídrico
IGE	<i>Institute of Gas Engineers</i> (Instituto de Ingenieros de Gas de Inglaterra)
IMP	Instituto Mexicano del Petróleo
LP	Licuado de Petróleo
MMMPC	Miles de millones de pies cúbicos
MMPCD	Miles de millones de pies cúbicos por día
MMPCD	Millones de pies cúbicos por día
$MM^3PD$	Miles de metros cúbicos por día
MPCD	Miles de pies cúbicos por día
MB	Mega Bytes
MR	Marca Registrada
MHz	Mega Hertz
$N_2$	Nitrógeno
NOM (NMX)	Norma Oficial Mexicana
PEMD	Polietileno de Media Densidad, 2406
PEMEX	Petróleos Mexicanos
PPI	<i>Plastic Pipe Institute</i> (Instituto de Tuberías Plásticas)
PMOP	Presión Máxima de Operación Permisible
PVT	Presión Volumen Temperatura
RMC	Resistencia Mínima a la Cedencia
TACC	Tasa anual de crecimiento
SDR	<i>Standard Dimension Ratio</i> (Relación Dimensional Estándar)
SECRE	Secretaría de Energía – Comisión Reguladora de Energía
SVD	<i>Singular Valor Decomposition</i> (Descomposición del Valor Singular)
UNAM	Universidad Nacional Autónoma de México

### SUBÍNDICES Y SUPERÍNDICES

SÍMBOLO	DESCRIPCIÓN
$s$	Implica que la variable indicada es supuesta
$c$	Implica que la variable indicada es calculada
$g$	Implica que la variable esta referenciada a la fase gas
$L$	Implica que la variable esta referenciada a la fase líquida
$m$	Implica el número de coeficientes de la función de aproximación determinada con mínimos cuadrados

## REFERENCIAS

### CAPÍTULO 1

1. Toussaint, M.: "La Situación Mundial en los Precios del Gas Natural," *TECNOGAS y Electricidad* (2000) 2, No. 14, 4.
2. Palacios Calva, R.: "Gas Natural en México Situación Actual y Perspectivas," *Ingeniería Petrolera, Asociación de Ingenieros Petroleros de México* (1997) 37, 19 – 20.
3. Silva Pérez, P.: "Programa Estratégico de Gas, PEG," *Colegio de Ingenieros Petroleros de México CIPM* (2000) 27, No. 2, 14 – 21.
4. *Prospectiva del Mercado de Gas Natural 1998 - 2007*, primera edición, Secretaría de Energía, México (1998), 61 – 64.
5. Becerra González, M.: "Diseño y Análisis de Redes de Gas en Régimen Permanente. Programación Orientada a Objetos," Tesis de Licenciatura, Facultad de Ingeniería, UNAM, D. F., México, (1998).

### CAPÍTULO 2

1. Stoner, M.A.: "Steady – State Analysis of Gas Production, Transmission and Distribution Systems," paper SPE 2554 presentado en 1969 SPE 44<sup>th</sup> Annual Meeting, Denver, Co., 28 Septiembre – 1 Octubre.

2. Katz, D. L. et. al., *Handbook of Natural Gas Engineering*, McGraw – Hill Book Co. Inc., New York City (1959), 305.
3. Rao, S. S., *Optimization (Theory and Applications)*, second edition, Wiley Eastern Limited, New Delhi, India (1984), 301 – 318.

### CAPÍTULO 3

1. McCain, W. D., Jr.: "The Properties of Petroleum Fluids," 2<sup>nd</sup> ed. Tulsa. Oklahoma; PennWell Books, (1990).
2. Bánzer S., C.: "Correlaciones Numéricas P. V. T.," 1<sup>er</sup> ed. Zulia, Venezuela; Instituto de Investigaciones Petroleras de la Universidad del Zulia INPELUZ, (1996), 3.
3. Ahmed, T.: "Hydrocarbon Phase Behavior," Houston, Texas, Gulf Publishing Company, (1989), 6 – 9.
4. Kay, W.B.: "Density of Hydrocarbon Gases and Vapors at High Temperature and Pressure," *Ind. Eng. Chem.* (Septiembre 1936) 28, 1014 – 1019.
5. Stewart, W.F., Burkhart, S. F., y Voo, D.: "Prediction of Pseudocritical Parameters for Mixtures," paper presented at the 1959 AIChE Meeting, Kansas City, MO., 18 May.
6. Brown, G.G., Katz, D.L., Oberfell, G.G., y Alden, R. C.: "Natural Gasoline and the Volatile Hydrocarbons," Natural Gasoline Ass. of America, Tulsa (1948), 24 – 32.
7. Hankinson, R.W., Thomas, L.K., y Phillips K.A.: "Predict Natural Gas Properties," *Hydrocarbons Processing*, (April 1969), 107.

8. Standing, M.B.: "Volumetric and Phase Behavior of Oil Field Hydrocarbon Systems," SPE of AIME, Dallas (1977), 125 – 126.
9. Sutton, R.P.: "Compressibility Factors for High – Molecular – Weight Reservoirs Gases," paper SPE 14265 presentado en 1985 SPE 60<sup>th</sup> Annual Technical Conference and Exhibition, Las Vegas, NV, 22 – 25 Septiembre.
10. Carr, N., Kobayashi, R., y Burrows, D., "Viscosity of Hydrocarbon Gases Under Pressure," Trans. AIME, (1954) 201, 270 – 275.
11. Wichert, E., y Aziz, K.: "Calculate Z's for Sour Gases," "Hydrocarbons Processing," (1972) 51, No. 5, 119 – 122.
12. Sarem, A.M.: "Z – Factor Equation Developed for Use in digital Computers," *Oil and Gas Journal*, (1961), 118.
13. Bánzer S., C.: "Correlaciones Numéricas P. V. T.," 1<sup>er</sup> ed. Zulia, Venezuela; Instituto de Investigaciones Petroleras de la Universidad del Zulia INPELUZ, (1996), 20.
14. Hankinson, R.W., Thomas, L.K., y Phillips K.A.: "Predict Natural Gas Properties," *Hydrocarbons Processing*, (Abril 1969), 106 – 108.
15. Hall, K.R., and Yarborough, L.: "A New Equation of State for Z – Factor Calculations," *Oil and Gas Journal* (Junio 1973), 82 – 92.
16. Brill, J.P., and Beggs, H.D.: "Two – Phase Flow in Pipes," University Tulsa, INTERCOMP Course, The Hague (1974).

