



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO
PROGRAMA DE MAESTRÍA Y DOCTORADO EN INGENIERÍA
INGENIERÍA EN EXPLORACIÓN Y EXPLOTACIÓN DE RECURSOS
NATURALES - PRODUCCIÓN

ANÁLISIS PARA LA OPTIMIZACIÓN DE UN MEDIDOR DE GAS DE TIPO
ULTRASÓNICO

TESIS
QUE PARA OBTENER EL GRADO DE:
MAESTRO EN INGENIERÍA

PRESENTA:
ERICK SALVADOR SERNA RESÉNDIZ

TUTOR PRINCIPAL
M.I. JAIME LARIOS GONZÁLEZ
FACULTAD DE INGENIERÍA U.N.A.M.

MÉXICO, D. F. MARZO DEL 2019

JURADO ASIGNADO:

Presidente: Dr. Samaniego Verduzco Fernando

Secretario: Dr. Guerrero Sarabia Teodoro Iván

Vocal: M en I. Jaime Larios González

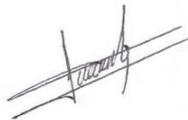
1 er. Suplente: M. en I. Santamaría Guevara Noel Ernesto

2 d o. Suplente: Dr. Escobedo Zenil David

Lugar o lugares donde se realizó la tesis: CDMX.

TUTOR DE TESIS:

M.I. Jaime Larios González



FIRMA

Bajo el trabajo extenuante, que acontece a los hombres en el claro fulgor de las mañanas coloridas, y la labor llena de cicatrices y caminos tortuosos, en el horizonte, se emprende el andar...

El andar acompañado de rigor, constancia, disciplina, entendimiento y sacrificio. Es aquel solemne caminar, que yace en lo más profundo de la mente y el corazón, en las historias inconclusas llenas de lágrimas, alegrías y despedidas.

Es el trabajo acompañado de felicidad, aprendizajes, experiencias, motivaciones y deseos.

Es el recorrido que se forja en lo más profundo del alma del hombre a puños sostenidos y que sin importar la condición, le permite mirar caminos rectos de eterna promesa.

Tuyo es el trabajo, tuya es la felicidad, tuya es la prosperidad de los que miran en el ocaso de la noche tu eterna morada en los cielos.

El caminar apenas empieza ¡Oh joven hombre!

Joven hombre que a bocanadas desea vivir y triunfar.

Triunfar en el largo trayecto, sin perder la serenidad y tranquilidad del alma que se florece al envejecer el cuerpo.

Que mis ojos puedan admirar el producto del trabajo, que mis manos puedan servir a mis aliados, que mi mente sea entendida, mi corazón fortalecido cada día y mis labios destilen sabiduría en el largo caminar en los andares de la vida...

Que la paciencia y la cordura acompañen mis pasos, y que las vanidades ilusorias no conviertan mis días en una profana alegoría que al acontecer lo más temido en los días oscurece la epifanía.

Erick Salvador Serna Reséndiz.

Dedicatoria:

Al Dios de Abraham, al Dios de Isaac, al Dios de Jacob, a mi Dios que me ha formado y ha influido en gran medida de forma directa en la visión, principios que tengo, y por haberme permitido culminar otro proyecto más de vida bajo su eterna voluntad y su misericordia.

“Y tú, Salomón, hijo mío, reconoce al Dios de tu padre, y sírvele con corazón perfecto y con ánimo voluntario; porque Jehová escudriña los corazones de todos, y entiende todo intento de los pensamientos. Si tú le buscares, lo hallarás; más si lo dejares, él te desechará para siempre.” 1 Crónicas 28:9

A mi señor padre **Manuel Salvador Serna Arteaga** por ser dirección, disciplina, rigor, perseverancia, visión, entrega y en general por haberme instruido durante todos estos años de vida, creer en mí, por ser mi mentor, mi amigo y mi mejor aliado en tiempos de angustia.

A mi señora madre **Rosa Elena Reséndiz Catalán**, quien ha sido columna vertebral de la familia y una de las personas que más ha influido en mi formación, mi forma de ser y así mismo en el deseo por querer salir adelante.

A mi hermana **Karen Vanessa Serna Reséndiz** quien ha sido compañera de mil batallas, compañera de vida, amiga, consuelo, y así mismo persona inseparable que me ha ayudado a reflexionar en tiempos difíciles.

Gracias por apoyarme, por hacer de mi lo que soy, y por contribuir en este gran proyecto de vida que apenas empieza; pero sobre todo por su gran amor, por su paciencia, por nunca separarse de mi a pesar de todo. Mis logros son sus logros, mi triunfos y derrotas permanecerán siempre con ustedes en donde quiera que esté.

Erick Salvador Serna Reséndiz

Agradecimientos:

A Dios por permitirme culminar una etapa más en mi trayectoria a lado de mi familia y amigos.

A la Universidad Nacional Autónoma de México con la que estaré eternamente agradecido por la oportunidad que me brindó de formarme profesionalmente y conocer personas valiosas.

A mi tutor al M. en I. Jaime Larrios González por su gran paciencia, amistad, por su interés, compromiso, y sobre todo por creer en mí y brindarme su valiosa ayuda incondicional que fue de vital importancia para la realización de este trabajo.

A mi familia Manuel Salvador, Rosa Elena y Karen Vanessa por estar a mi lado siempre, por ser parte de mi motivación cotidiana para salir adelante y dar lo mejor de mí.

A mi amigo leal, fiel e inseparable Ricardo Cruz García y su familia quienes han estado durante mucho tiempo a lado mío de manera incondicional y sincera.

A mi buena amiga Alejandra Valadez Vergara por su amistad entrañable su apoyo y su ayuda en momentos difíciles de este trayecto.

A toda la gente que contribuyo en mi formación y que han formado parte de mi vida y me han dejado conocimiento invaluable en todo aspecto.

Erick Salvador Serna Reséndiz

México CDMX agosto 2018

Resumen.

La medición de hidrocarburos en México ha tomado gran importancia en los últimos años, debido a los cambios que se presentan actualmente en la nación en materia de manejo y control para el aprovechamiento de recursos energéticos como es el gas natural. Esto debido a la llegada de nuevos operadores petroleros y los cambios normativos que se originaron a partir de la reforma energética, con la finalidad de hacer más transparente y así mismo tener una mejor administración en los volúmenes explotados, transportados y utilizados en puntos de comercialización, quema y transferencia de custodia.

Por esto mismo se requiere contar con sistemas de medición confiables y auditables que cumplan con especificaciones nacionales e internacionales en materia de medición, que garanticen un correcto control de los recursos existentes.

Debido a la presente necesidad de implementar mejores prácticas para la medición de gas se presenta el trabajo siguiente, enfocado a la optimización de un sistema de medición de gas en un centro de proceso que contiene como elemento primario un medidor tipo ultrasónico.

El trabajo comienza con una revisión de la literatura enfatizando conceptos básicos de metrología y propiedades del gas natural; posteriormente, se definen los elementos de un sistema de medición, mencionando las tecnologías existentes y se detallan las consideraciones pertinentes para la instalación e implementación de medidores de tipo ultrasónico en líneas de producción.

Por último, se tiene un análisis integral de un caso de campo con respecto a la instalación de un medidor tipo ultrasónico y así mismo correcciones correspondientes al cálculo del gasto por medio de normatividad internacional, y de esta forma se procede a mencionar las conclusiones y recomendaciones para corrección de la medición de hidrocarburos con presencia de gas nitrógeno por medio de la utilización de un programa de cómputo realizado en FORTRAN.

Contenido.

Resumen.....	i
Relación de Figuras.....	iii
Lista de tablas.....	xii
Nomenclatura.....	xv
Introducción.....	1
Capítulo 1. Generalidades sobre medición.....	8
1.1 Conceptos de metrología y conceptos fundamentales para la medición de flujo de gas.....	8
Capítulo 2. Propiedades importantes a considerar para la medición de gas.....	17
2.1 Propiedades del gas natural.....	17
Capítulo 3. Sistemas de medición de gas.....	33
3.1. Elementos primarios.....	34
3.1.1. Medidores tipo desplazamiento positivo.....	34
3.1.2. Medidores tipo turbina.....	36
3.1.3. Medidores tipo placa de orificio.....	37
3.1.4. Medidores tipo coriolis.....	40
3.1.5. Medidores tipo ultrasónico.....	42
3.2. Elementos secundarios y terciarios.....	47
3.3. Acondicionamiento de flujo en líneas de transporte por ductos.....	49
Capítulo 4. Consideraciones de campo para la medición de gas en medidores ultrasónicos.....	51
4.1. ¿Por qué utilizar medidores tipo ultrasónico?.....	52
4.2. Consideraciones en el uso de medidores tipo ultrasónico.....	54
4.3. Instalación de tuberías.....	55
4.3.1. Arreglos de tuberías para aplicaciones típicas.....	57
4.4. Problemas comunes en tuberías.....	58
4.4.1. Ruido generado por válvulas de control.....	59
4.4.2. Fundamentos de calibración de flujo.....	61
4.5. Otras cuestiones de diseño.....	61
4.5.1. Temperatura ambiente.....	62
4.5.2. Potencia.....	62
4.5.3. Efectos de composición del gas.....	63
4.6. Ecuación utilizada para cálculo del gasto a condiciones base.....	64
4.7. Consideraciones para la quema de gas natural en campo.....	64

Capítulo 5. Caso de estudio.	69
5.1. Descripción de las instalaciones.	69
5.2. Procedimiento de campo para el cálculo del volumen de gas.	72
5.3. Problemática: Incertidumbre en la medición de gas hidrocarburo.	75
5.4. ¿Por qué el Incremento del nitrógeno en la corriente de gas?	79
5.5. Análisis de la problemática: propuesta para disminuir la incertidumbre en la medición de gas con medidor tipo ultrasónico.	81
5.5.1 Descripción del programa.	81
5.5.2 Datos de entrada.	83
5.5.3 Rubros de análisis incluidos en el programa.	86
5.5.4 Verificación del cálculo de las propiedades y datos obtenidos por el programa.	102
Capítulo 6 Resultados del análisis de la medición de gas.	114
6.1. Análisis de instalación de caso.	114
6.2. Efectos en la medición de gas considerando gases no hidrocarburos (nitrógeno).	116
6.2.1. Comparación de resultados de forma dinámica y obtenidos en campo.	159
Conclusiones y Recomendaciones.	172
Referencias.	179

Relación de figuras.

Nombre	Página
▪ Fig. 1.1 Gráfica de producción de gas desde el año 2000 a junio del 2017 (Reporte de producción de gas natural en México, CNH 2017).	1
▪ Fig. 1.2 Sección de tubería con flujo estratificado.	13
▪ Fig. 1.3 Sección de tubería con flujo ondulado.	13
▪ Fig. 1.4 Sección de tubería con flujo tipo semi-slug.	13
▪ Fig. 1.5 Sección de tubería con flujo tipo slug.	14
▪ Fig. 1.6 Sección de tubería con flujo tipo anular.	14
▪ Fig. 1.7 Sección de tubería vertical con flujo tipo slug.	15
- ▪ Fig. 1.8 Sección de tubería vertical con flujo tipo churn.	15
▪ Fig. 1.9 Sección de tubería vertical con flujo tipo anular.	16

▪ Fig. 3.1 Medidor de desplazamiento positivo M-50-1 con sistema de registro, filtro y eliminador de aire.	35
▪ Fig. 3.2 Medidor tipo turbina de gas natural CGT-02, Common.	37
▪ Fig. 3.3 Medidor tipo placa de orificio 3051SFC (Emerson).	39
▪ Fig. 3.4 Medidor tipo Coriolis OPTIMASS 6000.	41
▪ Fig. 3.5 Medidor de tiempo de tránsito.	43
▪ Fig. 3.6 Diagrama general del choque de ondas de un medidor, efecto Doppler .	44
▪ Fig. 3.7 Medidor tipo ultrasónico.	45
▪ Fig. 3.8 Transmisores de presión diferencial.	47
▪ Fig. 3.9 Cromatógrafo de gases típico de laboratorio.	48
▪ Fig. 3.10 Computador de flujo Floboss S600 EMERSON.	48
▪ Fig. 3.11 Alineadores de flujo tipo haz de tubos sin y con plato PIFUSA.	49
▪ Fig. 3.12 Alineadores tipo plato PIFUSA.	49
▪ Fig. 4.1 Instalación de medidor ultrasónico para aplicaciones unidireccionales.	57

▪ Fig. 4.2 Instalación de medidor ultrasónico para aplicaciones bidireccionales.	58
▪ Fig. 4.3 Instalación de medidor ultrasónico considerando el uso de válvulas.	60
▪ Fig. 4.4 Instalación de medidor ultrasónico considerando dos conectores.	60
▪ Fig. 5.1 Plataformas que conforman el Centro de Proceso.	69
▪ Fig. 5.2 Esquema general de distribución de gas y aceite.	71
▪ Fig. 5.3 Figura ilustrativa de gastos a diferentes tiempos (procedimiento de campo y procedimiento correcto).	74
▪ Fig. 5.4 Esquema de recuperación mejorada utilizando la inyección de agua y gas.	80
▪ Fig. 5.5 Imagen del código de programación (menú de opción de análisis).	87
▪ Fig. 5.6 Imagen del código de programación (menú de opción para cálculo del gasto).	88
▪ Fig. 5.7 Imagen del código de programación (datos ingresados al programa).	88
▪ Fig. 5.8 Imagen del código de programación (menú de opción para ingresar datos).	89

<ul style="list-style-type: none"> ▪ Fig. 5.9 Imagen del código de programación (menú de opción para el empleo de cálculo de factores de compresibilidad z). 	90
<ul style="list-style-type: none"> ▪ Fig. 5.10 Imagen del código de programación (impresión de datos utilizados y resultados del programa). 	91
<ul style="list-style-type: none"> ▪ Fig. 5.11 Imagen del código de programación (impresión de resultados del programa). 	91
<ul style="list-style-type: none"> ▪ Fig. 5.12 Imagen del código de programación (datos requeridos del programa cromatografía). 	92
<ul style="list-style-type: none"> ▪ Fig. 5.13 Imagen del código de programación (datos requeridos del programa cromatografía). 	92
<ul style="list-style-type: none"> ▪ Fig. 5.14 Imagen del código de programación (datos requeridos mostrados por el programa cromatografía). 	93
<ul style="list-style-type: none"> ▪ Fig. 5.15 Imagen del código de programación (opciones dadas por el programa para instalación). 	97
<ul style="list-style-type: none"> ▪ Fig. 5.16 Imagen del código de programación (datos requeridos mostrados por el programa instalación). 	98
<ul style="list-style-type: none"> ▪ Fig. 5.17 Imagen del código de programación (condicionales utilizados para el análisis de instalación). 	99

▪ Fig. 5.18 Imagen del programa de cómputo, apartado de gasto.	110
▪ Fig. 5.19 Instalación de prueba mal diseñada.	111
▪ Fig. 5.20 Imagen del programa de cómputo apartado de instalación.	113
▪ Fig. 6.1 Configuración de la instalación en campo.	114
▪ Fig. 6.2 Configuración de la instalación en campo resultante.	116
▪ Fig. 6.3 Gráfica comparativa en Gnuplot de temperatura pseudocrítica corregida vs. temperatura pseudocrítica sin corregir.	132
▪ Fig. 6.4 Gráfica en Gnuplot de la presión pseudocrítica corregida y sin corregir.	133
▪ Fig. 6.5 Gráfica comparativa en Gnuplot de factores z de compresibilidad a condiciones de flujo.	134
▪ Fig. 6.6 Gráfica comparativa en Gnuplot de factores z de compresibilidad a condiciones estándar.	135
▪ Fig. 6.7 Gráfica comparativa en Gnuplot de Gastos volumétricos formula de campo vs Papay.	136

<ul style="list-style-type: none"> ▪ Fig. 6.8 Gráfica comparativa en Gnuplot de gastos volumétricos formula de campo vs Beggs. 	137
<ul style="list-style-type: none"> ▪ Fig. 6.9 Gráfica comparativa en Gnuplot de gasto volumétrico con formula de campo y método exacto (Abu-K.). 	138
<ul style="list-style-type: none"> ▪ Fig. 6.10 Gráfica comparativa en Gnuplot de gasto volumétrico con formula de campo y método exacto (Purvis-R.). 	139
<ul style="list-style-type: none"> ▪ Fig. 6.11 Gráfica comparativa en Gnuplot de gastos volumétricos Papay –Beggs-Abu-K.-Purvis-R. método exacto. 	140
<ul style="list-style-type: none"> ▪ Fig. 6.12 Gráfica comparativa en Gnuplot de gastos volumétricos Papay –Beggs-Abu-K.-Purvis-R. método de campo. 	141
<ul style="list-style-type: none"> ▪ Fig. 6.13 Gráfica comparativa en Gnuplot de gastos máxicos método de campo y método exacto (Papay). 	142
<ul style="list-style-type: none"> ▪ Fig. 6.14 Gráfica comparativa en Gnuplot de gastos máxicos método de campo y método exacto (Beggs). 	143
<ul style="list-style-type: none"> ▪ Fig. 6.15 Gráfica comparativa en Gnuplot de gastos máxicos método de campo y método exacto (AbuK). 	144