17. Dranchuck, P.M., Purvis, R.A., y Robinson, D.B.: "Computer Calculations of Natural Gas Compressibility Factors Using the Standing and Katz Correlation," *Institute of Petroleum Technical Series*, No. IP 74 – 008 (1974), 1 – 13.
18. Dranchuck, P.M., y Abu – Kassem J. H.: "Calculation of Z – Factors for Natural Gases Using Equations of State," *J. Cdn. Pet. Tech.*, (Julio – Septiembre 1975), 34 – 36.
19. Gopal, V.N.: "Gas Z – Factor Equations Developed for Computer," *Oil and Gas Journal*, (Agosto 1977), 58 – 60.
20. Redlich, O., y Kwong, J.: "On the Thermodynamics of Solutions. An Equations of State. Fugacities of Gaseous Solutions," *Chemical Reviews*, (1949) 44, 233 – 247.
21. Soave, G.: "Equilibrium Constant from a Modified Redlich – Kwong Equation State," *Chem. Eng. Sci.*, (1972) 27, 1197 – 1203.
22. Slot – Peterson, C.: "A Systematic and Consistent Approach to Determine Binary Interaction Coefficients for the Peng –Robinson Equation of State," paper SPE 16941, Dansk Olie & Gasproduktion A/S, 488 – 493.
23. Peng, D – Y., and Robison, D.B.: "A New Two – Constant Equation of State." *Ind. & Eng. Chem. Fund.*, (1976) 15, No. 1, 59 – 64.
24. Ahmed, T.: "Hydrocarbon Phase Behavior," *Applications of the Equation of State in Petroleum Engineering. The Determination of the Equilibrium Ratios*, Houston, Texas, Gulf Publishing Company, (1989) Chap. 6, 331 – 332.
25. Laudeman, S.K. y Bass, J.M.: "The Derivation of the Flash Calculation Equation," *Petroleum Reservoir Engineering*, McGraw – Hill, (1960), 342 – 343.

---

**CAPÍTULO 4**

1. *NOM – 003 – SECRE – 1997, Distribución de gas natural*, primera edición, SE – CRE, D. F., México, (1997), 2 – 3.
2. *Norma No. 2.423.01 – PEMEX, Redes de distribución de gas natural*, segunda edición, PEMEX – IMP, D. F., México, (1986), 7.
3. *NMX – W – 018 – 1995 – SCFI, Tubos de cobre sin costura para conducción de fluidos a presión*, segunda edición, Secretaría de Comercio y Fomento Industrial SCFI – División General de Normas DGN, D. F., México, (1996), 8 – 9.
4. Peralta Quintero, C.: "Catalogo de tuberías de cobre," *Productos de Cobre*, D. F., México, (2000), 22.

**CAPÍTULO 5**

1. Brito, F.: "El uso de micromuestreo en cromatografía de gases," *Automatización* (1977), No. 4, 15 – 21.
2. *Resultados de un análisis cromatográfico efectuado al gas natural que se transporta en Reynosa Tamaulipas*, PEMEX, (2000).
3. *NOM – 001 – SECRE – 1997, Calidad del gas natural*, primera edición, SE – CRE, D. F., México, (1997), 3.
4. *ANSI – B36 Welded and Seamless Wrought Steel Pipe*, first edition, American National Standard Institute ANSI , USA, New York, (1985).
5. *PPI – TR – 1997, Uses and recommendations*, first edition, Plastic Pipe Institute PPI – Technical Recommendations, USA, Washington D. C., (1997).

6. *NOM – 007 – SECRE – 1999, Transporte de gas natural*, primera edición, SE – CRE, D. F., México, (1997), 33.
7. "Catálogo de tuberías de polietileno PEMD 2406 (media densidad) y PEHD 3408 (alta densidad)," *Performance Pipe Division of Chevron Chemical Company*, USA, Benseville, IL., (1997).
8. *PPI – TR – 1997, Uses and recommendations*, first edition, Plastic Pipe Institute PPI – Technical Recommendations, USA, Washington D. C., (1997).
9. "Catálogo de tuberías de polietileno PEMD 2406 (media densidad) y PEHD 3408 (alta densidad)," *Dura – Line Corporation*, USA, Middlesboro, KY., (1995).
10. *Gas Works™ 7.0 User's Manual*, Bradley B., Bean, USA, Colorado Springs, Co., (1999), 375.
11. *IGE/TD9, Recommendations on Transmission and Distribution Practice, Offtakes and Pressures – Regulating Installations for inlet pressures between 7 and 100 bar*, first edition, The Institution of Gas Engineers IGE, (1986), 21.
12. Dale Beggs, H.: "Gas Production Operations," OGCI Publications, Oil and Gas Consultants International Inc. Tulsa OK., (1984), 125.
13. Ikoku, C. U.: "Natural Gas Production Engineering," John Wiley & Sons, Inc. New York, (1984), 517.
14. Standing, M. B.: "Volumetric and Phase Behavior of Oil Field Hydrocarbon Systems," SPE of AIME, Dallas (1977).