<ul style="list-style-type: none"> ▪ Fig. 6.16 Gráfica comparativa en Gnuplot de gastos máxicos método de campo y método exacto (Purvis). 	145
<ul style="list-style-type: none"> ▪ Fig. 6.17 Gráfica comparativa en Gnuplot de gastos máxicos método de campo (Papay-Beggs-Abu-K.-Purvis-R). 	146
<ul style="list-style-type: none"> ▪ Fig. 6.18 Gráfica comparativa en Gnuplot de gastos máxicos método exacto (Papay-Beggs-Abu-K.-Purvis-R). 	146
<ul style="list-style-type: none"> ▪ Fig. 6.19 Gráfica comparativa en Gnuplot de errores relativos de gastos volumétricos. 	147
<ul style="list-style-type: none"> ▪ Fig. 6.20 Gráfica comparativa en Gnuplot de errores relativos de gastos máxicos. 	148
<ul style="list-style-type: none"> ▪ Fig. 6.21 Gráfica comparativa en Gnuplot de ahorro Papay vs Beggs. 	149
<ul style="list-style-type: none"> ▪ Fig. 6.22 Gráfica comparativa en Gnuplot de poder calorífico bruto. 	150
<ul style="list-style-type: none"> ▪ Fig. 6.23 Gráfica comparativa en Gnuplot de poder calorífico neto. 	150

<ul style="list-style-type: none"> ▪ Fig. 6.24 Gráfica comparativa en Gnuplot de presión de vapor Reid. 	151
<ul style="list-style-type: none"> ▪ Fig. 6.25 Gráfica comparativa en Gnuplot de viscosidad. 	151
<ul style="list-style-type: none"> ▪ Fig. 6.26 Gráfica de temperatura pseudocrítica (°R). 	152
<ul style="list-style-type: none"> ▪ Fig. 6.27 Gráfica de presión pseudocrítica (Psia). 	152
<ul style="list-style-type: none"> ▪ Fig. 6.28 Gráfica de temperatura pseudoreducida a condiciones estándar. 	154
<ul style="list-style-type: none"> ▪ Fig. 6.29 Gráfica de presión pseudoreducida a condiciones estándar. 	155
<ul style="list-style-type: none"> ▪ Fig. 6.30 Gráfica en Gnuplot de temperatura pseudoreducida a condiciones de flujo. 	155
<ul style="list-style-type: none"> ▪ Fig. 6.31 Gráfica en Gnuplot de presión pseudoreducida a condiciones de flujo. 	156

▪ Fig. 6.32 Gráfica en Gnuplot de peso molecular aparente.	156
▪ Fig. 6.33 Gráfica en Gnuplot de la densidad relativa.	157
▪ Fig. 6.34 Gráfica de límite de inflamabilidad superior.	157
▪ Fig. 6.35 Gráfica de límite de inflamabilidad inferior.	158
▪ Fig. 6.36 Gráfica de z a condiciones estándar vs tiempo.	168
▪ Fig. 6.37 Gráfica de z a condiciones de flujo vs tiempo.	169
▪ Fig. 6.38 Gráfica de Gasto a condiciones base vs tiempo	170

Lista de tablas.

Nombre	Página
○ Tabla 1.1 Producción de gas asociado y no asociado (reporte de producción de gas natural en México, CNH).	2
○ Tabla 2.1 Poder calorífico de componentes comunes en el gas natural.	21
○ Tabla 2.2 Propiedades pseudocríticas.	26
○ Tabla 2.3 Límites de inflamabilidad inferior y superior.	30
○ Tabla 2.4 Presión de vapor de componentes típicos del gas natural.	31
○ Tabla 5.1 Valores de coeficientes de expansión térmica.	75
○ Tabla 5.2 Proporción en porcentaje molar.	78
○ Tabla 5.3 Datos utilizados en el programa para verificación (1).	103

○ Tabla 5.4 Datos utilizados en el programa para verificación (2).	104
○ Tabla 5.5 Comparación de datos obtenidos con datos dados por el cromatógrafo.	105
○ Tabla 5.6 Comparación de datos obtenidos con datos dados por el cromatógrafo (2).	106
○ Tabla 5.7 Datos a utilizar para validación del cálculo del gasto.	107
○ Tabla 5.8 Comparación de resultados de validación.	108
○ Tabla 5.9 Resultados de validación para instalación.	112
○ Tabla 6.1 Resultados de recomendación para instalación.	115
○ Tabla 6.2 Datos a utilizar para el análisis de efectos del nitrógeno.	117
○ Tabla 6.3 Datos a utilizar para el análisis de efectos del nitrógeno (2).	118
○ Tabla 6.4 Tabla de resultados de parámetros calculados.	119

○ Tabla 6.5 Tabla de resultados de observaciones.	129
○ Tabla 6.6 Tabla de cromatografía a diferentes tiempos (aleatorio).	160
○ Tabla 6.7 Tabla de condiciones de cálculo (aleatorio).	161
○ Tabla 6.8 Tabla de resultados de cálculo de gastos volumétricos (aleatorio).	162
○ Tabla 6.9 Error porcentual gasto volumétrico (aleatorio).	163
○ Tabla 6.10 Resultados de factores de compresibilidad condiciones de flujo (aleatorio).	164
○ Tabla 6.11 Error porcentual de factores de compresibilidad condiciones de flujo (aleatorio).	165
○ Tabla 6.12 Factores de compresibilidad condiciones estándar (aleatorio).	166
○ Tabla 6.13 Error porcentual de factores de compresibilidad condiciones estándar (aleatorio).	167

Nomenclatura.

Ecuación (1.1)	
Re	Numero de Reynolds
d	Diámetro [in]
Q_g	Gasto de gas [ft ³ /día]
γ_g	Densidad relativa del gas
μ_g	Viscosidad del gas [cp.]
Ecuación (2.1)	
ρ	Densidad [lb/ft ³]
m	Masa [lb]
V	Volumen [ft ³]
v	Volumen especifico [ft ³ /lb]
PM	Peso molecular [lb/lb-mol]
R	Constante universal de los gases [ft ³ /lb-mol °R]
T	Temperatura [°R]
Ecuación (2.2)	
γ	Densidad relativa
ρ	Densidad del gas [lb/ft ³]
ρ_{air}	Densidad del aire [lb/ft ³]
MW_A	Peso molecular aparente [lb/lb-mol]
Ecuación (2.3)	
B_g	Factor de volumen del gas [ft ³ @ C.Y./ ft ³ @ C.S.]
Ecuación (2.4)	
B_g	Factor volumétrico del gas [ft ³ @ C.Y./ ft ³ @ C.S.]
Z_{yac}	Factor de compresibilidad a condiciones de Yacimiento.
T_{yac}	Temperatura a condiciones de yacimiento [°R]
p_{yac}	Presión a condiciones de yacimiento [psia]
Ecuación (2.5)	
μ_g	Viscosidad del gas [cp]
K	Coficiente dependiente
X	Coficiente dependiente
ρ_g	Densidad del gas [gr/cm ³]
Y	Coficiente dependiente
Ecuación (2.6)	
K	Coficiente dependiente
MW_A	Peso molecular aparente [lb/lb-mol]
T	Temperatura [°R]

Ecuación (2.7)	
X	Coficiente dependiente
T	Temperatura[°R]
MW_A	Peso molecular aparente [lb/lb-mol]
Ecuación (2.8)	
Y	Coficiente dependiente
X	Coficiente dependiente
Ecuación (2.9)	
v	Volumen especifico [ft ³ /lb]
V	Volumen [ft ³]
M	Masa [lb]
P	Presión [psia]
MW_A	Peso molecular aparente [lb/lb-mol]
z	Factor de compresibilidad
R	Constante universal de los gases [ft ³ /lb-mol °R]
T	Temperatura [°R]
ρ_G	Densidad del gas [lb/ft ³]
Ecuación (2.10)	
MW_A	Peso molecular aparente [lb/lb-mol]
y_i	Fracción molar
MW_i	Peso molecular de cada componente [lb/lb-mol]
Ecuación (2.11)	
z	Factor de compresibilidad
A_1	Coficiente
A_2	Coficiente
A_3	Coficiente
A_4	Coficiente
A_5	Coficiente
A_6	Coficiente
A_7	Coficiente
A_8	Coficiente
A_9	Coficiente
A_{10}	Coficiente
A_{11}	Coficiente
T_{pr}	Temperatura pseudoreducida
ρ_r	Densidad del gas reducida
Ecuación (2.12)	
ρ_r	Densidad del gas reducida
z	Factor de compresibilidad
T_{pr}	Temperatura pseudoreducida

p_{pr}	Presión pseudoreducida
Ecuación (2.13)	
z	Factor de compresibilidad z
A_1	Constante
A_2	Constante
A_3	Constante
A_4	Constante
A_5	Constante
A_6	Constante
A_7	Constante
A_8	Constante
T_{pr}	Temperatura pseudoreducida
ρ_r	Densidad en función de la temperatura y presión pseudoreducida
Ecuación (2.14)	
ρ_r	Densidad en función de la temperatura y presión pseudoreducida
p_{pr}	Presión pseudoreducida
T_{pr}	Temperatura pseudoreducida
z	Factor de compresibilidad z
Ecuación (2.15)	
z	Factor de compresibilidad
T_{pr}	Temperatura pseudoreducida
p_{pr}	Presión pseudoreducida
Ecuación (2.16)	
z	Factor de compresibilidad
A	Coficiente dependiente
B	Coficiente dependiente
C	Coficiente dependiente
D	Coficiente dependiente
p_{pr}	Presión pseudoreducida
Ecuación (2.17)	
A	Coficiente dependiente
T_{pr}	Temperatura pseudoreducida
Ecuación (2.18)	
B	Coficiente dependiente
T_{pr}	Temperatura pseudoreducida
p_{pr}	Presión pseudoreducida
Ecuación (2.19)	
C	Coficiente dependiente
T_{pr}	Temperatura pseudoreducida

Ecuación (2.20)	
D	Coeficiente dependiente
T_{pr}	Temperatura pseudoreducida
Ecuación (2.21)	
p_{pr}	Presión pseudoreducida
p	Presión [psia]
p_{pc}	Presión de pseudocrítica [psia]
Ecuación (2.22)	
T_{pr}	Temperatura pseudoreducida
T_{pc}	Temperatura de pseudocrítica [°R]
T	Temperatura [°R]
Ecuación (2.23)	
p_{pc}	Presión de pseudocrítica [psia]
y_i	Fracción molares de cada componente
p_{ci}	Presión crítica de cada componente [psia]
Ecuación (2.24)	
T_{pc}	Temperatura de pseudocrítica [°R]
y_i	Fracción molares de cada componente
T_{ci}	Temperatura crítica de cada componente [°R]
Ecuación (2.25)	
T'_{pc}	Temperatura de pseudocrítica corregida [°R]
T_{pc}	Temperatura de pseudocrítica [°R]
ε	Corrección por fracciones de impurezas
Ecuación (2.26)	
p'_{pc}	Presión pseudocrítica corregida [psia]
p_{pc}	Presión de pseudocrítica [psia]
T'_{pc}	Temperatura de pseudocrítica corregida [°R]
T_{pc}	Temperatura de pseudocrítica [°R]
B	Fracción molar de H ₂ S en la mezcla de gases
ε	Corrección por fracciones de impurezas
Ecuación (2.27)	
ε	Corrección por fracciones de impurezas
A	Factor de corrección por sumatoria de fracciones molares
y_{H_2S}	Fracción de H ₂ S
Ecuación (2.28)	
A	Coeficiente dependiente
y_{CO_2}	Fracción mol de CO ₂
y_{H_2S}	Fracción mol de H ₂ S
Ecuación (2.29)	
T'_{pc}	Temperatura de pseudocrítica corregida [°R]

T_{pc}	Temperatura de pseudocrítica [°R]
y_{CO_2}	Fracción mol de CO ₂
y_{H_2S}	Fracción mol de H ₂ S
y_{N_2}	Fracción mol de nitrógeno
Ecuación (2.30)	
p'_{pc}	Presión pseudocrítica corregida [psia]
p_{pc}	Presión de pseudocrítica [psia]
y_{CO_2}	Fracción mol de CO ₂
y_{H_2S}	Fracción mol de H ₂ S
y_{N_2}	Fracción mol de nitrógeno
Ecuación (2.31)	
T_{pc}	Temperatura de pseudocrítica [°R]
γ_g	Densidad Relativa del gas
Ecuación (2.32)	
p_{pc}	Presión de pseudocrítica [psia]
γ_g	Densidad Relativa del gas
Ecuación (2.33)	
c_g	Coefficiente de compresibilidad isotérmico del gas [psi ⁻¹]
c_{pr}	Compresibilidad isotérmica pseudoreducida
p_{pc}	Presión pseudocrítica [psia]
V	Volumen [ft ³]
$\left(\frac{\partial V}{\partial p}\right)_T$	Cambio del volumen con respecto a la presión
Ecuación (2.34)	
c_{pr}	Compresibilidad isotérmica pseudoreducida
p_{pc}	Presión pseudocrítica [psia]
z	Factor de compresibilidad
$\left[\frac{\partial z}{\partial p_{pr}}\right]_{T_{pr}}$	Cambio del factor de compresibilidad con respecto a la presión pseudoreducida
Ecuación (2.35)	
E_g	Factor de expansión [scf/ft ³]
B_g	Factor de volumen del gas [ft ³ /scf]
Ecuación (2.36)	
y_i	Fracción de cada componente del gas
$L.I.I.i$	Límite de inflamabilidad inferior
n	Componente
Ecuación (2.37)	
y_i	Fracción de cada componente del gas
$L.I.S.i$	Límite de inflamabilidad superior

n	Componente
Ecuación (3.1)	
v	Velocidad medidor ultrasónico [ft/hr]
C^2	Velocidad del sonido [ft/hr] ²
α	Angulo entre transductores
D	Diámetro interno de la tubería [ft]
Δt	Tiempo de transito de la onda del transmisor al receptor [hr]
Ecuación (3.2)	
Q	Gasto volumétrico [ft ³ /hr]
A	Área de la sección [ft ²]
v	Velocidad de flujo [ft/hr]
Ecuación (3.3)	
v	Velocidad de flujo [ft/hr]
T_2	Tiempo de transito de la onda corriente arriba [hr]
T_1	Tiempo de transito de la onda corriente abajo [hr]
L	Longitud entre transductores [ft]
α	Angulo entre transductores
Ecuación (3.4)	
Q	Gasto volumétrico [ft ³ /hr]
A	Área de la sección [ft ²]
v	Velocidad de flujo [ft/hr]
Ecuación (3.5)	
C	Velocidad del sonido [ft/hr]
L	Longitud entre los transductores [ft]
T_2	Tiempo de transito de la onda corriente arriba [hr]
T_1	Tiempo de transito de la onda corriente abajo [hr]
Ecuación (4.1)	
Q_b	Gasto de gas a condiciones base [ft ³ /hr]
Q_v	Gasto de gas a condiciones de flujo [ft ³ /hr]
p_s	Presión a condiciones de referencia [psia]
p_b	Presión a condiciones base [psia]
T_b	Temperatura a condiciones base [°R]
T_s	Temperatura a condiciones de referencia [°R]
z_b	Factor de compresibilidad a condiciones base
z_s	Factor de compresibilidad a condiciones estándar
Ecuación (4.2)	
\dot{m}	Gasto másico [lb/hr]
ρ	Densidad [lb/ft ³]