15. Mattar, L. y Zaoral, K.: "Gas Pipelines Efficiencies and Pressure Gradient Curves," paper No. 84 – 35 – 93 presented at the 35<sup>th</sup> Annual Technical Meeting of the Petroleum Society of CIM, Canada, Calgary, 10 – 13 June, (1984).
16. Ruíz García, J. A.: "Apuntes de la Asignatura de Técnicas Avanzadas de Programación," Tesis de Licenciatura, Facultad de Ingeniería, UNAM, D. F., México, (1993), 103 – 109.
17. Nieves Hurtado, F. y Domínguez Sánchez, F.: "Métodos Numéricos Aplicados a la Ingeniería," Compañía Editorial Continental, S. A de C. V., CECSA, D. F., México, (1997), 359 – 366.
18. Ruíz García, J. A.: "Apuntes de la Asignatura de Técnicas Avanzadas de Programación," Tesis de Licenciatura, Facultad de Ingeniería, UNAM, D. F., México, (1993), 106.

## CAPÍTULO 6

1. Méndez García, M. A.: "Modelo matemático para el diseño y cálculo de condiciones óptimas de operación en sistemas de tuberías," Tesis de Maestría, División de Estudios de Posgrado de la Facultad de Ingeniería, UNAM, D. F., México, (1990), 34 – 42 y 57 – 63.
2. Martínez Romero, N.: "Nuevos procedimientos para la, caracterización de yacimientos a partir de pruebas de pozos múltiples," Tesis de Maestría División de Estudios de Posgrado de la Facultad de Ingeniería, UNAM, D. F., México, (2000), 80 – 83.
3. Spiegel R., M.: "Estadística," Serie Shaum, Ed. Mc Graw – Hil, 2<sup>a</sup>. ed., Madrid, España, (1991), 322 – 327.

4. *NOM – 007 – SECRE – 1999, Transporte de gas natural*, primera edición, SE – CRE, D. F., México, (1997), 53 – 55.
5. Sánchez A., F.: "Diseño de una Red de Gas Mediante Programas de Cómputo," *Revista del Instituto Mexicano del Petróleo* (1978) 10, No. 4, 46.
6. Montoya, S. J.: "Genetic Algorithms Applied to the Optimum Design of Gas Transmission Networks," paper SPE 59030 presented at the 2000 SPE International Petroleum Conference and Exhibition in Mexico, Villahermosa, Mexico, Feb. 1 – 3, 2000.
7. *IGE/TD9, Recommendations on Transmission and Distribution Practice, Offtakes and Pressures – Regulating Installations for inlet pressures between 7 and 100 bar*, first edition, The Institution of Gas Engineers IGE, (1986), 21.
8. *NOM – 003 – SECRE – 1997, Distribución de gas natural*, primera edición, SE – CRE, D. F., México, (1997), 3.
9. *IGE/TD10, Recommendations on Transmission and Distribution Practice, Offtakes and Pressures – Regulating Installations for inlet pressures between 75 mbar and 7 bar*, first edition, The Institution of Gas Engineers IGE, (1986).
10. *NOM – 002 – SECRE – 1997, Instalaciones para el aprovechamiento de gas natural*, primera edición, SE – CRE, D. F., México, (1997), 8.
11. *STONER*, SynerGEE Gas de Stoner Associates, Inc; listado de datos y resultados proporcionados por *Servicios Mexicanos de Gas, S. A. de C. V.*, SEMEGAS, D. F., México, (2000).
12. *NOM – 003 – SECRE – 1997, Distribución de gas natural*, primera edición, SE – CRE, D. F., México, (1997), 17.

### APÉNDICE A

1. Nieves Hurtado, F. y Domínguez Sánchez, F.: "Métodos Numéricos Aplicados a la Ingeniería," Compañía Editorial Continental, S. A de C. V., CECSA, D. F., México, (1997), 359 – 366.

### APÉNDICE B

1. Ruíz García, J. A.: "Apuntes de la Asignatura de Técnicas Avanzadas de Programación," Tesis de Licenciatura, Facultad de Ingeniería, UNAM, D. F., México, (1993), 103 – 109.

### APÉNDICE C

1. *WIKA Instrument Corporation*: "Unidades de presión según el cuadro de referencia," 1000 Wiegand Boulevard, Lawrenceville, G. A., USA

## BIBLIOGRAFÍA

1. Ahmed, T.: "Hydrocarbon Phase Behavior," Houston, Texas, Gulf Publishing Company, (1989).
2. Bánzer S., C.: "Correlaciones Numéricas P. V. T.," 1<sup>er</sup> ed. Zulia, Venezuela; Instituto de Investigaciones Petroleras de la Universidad del Zulia INPELUZ, (1996).
3. Becerra González, M.: "Diseño y Análisis de Redes de Gas en Régimen Permanente. Programación Orientada a Objetos," Tesis de Licenciatura, Facultad de Ingeniería, UNAM, D. F., México, (1998).
4. Bradley Bean, B.: "Gas Works<sup>TM</sup> 7.0 User's Manual," USA, Colorado Springs, Co., (1999), 375.
5. Castillo, M. P.: "Design and Development of Hydrocarbon Surface Production Facilities and Pipelines Based on Process and Transport Simulators," paper SPE 59029 presentado en 2000 SPE International Petroleum Conference and Exhibition in Mexico, Villahermosa, Mexico, Feb. 1 – 3, 2000.
6. Edgar, T. F., Himmelblau, D. M. y Bickel, T. C.: "Optimal Design of Gas Transmission Networks," paper SPE 6034 presentado en SPE 51<sup>th</sup> Annual Fall Technical Conference and Exhibition, New Orleans, Oct. 3 – 6, 1976.
7. Katz, D. L. et. al., *Handbook of Natural Gas Engineering*, McGraw – Hill Book Co. Inc., New York City (1959).