Q_v	Gasto de gas a condiciones de flujo [ft ³ /hr]
Ecuación (5.1)	
Q de gas N_2	Gasto de gas nitrógeno [ft ³ /hr]
QT	Gasto total de gas [ft ³ /hr]
FrN_2	Fracción mol de nitrógeno
Ecuación (5.2)	
Q de gas CO_2	Gasto de gas dióxido de carbono [ft ³ /hr]
QT	Gasto total de gas [ft ³ /hr]
$FrCO_2$	Fracción mol de dióxido de carbono
Ecuación (5.3)	
Q de HCB_G	Gasto de hidrocarburo gaseoso libre [ft ³ /hr]
QT	Gasto total de gas [ft ³ /hr]
Q de gas CO_2	Gasto de gas dióxido de carbono [ft ³ /hr]
Q de gas N_2	Gasto de gas nitrógeno [ft ³ /hr]
Ecuación (5.4)	
V_f	Velocidad medida [ft/s]
L	Distancia a través del eje entre los transductores [ft]
D	Distancia [ft]
t_1	Tiempo de transito aguas arriba [s]
t_2	Tiempo de transito aguas abajo [s]
Ecuación (5.5)	
D	Diámetro corregido [in]
D_r	Diámetro sin corregir por efectos de temperatura [in]
α	Factor de expansión térmica
T_f	Temperatura de flujo [°R]
T_r	Temperatura a condiciones estándar [°R]
Ecuación (5.6)	
Q_b	Gasto de gas a condiciones base [ft ³ /hr]
Q_v	Gasto de gas a condiciones de flujo [ft ³ /hr]
p_s	Presión a condiciones de referencia [psia]
p_b	Presión a condiciones base [psia]
T_b	Temperatura a condiciones base [°R]
T_s	Temperatura a condiciones de referencia [°R]
z_s	Factor de compresibilidad a condiciones estándar
Ecuación (5.7)	
Q_b	Gasto de gas a condiciones base [ft ³ /hr]
Q_v	Gasto de gas a condiciones de flujo [ft ³ /hr]
p_s	Presión a condiciones de referencia [psia]
p_b	Presión a condiciones base [psia]

T_b	Temperatura a condiciones base [°R]
T_s	Temperatura a condiciones de referencia [°R]
z_s	Factor de compresibilidad a condiciones estándar
z_b	Factor de compresibilidad a condiciones de flujo
Ecuación (6.1)	
$Q_{calculado}$	Valor de gasto volumétrico en [MMPCSD]
$Q_{aproximado}$	Valor de gasto volumétrico en [MMPCSD]

Introducción.

Actualmente México es el tercer productor de gas natural en Norte América, después de Estados Unidos y Canadá. De acuerdo al reporte publicado por la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH) que comprende desde el año 2000 a junio del 2017, la mayor producción de gas en México se tuvo en el año 2009.

A continuación, en la **Figura 1.1** y en la **Tabla 1.1** se muestra la producción anual de gas natural en México:

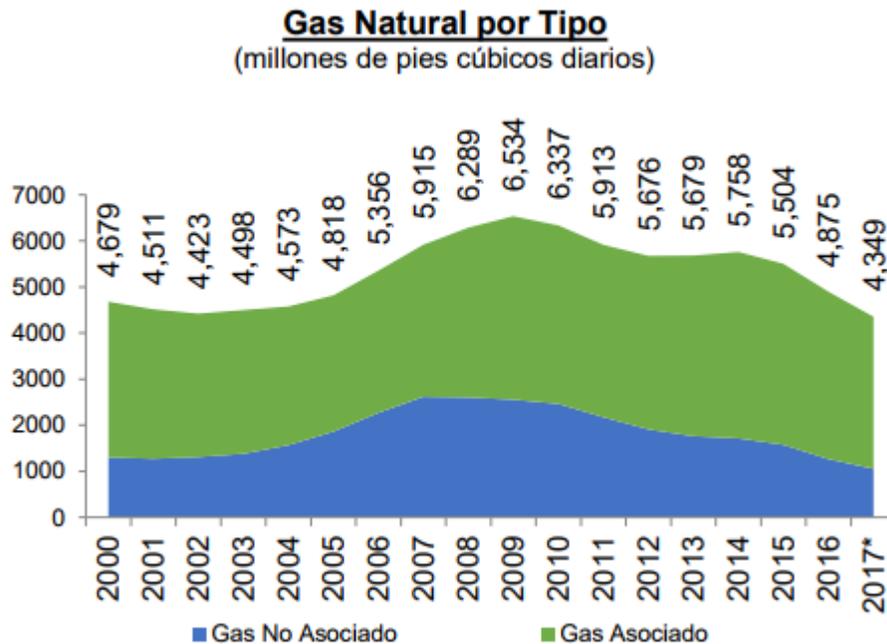


Fig.1.1 Gráfica de producción de gas desde el año 2000 a junio del 2017 (reporte de producción de gas natural en México, CNH).

Tabla 1.1 Producción de gas asociado y no asociado (reporte de producción de gas natural en México, CNH 2017).

Producción de Gas Natural ¹¹	Indicadores Mensuales																	
	2013	2014	2015	2016								2017						
				Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Anual	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Anual ¹²
Producción Nacional (mmpcd)	5,679	5,758	5,504	4,964	4,865	4,768	4,701	4,645	4,576	4,474	4,875	4,390	4,358	4,395	4,338	4,317	4,297	4,349
Asignaciones	5,679	5,758	5,504	4,926	4,839	4,734	4,671	4,618	4,548	4,440	4,854	4,355	4,323	4,359	4,308	4,277	4,257	4,313
Contratos				38	26	34	30	27	28	34	21	36	35	36	30	40	40	36
Gas No Asociado	1,763	1,712	1,575	1,282	1,240	1,211	1,171	1,141	1,109	1,094	1,262	1,077	1,054	1,049	1,048	1,045	1,052	1,054
Asignaciones	1,763	1,712	1,575	1,251	1,221	1,184	1,147	1,120	1,088	1,067	1,246	1,048	1,025	1,021	1,025	1,016	1,025	1,027
Burgos ^{2a}	1,176	1,154	1,099	867	842	804	776	758	734	716	859	702	694	690	694	690	702	695
Veracruz ^{2a}	489	444	376	299	298	298	293	281	280	277	302	272	265	258	255	251	245	258
Macuspana - Muspac	74	77	66	56	55	54	53	52	50	48	56	48	39	44	47	46	49	46
Otros ^{3a}	23	37	35	29	25	27	26	28	25	26	28	26	27	28	29	29	29	28
Contratos				31	19	27	23	21	21	27	16	28	28	29	23	28	27	27
Gas Asociado	3,916	4,046	3,929	3,681	3,625	3,558	3,531	3,504	3,467	3,380	3,634	3,314	3,305	3,346	3,289	3,272	3,245	3,295
Asignaciones	3,916	4,046	3,929	3,674	3,618	3,550	3,524	3,498	3,460	3,373	3,630	3,307	3,298	3,338	3,283	3,261	3,232	3,286
Litoral de Tabasco	748	843	994	937	931	909	904	901	892	879	942	875	874	892	898	900	900	890
Abkatún-Pol-Chuc	579	553	456	376	367	357	356	348	350	331	385	328	332	335	341	333	323	332
Samaria-Luna	541	523	419	419	403	413	406	402	392	385	422	373	366	347	353	350	343	356
Macuspana - Muspac	441	413	389	318	310	294	291	284	271	267	315	255	251	250	230	229	234	241
Cantarell	404	560	613	571	582	582	576	595	588	578	561	566	570	586	584	579	561	575
Ku-Maloob-Zaap	405	469	444	459	434	415	424	406	420	405	422	384	390	416	382	386	393	392
Otros ^{4a}	798	684	615	594	591	580	568	562	546	528	583	526	514	512	495	483	477	501
Contratos				7	7	7	7	6	7	7	4	7	7	7	7	12	13	9

Debido a la demanda creciente de recursos energéticos, como el gas natural proveniente de yacimientos petroleros, en México se tiene una normatividad específica que rige el aspecto de medición de hidrocarburos la cual es establecida por la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH)^[5]. Esta institución está encargada de enunciar las responsabilidades y deberes de los operadores petroleros de contar con sistemas de medición confiables y auditables, que recuperen información detallada y necesaria en etapas de extracción y exploración de hidrocarburos gaseosos ya sea en pozos, baterías de separación y puntos de transferencia de custodia para su venta y exportación. Así mismo, estos sistemas de medición deben cumplir con las especificaciones técnicas y normativas (nacionales e internacionales), para un control correcto en la cadena productiva. Esto con la finalidad de tener un soporte técnico y fiscal que maximice la administración de recursos energéticos y permita la transparencia en la contabilización de reservas producidas de gas en México.

En los principios de la industria petrolera, la actividad de medición era de muy poca importancia debido a que ésta implicaba una suma de esfuerzos entre diferentes áreas; Por otro lado, no se contaba con un plan de desarrollo específico que permitiera un control riguroso del hidrocarburo manejado en la cadena productiva. Hoy en día el

interés se ha centrado en la obtención de una mejor medición, estableciendo lineamientos y órganos reguladores en cuestión energética que permitan el cumplimiento, para monitorear y mejorar la eficiencia de procesos, conocer la calidad de productos, asegurar la transferencia de custodia y, por último, tener un buen aprovechamiento del recurso evitando la quema desmedida de gas.

Los primeros esfuerzos por establecer lineamientos en el ámbito de la medición de hidrocarburos comenzaron entre los años 2004 y 2005, cuando la Subdirección de la Coordinación Tecnológica de Explotación de Pemex, en conjunto con la Subdirección de Operaciones y Comercialización, establecieron un Plan Rector que fue el primer intento por establecer y regularizar una estrategia de medición de hidrocarburos en la cadena productiva de Pemex Exploración y Producción (PEP), con el fin de mejorar la calidad de los balances volumétricos.

En el año 2006, la Subdirección de Operaciones y Comercialización se transformó en la Subdirección de Distribución y Comercialización, recibiendo facultades operativas de los ductos de transporte, distribución y acondicionamiento. Este cambio administrativo dio como resultado la necesidad de actualizar el Plan Rector anterior a un nuevo “Plan Rector para la Medición de los Hidrocarburos 2007- 2010”. El objetivo principal de este documento fue contar con sistemas de medición instalados en cada punto de la cadena productiva de PEP con la finalidad de elaborar balances volumétricos diarios con una mayor exactitud posible, con evidencia de que estos sistemas estuvieran apegados a mejores prácticas internacionales.

En 2008, Pemex, a través de la Subdirección de Operaciones y Comercialización conjuntamente con el CENAM, realizó un diagnóstico del conocimiento metrológico que poseía el personal relacionado con los procesos de medición; en función de las deficiencias detectadas, en 2009 se crearon dos diplomados impartidos por el CENAM con el objetivo de capacitar al personal involucrado dentro de operaciones de producción de hidrocarburos. Mediante su subsidiaria PEP, que era la encargada de llevar un control interno propio para determinar los volúmenes producidos, presentó un plan rector para “Medición de Hidrocarburos 2007-2010” y el “Plan Rector para la Medición de Hidrocarburos en PEP 2011-2015”, que, junto con diversas

normatividades internacionales, sirvieron como fundamentos para la elaboración de los lineamientos posteriores emitidos por la CNH. En noviembre del 2010, el Congreso de la Unión instruyó a la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH) para emitir la regulación que deberá observar Pemex Exploración y Producción (PEP) en la medición de los volúmenes extraídos de hidrocarburos, tanto aceite, gas y condensados, en el área de exploración y producción. Decretado esto, la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH) publicó el 30 de junio de 2011 la Resolución CNH.06.001/11, en donde la CNH dio a conocer los primeros Lineamientos Técnicos de Medición de Hidrocarburos (LTMH).

En estos LTMH se establece que Pemex en su calidad de entidad pública y único operador del Estado Mexicano responsable de la exploración y explotación de hidrocarburos propiedad de la Nación, debe contar con sistemas de medición que recuperen la información de la extracción de hidrocarburos líquidos y gaseosos en los pozos, baterías de separación de aceite y gas, así como en ductos, sean estos en tierra o costa afuera, hasta los puntos de transferencia de custodia entre subsidiarias y a clientes en los puntos de venta que se tengan en territorio nacional. El 29 septiembre del 2015, la CNH emitió los nuevos LTMH, publicados en el Diario Oficial de la Federación (DOF). Actualmente, se trabaja de manera coordinada entre la Secretaría de Energía (SENER) y CNH, para poner en práctica estos lineamientos.

Dicho lo anterior, actualmente los problemas que se presentan por la mala medición de hidrocarburos son:

- ✓ Pérdidas económicas por la mala contabilización del gas hidrocarburo en puntos de importación y exportación.
- ✓ Mal diseño de instalaciones superficiales para el manejo y transporte por ductos.
- ✓ Accidentes consecuentes en instalaciones por fugas y mal manejo.
- ✓ En el caso de quema de gas, penalizaciones por quema adicional de gas hidrocarburo no contemplada en líneas.
- ✓ Problemas en equipos de separación e inyección por la mala contabilización de gas.

Por lo tanto, en el trabajo presente se realiza la revisión de las condiciones a las que operan actualmente los medidores ultrasónicos y con base en ello, se proponen mejores prácticas para la instalación de este tipo de medidores; y así mismo, se proponen algunos criterios para la corrección y optimización del cálculo del gasto por presencia de gas nitrógeno, derivado del análisis efectuado con datos de campo.

Objetivo:

El presente trabajo de investigación tiene el siguiente objetivo:

- *A través del análisis de la actual metodología para la validación de cálculo del gasto volumétrico, proponer un método que disminuya la incertidumbre y así mismo considere los efectos del gas nitrógeno en la corriente total en un sistema de medición con elemento primario tipo ultrasónico.*
- *Estudiar la afectación en las propiedades del gas natural, al aumentar la cantidad de Nitrogeno, a través del ducto.*

Objetivos específicos:

Los objetivos del estudio son:

- *Investigar los criterios para instalación de medidores tipo ultrasónico para la medición de gas, mediante los lineamientos internacionales.*
- *Investigar los fundamentos teóricos para el cálculo de gasto de gas en medidores tipo ultrasónico.*
- *Generar propuestas de mejora para la instalación de medidores tipo ultrasónico para la medición de gas en un sistema de medición.*
- *Realizar un algoritmo de cálculo para la medición de gas en medidores tipo ultrasónico comparándolo con datos calculados por el método convencionalmente utilizado en campo.*
- *Desarrollar ajuste en los algoritmos de cálculo con la finalidad de disminuir la incertidumbre de la medición de gas, considerando las afectaciones de los gases no hidrocarburos (N₂)*

Análisis para la optimización de un medidor de gas de tipo ultrasónico.

- *Estudiar el comportamiento de las propiedades del gas natural por la variación en fracción mol de gases no hidrocarburos dentro de la corriente (Nitrógeno).*

Contenido.

En el capítulo uno se mencionan los conceptos principales que involucran la medición de gas en un sistema de medición, con la finalidad de familiarizar al lector con los conceptos básicos que se utilizarán para desarrollar el caso de estudio.

En el capítulo dos se mencionan las propiedades importantes a considerar en el transporte y tratamiento de gas para su contabilización.

La descripción de las partes que integran un sistema de medición, así como las tecnologías principales para la medición de gas se describen en el capítulo tres, en donde se explica con más detalle el funcionamiento de los medidores de tipo ultrasónico.

En el capítulo cuatro se mencionan brevemente las leyes y reglamentos que se deben de tomar en cuenta para el uso de medidores de tipo ultrasónico; así mismo, se describe en cuanto a instalación las consideraciones que se deben valorar para el funcionamiento perfecto.

En el capítulo cinco se describe la problemática actual que se tiene en el caso de estudio (mencionando el método utilizado en campo para la contabilización y justificación de reportes volumétricos de gasto de gas) y así mismo se propone una solución por medio de la descripción de un programa de cómputo que se realizó en base a las consideraciones importantes que el operador petrolero debe realizar al utilizar medidores de tipo ultrasónico.

Por último, en el capítulo seis se realiza un caso de análisis con ayuda del programa de cómputo descrito en el capítulo cinco, señalando la comparación que se tiene al utilizar el método de campo y el método propuesto para el cálculo del gasto, considerando variaciones en las propiedades del gas utilizando diferentes correlaciones para el cálculo de factores de compresibilidad.

Finalmente, en la última parte del trabajo presente se enuncian las conclusiones y recomendaciones que se tienen a partir de la tesis realizada.

Capítulo 1. Generalidades sobre medición.

1.1. Conceptos de metrología y conceptos fundamentales para la medición de flujo de gas.

Como parte esencial de este capítulo se mencionan los principales conceptos que se relacionan con la medición de gas en pozos.

Mensurando.

Magnitud dada, sometida a medición [3].

Incertidumbre.

La incertidumbre es un parámetro asociado al resultado de una medición, que caracteriza la dispersión de los valores que, con fundamento, pueden ser atribuidos al mensurando. El Vocabulario Internacional de Medidas “VIM” lo define como: *“Un parámetro no negativo asociado al resultado de una medición, que caracteriza la dispersión de los valores que razonablemente podrían ser atribuidos al mensurando.”*[1]. Este parámetro es de vital importancia debido a que, en un proceso de medición, indica la confiabilidad de los datos medidos, es decir, permite únicamente atribuir al mensurado un intervalo de valores razonables suponiendo que la medición se ha efectuado correctamente [1].