8. McCain, W. D., Jr.: "The Properties of Petroleum Fluids," 2<sup>nd</sup> ed., PennWell Books, Tulsa Oklahoma; (1990).
9. Mejía Velasco, R.: "Cálculo de potencia de compresoras y diámetros de tuberías de sistemas que transportan gas," Tesis de Licenciatura, Facultad de Ingeniería, UNAM, D. F., México, (1982).
10. Méndez García, M. A.: "Modelo matemático para el diseño y cálculo de condiciones óptimas de operación en sistemas de tuberías," Tesis de Maestría, Facultad de Ingeniería, UNAM, D. F., México, (1990).
11. Montoya, S. J.: "Genetic Algorithms Applied to the Optimum Design of Gas Transmission Networks," paper SPE 59030 presentado en 2000 SPE International Petroleum Conference and Exhibition in Mexico, Villahermosa, Mexico, Feb. 1 – 3, 2000.
12. Chi U. Ikoku, *Natural Gas Engineering*, PennWell Books, Tulsa Oklahoma (1980).
13. Sánchez Olea, E.: "Análisis y Automatización de Técnicas de Optimización aplicadas a las condiciones de separación Aceite – Gas," Tesis de Licenciatura, Facultad de Ingeniería, UNAM, D. F., México, (1997).
14. Stoner, M. A.: "Sensitivity Analysis Applied to a Steady – State Model of Natural Gas Transportation Systems," paper SPE 3056 presentado en SPE 45<sup>th</sup> Annual Fall Meeting, Houston, Oct. 4 – 7, 1970.
15. Stoner, M. A.: "Steady – State Analysis of Gas Production, Transmission, and Distribution Systems," paper SPE 2554 presentado en SPE 44<sup>th</sup> Annual Fall Meeting, Denver, Colo., Sept. 28 – Oct. 1, 1969.

# A

## APÉNDICE

### APROXIMACIÓN POLINOMIAL CON MÍNIMOS CUADRADOS GRADO "N"<sup>(1)</sup>

La técnica de mínimos cuadrados permite generar una función, que ajusta una curva suave a un conjunto de pares de puntos, tal que:

$$(x_1, y_1), (x_2, y_2), \dots, (x_n, y_n) , x_1 < x_2 < \dots < x_n , i = 1, 2, \dots, n \quad (A.1)$$

Sin embargo, en algunos casos la información tiene errores significativos; por ejemplo cuando proviene de medidas físicas; en estas circunstancias no tiene sentido pasar un polinomio de aproximación por los puntos dados, sino sólo cerca de ellos (ver Fig. A.1).

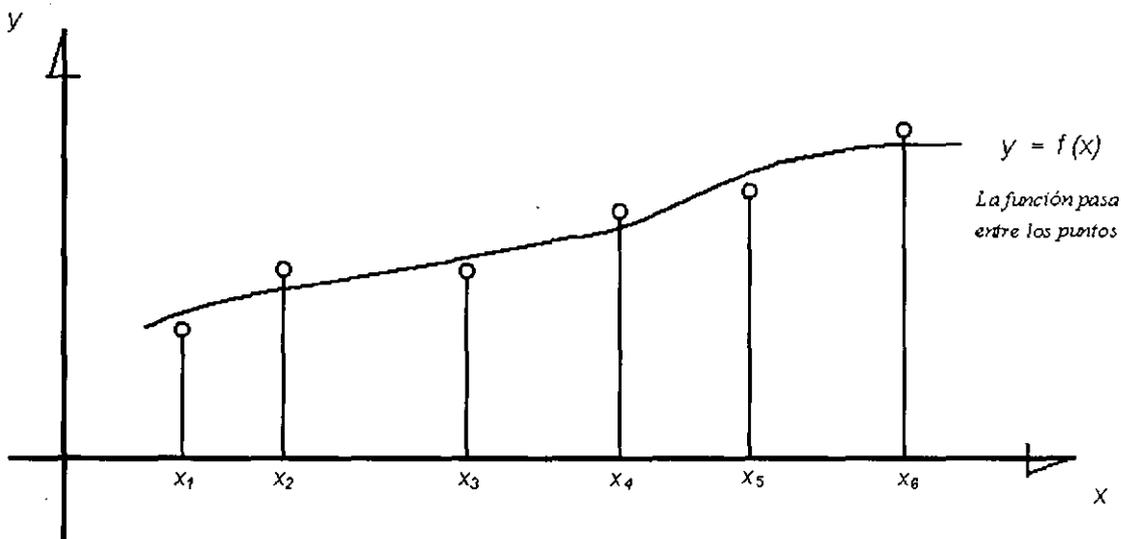


Fig. A.1. Aproximación polinomial que pasa por entre los puntos.

No obstante, esto crea un problema, ya que se puede pasar un número infinito de curvas entre los puntos. Para determinar la mejor curva, se establece un criterio que la fije y una metodología que la determine. El criterio más común consiste en pedir que la suma de las distancias calculadas entre el valor de la función que aproxima  $p(x_i)$  y el valor de la función  $f(x_i)$  dada en la tabla, sea mínima (ver Fig. A.2), esto es:

$$\sum_{i=1}^m |p(x_i) - f(x_i)| = \sum_{i=1}^m d_i = \text{mínimo} \quad (\text{A.2})$$

Para evitar problemas de compensación de errores, se acostumbra utilizar las distancias  $d_i$  elevadas al cuadrado:

$$\sum_{i=1}^m |p(x_i) - f(x_i)|^2 = \sum_{i=1}^m d_i^2 = \text{mínimo} \quad (\text{A.3})$$