Calibración.

Definido por el Vocabulario Internacional de Medidas “VIM” se define: *“Operación que bajo condiciones especificadas establece, en una primera etapa, una relación entre los valores y sus incertidumbres de medida asociadas obtenidas a partir de los patrones de medida, y las correspondientes indicaciones con sus incertidumbres asociadas y, en una segunda etapa, utiliza esta información para establecer una relación que permita obtener un resultado de medida a partir de una indicación.”* [1]. La finalidad de los equipos de medición es dar una medición correcta. Estos con el tiempo son afectados por daños físicos, contaminación, instalación inadecuada, etc. Por lo tanto, deben estar verificados para que cualquier equipo de medición realice de forma correcta su trabajo, esto con ayuda de un patrón de referencia y de la

trazabilidad. El proceso de calibración se realiza con regularidad y se verifica por las autoridades competentes, para que sea validado y regulado.

Trazabilidad.

Definido por el Vocabulario Internacional de Medidas “VIM” se define: *“Propiedad del resultado de una medición o del valor de un patrón por la cual pueda ser relacionado a referencias determinadas, generalmente patrones nacionales o internacionales, por medio de una cadena ininterrumpida de comparaciones teniendo todas, incertidumbres determinadas.”* [1]. Normalmente este término es asociado con el concepto llamado como “cadena de trazabilidad” que se define como la cadena ininterrumpida de comparaciones de dos patrones de mediciones nacionales o internacionales o en otras palabras sucesión de patrones y calibraciones que relacionen un resultado de medida con una referencia.

Errores de medición.

Se entiende por error de medición a la diferencia entre un valor medido de una magnitud y un valor de referencia. Se han utilizado los conceptos de error sistemático de medida y error aleatorio de medida.

- **Error sistemático de medida:** Es aquel valor que permanece constante en el valor absoluto, al medir una magnitud en condiciones prácticamente idénticas. El error sistemático y sus causas pueden conocerse o no, por lo que para compensar un error sistemático conocido se debe aplicar una corrección.
- **Error aleatorio de medida:** Es aquel error que varía de forma imprevisible en valor absoluto, cuando se efectúa un número grande de mediciones del mismo valor de una magnitud en condiciones prácticamente idénticas.

Las causas de los errores pueden ser clasificarse en tres grupos:

- **Errores cometidos por el operador:** Incluye errores provocados por aquellas personas que manejan un instrumento de medición, ocasionados por la falta de capacitación del operador.

- **Errores ocasiones por el medio ambiente:** Incluye los errores provocados por causas imputables a las magnitudes de influencia externa; es decir, por aquellas magnitudes que, sin ser objetos de la medida, perturban el instrumento y modifican su resultado.
- **Errores cometidos por el instrumento de medición:** Los conforman los errores provocados por causas de imperfecciones del instrumento; presentan la particularidad sobre las anteriores que pueden ser corregidos mediante una calibración.

Términos asociados con instrumentos de medición.

Los instrumentos de medición sirven para comparar magnitudes físicas, con ciertas características mecánicas y principios de funcionamiento; además cuentan con características metrológicas que están ligadas entre sí con las otras. Las características metrológicas más importantes son las siguientes:

- **Campo de medida:** Intervalo de valores que puede tomar la magnitud a medir con un determinado instrumento de medición.
- **Alcance:** Valor máximo que se puede medir con un instrumento de medición.
- **Sensibilidad:** Para cierto valor de la magnitud a medir, se expresa como el cociente entre el incremento observado en la variable y el incremento correspondiente de la magnitud medida.
- **Sensor:** Elemento de un sistema de medida directamente afectado por la acción del fenómeno, cuerpo o sustancia portador de la magnitud a medir.
- **Detector:** Dispositivo o sustancia que indica la presencia de un fenómeno, cuerpo o sustancia, cuando se excede un valor umbral de una magnitud asociada.
- **Resolución:** Variación mínima de la magnitud medida que da lugar a una variación perceptible de la indicación correspondiente; la resolución puede depender, por ejemplo, del ruido (interno o externo) o de la fricción. También puede depender del valor de la magnitud medida.
- **Intervalo de medida:** Conjunto de valores de magnitudes de una misma naturaleza que un instrumento o sistema de medida, que sirve de medida

como guía para su utilización. Cualquier instrumento de medición confiable debe tener bien identificado el intervalo numérico dentro del cual puede realizar mediciones de confianza; es decir, podemos medir una magnitud sólo si se conoce el intervalo posible en el que se encuentra el valor de la magnitud a medir que es un subconjunto del intervalo en el cual trabaja el instrumento de medición.

- **Precisión de medida:** Proximidad entre las indicaciones o los valores medidos obtenidos en mediciones repetidas de un mismo objeto, o de objetos similares, bajo condiciones especificadas.
- **Exactitud de medida:** Proximidad entre un valor medido y un valor verdadero de un mensurando. El concepto “exactitud de medida” no es una magnitud y no se expresa numéricamente. Se dice que una medición es más exacta cuanto más pequeño es el error de medida.

Conceptos de flujo de gas en tuberías.

Número de Reynolds (Gas).

El número de Reynolds es un parámetro adimensional el cual se define como la relación de las fuerzas de inercia y viscosas [3]. Un número de Reynolds distingue entre los diferentes tipos de régimen de flujo, tales como laminar, transicional o turbulento en tuberías

$$Re = 0.0201056 \frac{Q_g \gamma_g}{d \mu_g} \dots\dots\dots (1.1)$$

Flujo laminar.

En el flujo laminar las partículas del fluido solo se mezclan a escala molecular, de modo que durante el movimiento dichas partículas se desplazan según trayectorias paralelas bajo la acción de la viscosidad. En la práctica el flujo laminar se produce cuando el número de Reynolds es menor a 2000^[25].

Zona de transición o región crítica.

Comprende un numero de Reynolds entre 2000 a 4000 ^[25].

Flujo turbulento.

En el flujo turbulento las partículas del fluido se mezclan a escala molar, de modo que durante el movimiento se produce un intercambio de cantidad de movimiento entre partículas adyacentes ocasionando una rápida y continua agitación y mezcla en el seno del fluido. En la práctica el flujo turbulento se produce para números de Reynolds mayores a 4000 [25].

Flujo Permanente.

El flujo permanente se produce cuando la descarga o gasto en cualquier sección transversal permanece constante.

Presión diferencial.

Es el resultado de la resta de la medición de dos presiones cualesquiera de un fluido en diferentes puntos dentro de un sistema.

Patrones de flujo comunes en corrientes de gas.

Se definen como las distintas configuraciones que forman dos o más fases al fluir juntas por un conducto.

Los factores que determinan el patrón de flujo en una tubería de proceso de flujo bifásico, son:

- Diferencia en las propiedades físicas y velocidades de flujo de las dos fases.
- Diámetro de la tubería y accesorios.
- Dirección del flujo (ascendente, descendente u horizontal) y orientación de la tubería (horizontal, vertical o inclinada).

A continuación, se mencionan los patrones de flujo que se presentan en líneas horizontales que contienen gas:

- **Estratificado:** se presenta cuando existe bajos gastos de gas. El líquido (por poseer mayor densidad) fluye en la parte inferior de la tubería, mientras el gas fluye en la parte superior a una velocidad mayor a la del líquido. Esta

diferencia de velocidad genera arrastre de líquido por parte del gas debido a la fuerza cortante existente entre la interface [2].

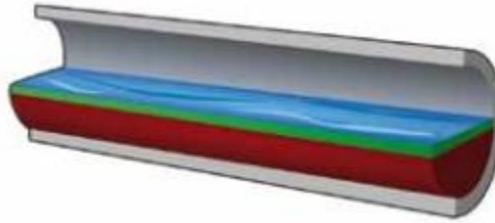


Fig. 1.2 Sección de tubería con flujo estratificado. [2].

- **Ondulado:** en la medida en la que el gasto de gas se incrementa, la inestabilidad generada por la fuerza cortante en la interface gas-líquido se incrementa, dando paso a la formación de ondas. La diferencia entre el flujo ondulado se llama solamente “flujo estratificado” o “flujo separado” [2].