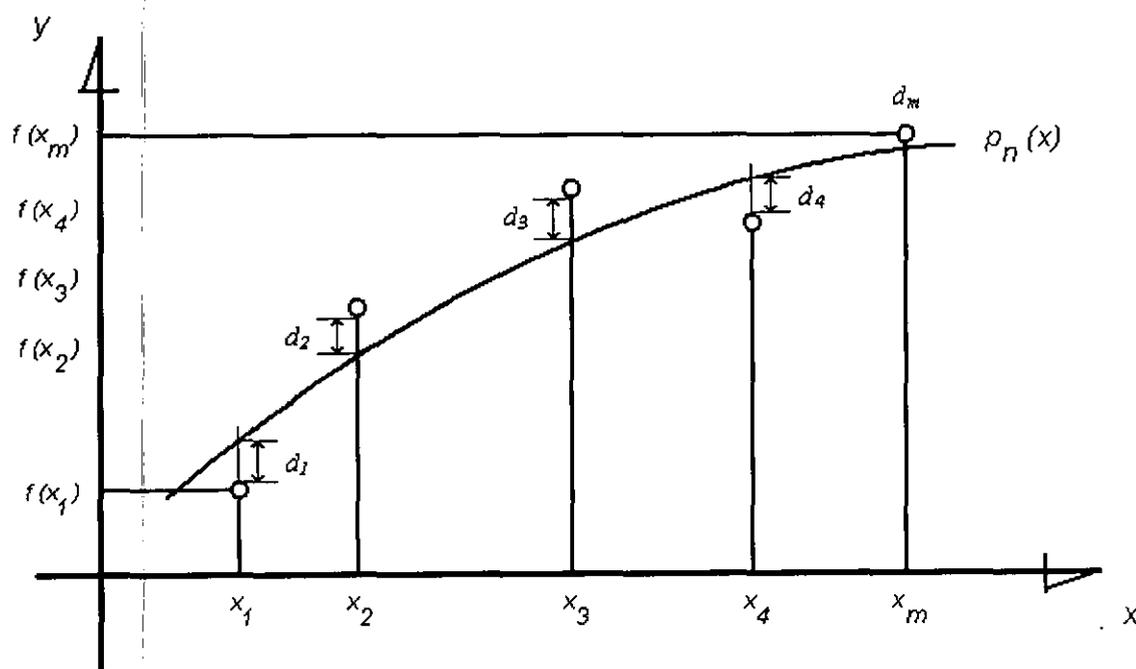


Fig. A.2. Ilustración de las distancias  $d_i$  a minimizar.

En la Fig. A.2 se observan los puntos dato, para la aproximación polinomial  $p(x_i)$  y las distancias  $d_i$  entre los puntos correspondientes, cuya suma hay que minimizar.

Si se utiliza:

$$p(x) = a_0 + a_1 x \quad (A.4)$$

para aproximar la función dada por la tabla, el problema queda como el de minimizar:

$$\sum_{i=1}^m [a_0 + a_1 x_i - f(x_i)]^2 \quad (A.5)$$

Nótese que del número infinito de polinomios que pasan entre los puntos, se selecciona aquel cuyos coeficientes  $a_0$  y  $a_1$  minimicen la Eq. (A.4).

En el cálculo de funciones de una variable, se ha aprendido que para encontrar el mínimo o máximo de una función, se deriva y se iguala con cero esa derivada. Después se resuelve la ecuación resultante para obtener los valores de la variable que pudieran minimizar o maximizar la función. En el caso en estudio, donde se tiene una función por minimizar de dos variables ( $a_0$  y  $a_1$ ), el procedimiento es derivar parcialmente con respecto a cada una de las variables e igualar a cero cada derivada, con la cual se obtiene un sistema de dos ecuaciones algebraicas en las incógnitas  $a_0$  y  $a_1$ ; es decir:

$$\frac{\partial}{\partial a_0} \left[ \sum_{i=1}^m (a_0 + a_1 x_i - f(x_i))^2 \right] = 0 \quad (A.6)$$

$$\frac{\partial}{\partial a_1} \left[ \sum_{i=1}^m (a_0 + a_1 x_i - f(x_i))^2 \right] = 0 \quad (A.7)$$

Se deriva dentro del signo de sumatoria.

$$\sum_{i=1}^m \frac{\partial}{\partial a_0} [a_0 + a_1 x_i - f(x_i)]^2 = \sum_{i=1}^m 2[a_0 + a_1 x_i - f(x_i)] \cdot 1 = 0 \quad (A.8)$$

$$\sum_{i=1}^m \frac{\partial}{\partial a_1} [a_0 + a_1 x_i - f(x_i)]^2 = \sum_{i=1}^m 2[a_0 + a_1 x_i - f(x_i)] x_i = 0 \quad (A.9)$$

al desarrollar las sumatorias se tiene:

$$[a_0 + a_1 x_1 - f(x_1)] + [a_0 + a_1 x_2 - f(x_2)] + \dots + [a_0 + a_1 x_m - f(x_m)] = 0 \quad (A.10)$$

$$[a_0 x_1 + a_1 x_1^2 - f(x_1) x_1] + [a_0 x_2 + a_1 x_2^2 - f(x_2) x_2] + \dots$$

$$\dots + [a_0 x_m + a_1 x_m^2 - f(x_m) x_m] = 0 \quad (A.11)$$

que simplificadas quedan como:

$$m a_0 + a_1 \sum_{i=1}^m x_i = \sum_{i=1}^m f(x_i) \quad (A.12)$$

$$a_0 \sum_{i=1}^m x_i + a_1 \sum_{i=1}^m x_i^2 = \sum_{i=1}^m f(x_i) x_i \quad (A.13)$$

El sistema se resuelve por la regla de Cramer y se tienen las siguientes ecuaciones para determinar los coeficientes  $a_0$  y  $a_1$ :

$$a_0 = \frac{\left[ \sum_{i=1}^m f(x_i) \right] \left[ \sum_{i=1}^m x_i^2 \right] - \left[ \sum_{i=1}^m x_i \right] \left[ \sum_{i=1}^m f(x_i) x_i \right]}{m \left[ \sum_{i=1}^m x_i^2 \right] - \left[ \sum_{i=1}^m x_i \right]^2} \quad (\text{A.14})$$

$$a_1 = \frac{m \left[ \sum_{i=1}^m f(x_i) x_i \right] - \left[ \sum_{i=1}^m f(x_i) \right] \left[ \sum_{i=1}^m x_i \right]}{m \left[ \sum_{i=1}^m x_i^2 \right] - \left[ \sum_{i=1}^m x_i \right]^2} \quad (\text{A.15})$$

que sustituidos en la Ec. (A.4) dan la aproximación polinomial de primer grado que mejor ajusta la información tabulada (mínimos cuadrados de primer grado). Este polinomio puede usarse para aproximar valores a la función para argumentos no conocidos en la tabla.

El grado del polinomio no tiene relación con el número de puntos usados y debe seleccionarse de antemano con base en consideraciones teóricas que apoyan el fenómeno estudiado, el diagrama de dispersión (puntos graficados en el plano  $x - y$ ) o ambos.

El hecho de tener la mejor recta que aproxima la información, no significa que la información esté bien aproximada; quizá convenga aproximarla con una parábola o una ecuación cúbica.

Para encontrar el polinomio de segundo grado  $p_2(x) = a_0 + a_1 x + a_2 x^2$  que mejor aproxime la tabla (mínimos cuadrados de segundo grado), se minimiza:

$$\sum_{i=1}^m \left[ a_0 + a_1 x_i + a_2 x_i^2 - f(x_i) \right]^2 \quad (\text{A.16})$$

donde los parámetros  $a_0$ ,  $a_1$  y  $a_2$  se obtienen al resolver el sistema de ecuaciones lineales que resulta de derivar parcialmente e igualar a cero la función por minimizar con respecto a cada uno. Dicho sistema puede expresarse de la forma siguiente:

$$m a_0 + a_1 \sum_{i=1}^m x_i + a_2 \sum_{i=1}^m x_i^2 = \sum_{i=1}^m f(x_i) \quad (\text{A.17})$$

$$a_0 \sum_{i=1}^m x_i + a_1 \sum_{i=1}^m x_i^2 + a_2 \sum_{i=1}^m x_i^3 = \sum_{i=1}^m f(x_i) x_i \quad (\text{A.18})$$

$$a_0 \sum_{i=1}^m x_i^2 + a_1 \sum_{i=1}^m x_i^3 + a_2 \sum_{i=1}^m x_i^4 = \sum_{i=1}^m f(x_i) x_i^2 \quad (\text{A.19})$$

Dicha solución puede obtenerse a través de algún método de solución de sistemas de ecuaciones como: Gauss – Jordan, Jacobi, Gauss – Seidel, Decomp y Solve, etc.

En el caso de querer aproximar una función dada en forma tabular con un polinomio de grado más alto,  $n$  por ejemplo (mínimos cuadrados de grado  $n$ ), el procedimiento es el mismo, esto es, minimizar la función:

$$\sum_{i=1}^m [a_0 + a_1 x_i + a_2 x_i^2 + \dots + a_n x_i^n - f(x_i)]^2 \quad (\text{A.20})$$

derivando la Ec. (A.20) parcialmente con respecto a cada coeficiente  $a_i$ , de donde  $0 \leq i \leq n$ , e igualando a cero cada una de estas derivadas, llegando al sistema lineal siguiente:

$$\begin{aligned}
 m a_0 &+ a_1 \sum_{i=1}^m x_i + a_2 \sum_{i=1}^m x_i^2 + \dots + a_n \sum_{i=1}^m x_i^n = \sum_{i=1}^m y_i \\
 a_0 \sum_{i=1}^m x_i &+ a_1 \sum_{i=1}^m x_i^2 + a_2 \sum_{i=1}^m x_i^3 + \dots + a_n \sum_{i=1}^m x_i^{n+1} = \sum_{i=1}^m x_i y_i \\
 a_0 \sum_{i=1}^m x_i^2 &+ a_1 \sum_{i=1}^m x_i^3 + a_2 \sum_{i=1}^m x_i^4 + \dots + a_n \sum_{i=1}^m x_i^{n+2} = \sum_{i=1}^m x_i^2 y_i \quad (A.21) \\
 \cdot &\quad \cdot \quad \cdot \\
 \cdot &\quad \cdot \quad \cdot \\
 \cdot &\quad \cdot \quad \cdot \\
 a_0 \sum_{i=1}^m x_i^n &+ a_1 \sum_{i=1}^m x_i^{n+1} + a_2 \sum_{i=1}^m x_i^{n+2} + \dots + a_n \sum_{i=1}^m x_i^{n+n} = \sum_{i=1}^m x_i^n y_i
 \end{aligned}$$

Cuya solución también puede obtenerse a través de algún método de solución de sistemas de ecuaciones lineales como: Gauss – Jordan, Jacobi, Gauss – Seidel, Decomp y Solve, etc.

Para el problema del cálculo de la eficiencia de flujo con base en las gráficas mostradas en las Figs. 5.1 y 5.2 del capítulo 5, tenemos las siguientes parejas de puntos expresadas como:

$$(q_1, E_1), (q_2, E_2), \dots, (q_n, E_n) \quad (A.22)$$

$$q_1 < q_2 < \dots < q_n \quad , \quad i = 1, 2, \dots, n$$

Al aproximar una función a la tabla de datos  $(q_n, E_n)$  se encontró que el polinomio de grado 15, fue el que presentó el menor error de ajuste, generando el siguiente sistema de ecuaciones:

$$\begin{aligned}
 m a_0 &+ a_1 \sum_{i=1}^m q_i + a_2 \sum_{i=1}^m q_i^2 + \dots + a_n \sum_{i=1}^m q_i^n = \sum_{i=1}^m E_i \\
 a_0 \sum_{i=1}^m q_i &+ a_1 \sum_{i=1}^m q_i^2 + a_2 \sum_{i=1}^m q_i^3 + \dots + a_n \sum_{i=1}^m q_i^{n+1} = \sum_{i=1}^m q_i E_i \\
 a_0 \sum_{i=1}^m q_i^2 &+ a_1 \sum_{i=1}^m q_i^3 + a_2 \sum_{i=1}^m q_i^4 + \dots + a_n \sum_{i=1}^m q_i^{n+2} = \sum_{i=1}^m q_i^2 E_i \quad (A.23) \\
 \cdot &\cdot \cdot \cdot \cdot \cdot \cdot \cdot \cdot \cdot \\
 \cdot &\cdot \cdot \cdot \cdot \cdot \cdot \cdot \cdot \cdot \\
 \cdot &\cdot \cdot \cdot \cdot \cdot \cdot \cdot \cdot \cdot \\
 a_0 \sum_{i=1}^m q_i^n &+ a_1 \sum_{i=1}^m q_i^{n+1} + a_2 \sum_{i=1}^m q_i^{n+2} + \dots + a_n \sum_{i=1}^m q_i^{n+n} = \sum_{i=1}^m q_i^n E_i
 \end{aligned}$$

Para estimar la solución del sistemas de ecuaciones lineales Ec. (A.23), se eligió Decomp y Solve que está basado en la eliminación Gaussiana ya que es el más eficiente, pues no sólo ofrece precisión en los resultados, sino además, un tiempo de ejecución aceptable.

Tomando la expresión general del sistema de ecuaciones anterior y resolviéndolo obtenemos el polinomio de ajuste siguiente:

$$E_i = f(q) = a_0 + a_1 q^1 + a_2 q^2 + \dots + a_n q^n \quad (A.24)$$

La Ec. (A.24) es valida para tubería de acero o polietileno y aplicará según sea su caso (ver Ecs. (5.6) y (5.9) en el capítulo 5).

Los valores de los coeficientes  $a_0$  a  $a_{15}$  para la tubería de acero se reportan en la Tabla 5.9 y para la tubería de polietileno en la Tabla 5.11, ambas del capítulo 5.

# B

## APÉNDICE

### AJUSTE DE FAMILIAS DE CURVAS<sup>(1)</sup>

Teniendo una función en tres dimensiones y con dos variables independientes,  $y = f(x, z)$ , la cual a su vez conforma una familia de curvas como las mostradas en la Fig. B.1, puede ajustarse a un polinomio a través del procedimiento propuesto por el Dr. Tomas Limón H. que se describe a continuación:

- i. Ordenar de manera tabular los valores  $(x, y)$ , para  $z_i$ , donde  $i = 1, 2, \dots, n$ .
- ii. Ajustar, mediante mínimos cuadrados (ver Apéndice A), un polinomio a estos puntos, obteniendo una expresión que en general tiene la forma:

$$y = f(x) = a_{i,0} + a_{i,1}x + a_{i,2}x^2 + \dots + a_{i,m}x^m \quad (B.1)$$

$$\text{para } z = z_i, \quad i = 1, 2, \dots, n$$

Donde "n" representa el número de datos y "m" el grado del polinomio. Los coeficientes  $a_{i,0}, a_{i,1}, \dots, a_{i,m}$ , se determinan con el ajuste polinomial.

- iii. El conjunto de ecuaciones del paso ii, puede reducirse a otro del tipo:

$$y = b_0 + b_1x + b_2x^2 + \dots + b_mx^m \quad (B.2)$$

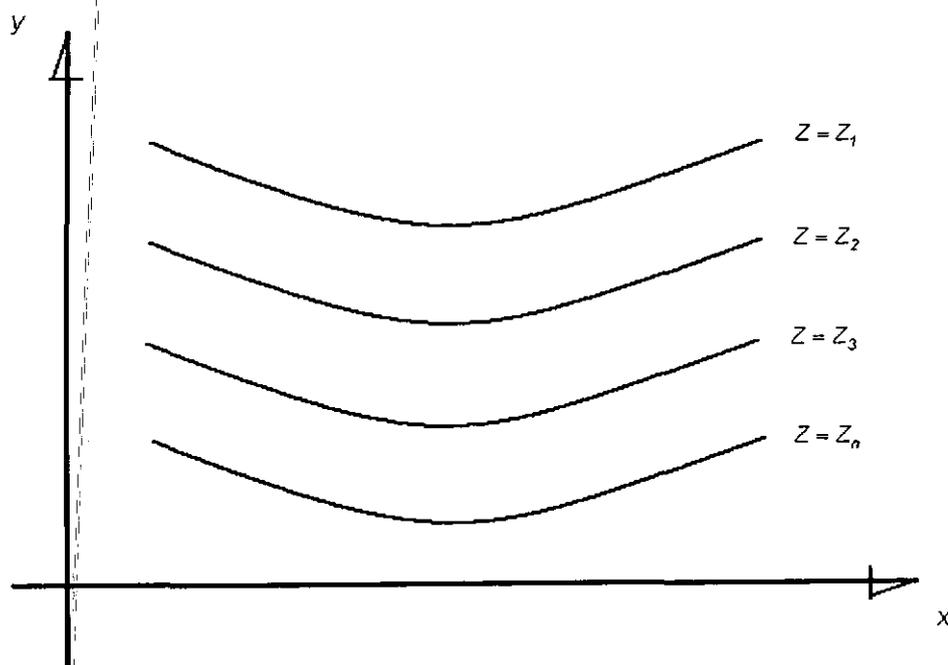


Fig. B.1. Familia de curvas en 3 dimensiones.

donde los coeficientes  $b_i$ , son funciones de  $z$ , señalando que  $a_{i,0}, a_{i,1}, \dots, a_{i,m}$ , corresponden a  $z = z_i$ . Por lo tanto, los coeficientes de la Ec. (B.2), están definidos por las expresiones siguientes:

$$\begin{aligned}
 b_0 &= c_{0,0} + c_{0,1} z^1 + c_{0,2} z^2 + \dots + c_{0,m} z^m \\
 b_1 &= c_{1,0} + c_{1,1} z^1 + c_{1,2} z^2 + \dots + c_{1,m} z^m \\
 b_3 &= c_{2,0} + c_{2,1} z^1 + c_{2,2} z^2 + \dots + c_{2,m} z^m \\
 &\dots \\
 &\dots \\
 &\dots \\
 b_m &= c_{m,0} + c_{m,1} z^1 + c_{m,2} z^2 + \dots + c_{m,m} z^m
 \end{aligned}
 \tag{B.3}$$

Los coeficientes  $c_{0,0}$ ,  $c_{0,1}$ , ..... ,  $c_{0,m}$ , de la Ec. (B.3) para  $b_0$ , son el resultado de un ajuste polinomial en el que se han considerado las parejas de puntos  $(z_1, a_{1,0})$ ,  $(z_2, a_{2,0})$ , ..... ,  $(z_n, a_{n,0})$ . De manera análoga, los coeficientes  $c_{1,0}$ ,  $c_{1,1}$ , ..... ,  $c_{1,m}$ , son el producto de una ajuste polinomial con los puntos  $(z_1, a_{1,1})$ ,  $(z_2, a_{2,1})$ , ..... ,  $(z_n, a_{n,1})$ , y así sucesivamente, hasta calcular los coeficientes  $b_m$  restantes.

Tomando la expresión general del sistema de ecuaciones anterior y resolviéndolo obtenemos el polinomio de ajuste siguiente:

$$E_i = b_0 + b_1 q^1 + b_2 q^2 + \dots + b_n q^n \quad (B.4)$$

La Ec. (B.4) anterior dependiendo de la gráfica que se tome, esto es, para tubería de acero ó polietileno, aplicará según sea su caso (ver Ecs. (5.7) y (5.10) en el capítulo 5).

Y para determinar los coeficientes  $b_0$  a  $b_{15}$ , se tendrá la expresión:

$$b_m = c_0 + c_1 d^1 + c_2 d^2 + \dots + c_9 d^9 \quad (B.5)$$

que al aplicarlas a las mismas gráficas de eficiencia para tubería de acero ó polietileno, se tendrán las Ecs. (5.8) y (5.11), respectivamente; para los valores de los coeficientes  $c_0$  a  $c_9$  para la tubería de acero se reportan en la Tabla 5.11A. y para la tubería de polietileno en la Tabla 5.11B. (ambas ubicadas en el capítulo 5).

# C

## TABLA DE FACTORES DE CONVERSIÓN PARA UNIDADES DE PRESIÓN<sup>(1)</sup>

lb/pg <sup>2</sup>	atm	pg H <sub>2</sub> O	mm H <sub>2</sub> O	cm H <sub>2</sub> O	oz / pg <sup>2</sup>	kg / cm <sup>2</sup>	pg Hg	mm Hg	cm Hg	mbar	bar	Pa(N/m <sup>2</sup> )	kPa	MPa
1	0.0681	27.71	703.8	70.38	16	0.0704	2.036	51.715	5.17	68.95	0.0689	6895	6.895	0.0069
14.7	1	407.2	10343	1034.3	235.1	1.032	29.92	760	76	1013	1.013	101325	101.3	0.1013
0.0361	0.00246	1	25.4	2.54	0.5775	0.00254	0.0735	1.866	0.187	2.488	0.00249	248.8	0.249	0.00025
0.001421	0.000097	0.0394	1	0.1	0.0227	0.0001	0.00289	0.0735	0.00735	0.098	0.000098	9.8	0.0098	0.00001
0.01421	0.000967	0.3937	10	1	0.227	0.001	0.0289	0.735	0.0735	0.98	0.00098	98	0.098	0.0001
0.0625	0.00425	1.732	43.986	4.4	1	0.0044	0.1273	3.232	0.323	4.31	0.00431	431	0.431	0.00043
14.22	0.968	394.1	100010	1001	227.6	1	28.96	735.6	73.56	980.7	0.981	98067	98.07	0.0981
0.4912	0.03342	13.61	345.7	34.57	7.858	0.0345	1	25.4	2.54	33.86	0.0339	3386	3.386	0.00339
0.01934	0.001316	0.536	13.61	1.361	0.31	0.00136	0.0394	1	0.1	1.333	0.001333	133.3	0.1333	0.000133
0.1934	0.01316	5.358	136.1	13.61	3.1	0.0136	0.394	10	1	13.33	0.01333	1333	1.333	0.00133
0.0145	0.000987	0.4012	10.21	1.021	0.2321	0.00102	0.0295	0.75	0.075	1	0.001	100	0.1	0.0001
14.504	0.987	401.9	10210	1021	232.1	1.02	29.53	750	75	1000	1	100000	100	0.1
0.000145	0.00001	0.00402	0.102	0.0102	0.00232	0.00001	0.000295	0.0075	0.00075	0.01	0.00001	1	0.001	0.000001
0.14504	0.00987	4.019	102.07	10.207	2.321	0.0102	0.295	7.5	0.75	10	0.01	1000	1	0.001
145.04	9.869	4019	102074	10207	2321	10.2	295.3	7500	750	10000	10	1000000	1000	1

Para utilizar esta tabla:

- i) Buscar la columna con las unidades a las cuales se desea convertir.
- ii) Bajar en esa columna hasta cuando encuentre el "1".
- iii) Permaneciendo en la misma hilera, desplazarse horizontalmente hasta la columna con las unidades a las cuales se desea convertir.
- iv) Multiplicar el número de esa casilla por la cantidad de la cual se está cambiando para obtener el valor convertido.