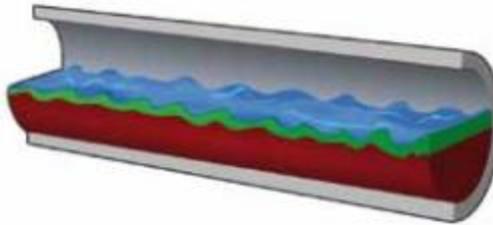


Fig. 1.3 Sección de tubería con flujo ondulado [2].

- **Semi-slug:** Al aumentar la cantidad de líquido presente en la tubería se genera un nuevo patrón de flujo, en el cual las ondas que se forman en el líquido pueden alcanzar un tamaño considerable en comparación con el diámetro de la tubería [2].

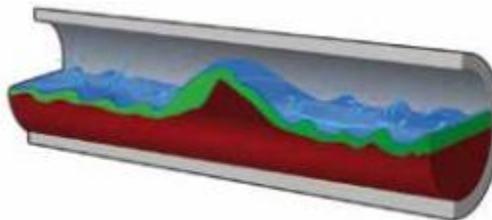


Fig. 1.4 Sección de tubería con flujo tipo semi-slug [2].

- **Slug:** Este patrón de flujo “semi-slug” se presenta cuando las ondas que se forman pueden bloquear completamente el flujo de gas [2].

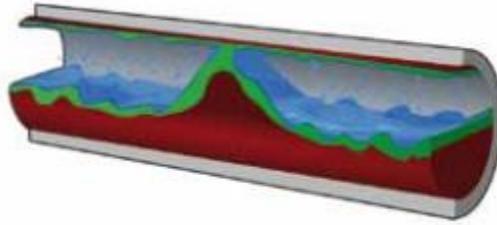


Fig. 1.5 Sección de tubería con flujo tipo slug [2].

- **Anular:** Al incrementarse el gasto de gas una parte del líquido se distribuye alrededor de la tubería adoptando la forma de anillo; otra porción del líquido viaja en forma de gotas arrastradas de gas. Típicamente a mayor gasto de gas menor tamaño de promedio de las gotas y más delgada es la película de líquido en la pared de la tubería [2].

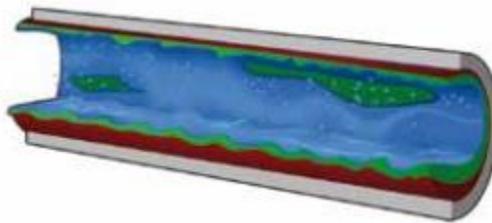


Fig. 1.6 Sección de tubería con flujo tipo anular [2].

Para flujo vertical los patrones que se presentan son los siguientes:

- **Slug:** Este patrón de flujo se genera cuando se presenta el bloqueo interno de un sistema de tuberías por acumulación de líquidos en un punto bajo, la presión del gas que se acumula aguas arriba del taponamiento eventualmente ocasiona que una parte del líquido se empuje hacia arriba con la corriente de gas [2].



Fig. 1.7 Sección de tubería vertical con flujo tipo slug [2].

- **Churn:** Es inestable por naturaleza, debido a que la fuerza gravitacional (constante) está siendo contrarrestada por las fuerzas dinámicas del gas que varían continuamente. A lo anterior se suma el cambio continuo en la distribución espacial de la masa de líquido y la velocidad relativa de la corriente de gas [2].



Fig. 1.8 Sección de tubería vertical con flujo tipo churn [2].

- **Anular:** A medida que la velocidad del gas se incrementa para una relación líquido/gas particular, el patrón de flujo vertical ascendente se comporta de manera similar al patrón de flujo horizontal, y el anillo de líquido se adelgaza hasta formar una capa muy delgada en la pared de la tubería, de manera que casi todo el líquido viaja en forma de gotas que son arrastradas por el gas [2].



Fig. 1.9 Sección de tubería vertical con flujo tipo anular [2].

Una vez mencionados los conceptos fundamentales de medición, se procederá en el siguiente capítulo a explicar las propiedades fundamentales consideradas para la medición de gas natural en tuberías.

Capítulo 2. Propiedades importantes a considerar para la medición de gas.

En este capítulo se procederá a mencionar las propiedades fundamentales y conceptos que involucran el gas natural para su manejo, distribución, comercialización y medición.

2.1. Propiedades del gas natural.

Generalidades del gas natural.

El gas natural proviene de la naturaleza y puede consumirse tal como se presenta. Algunas de sus más importantes características es que no tiene olor; antes de ser distribuido se le odoriza con un producto llamado mercaptano, que sirve para detectar pérdidas por medio del olor, es un gas que es transportado por tuberías subterráneas, es limpio en su combustión y produce una llama de color azul y por último se tiene, que cuando se quema no genera cenizas ni humo.

El gas natural es el conjunto de hidrocarburos gaseosos en condiciones atmosféricas el cual está formado por metano, etano, propano, butano, pequeñas trazas de nitrógeno, dióxido de carbono y sulfhídrico [3].

El gas natural se clasifica en:

- **Gas dulce:** Es aquel que contiene cantidades menores del 3% de CO_2 y de H_2S [4]
- **Gas amargo:** Es aquel que contiene cantidades apreciables de H_2S y 50 ppm de dióxido de carbono [4].
- **Gas seco:** Es un gas formado por etano y metano y es pobre en hidrocarburos líquidos. Es aquel que ya no contiene CO_2 y H_2S [4].
- **Gas húmedo:** Es aquel gas que se puede obtener cantidades apreciables de hidrocarburos líquidos, aproximadamente 3 galones por cada 1000 pies cúbicos en condiciones estándar [4].

Se debe considerar en que por tratarse de un gas sus propiedades varían con respecto a las condiciones que se encuentre.

Las condiciones más importantes en la medición se definen como condiciones base o estándar. Las condiciones estándar son aquellas que están referidas a 1 atm de presión y 60°F de temperatura [5].

Por otro lado, cuando se habla acerca del gas natural o en general de gases hidrocarburos puede hacer referencia a diferentes términos. Los más comunes que se mencionan en la medición de gas en líneas de transferencia de custodia, comercialización o quema se mencionan a continuación:

- **Gas asociado:** Gas natural disuelto en el petróleo de un yacimiento, bajo las condiciones de presión y de temperatura originales [6].
- **Gas no asociado:** Gas natural que se encuentra en yacimientos que no contienen petróleo a las condiciones de presión y temperatura originales [6].
- **Gas rico:** Gas que contiene alto contenido de hidrocarburos intermedios y pesados. Su contenido líquido agrega un valor económico.
- **Gas pobre:** Gas natural que contiene pocos hidrocarburos líquidos licuados o no los contiene. Al gas pobre también se le denomina gas seco [7].
- **Gas licuado:** Mezcla de gases propano y butano presentes en el gas natural o disueltos en el petróleo. Los componentes del GLP, aunque a temperatura y presión ambientales son gases, son fáciles de licuar. [8]

Propiedades importantes del gas natural.

Con el conocimiento exacto de las propiedades del gas natural se puede realizar una correcta caracterización del fluido y no solo esto, sino que, para aspectos de medición, se puede realizar un buen diseño, instalación y optimización de este proceso. Las propiedades más importantes a considerar del gas natural

son:

- Densidad.
- Densidad relativa.
- Factor de volumen.
- Poder calorífico.

- Viscosidad.
- Volumen específico.
- Peso molecular aparente.
- Factor de compresibilidad Z.
- Coeficiente de compresibilidad isotérmico C_g .
- Factor de expansión E_g .
- Límites de inflamabilidad.
- Presión de vapor Reid.

Densidad.

Se define como el cociente de la masa entre el volumen, o también se puede calcular como el inverso del volumen específico como se muestra a continuación:

$$\rho = \frac{m}{V} = \frac{1}{v} = \frac{PM}{RT} \dots\dots\dots (2.1)$$

Densidad relativa o gravedad específica.

Se define como el cociente de la densidad absoluta de un gas entre la densidad absoluta del aire, ambos medidos a condiciones estándar de presión y temperatura

$$\gamma = \frac{\rho}{\rho_{aire}} = \frac{MW_A}{28.96} \dots\dots\dots (2.2)$$

Factor de volumen.

Por definición, el factor de volumen del gas es el cociente del volumen de gas medido a condiciones de flujo entre el mismo volumen de gas medido a condiciones estándar.

$$B_g = \frac{\text{Volumen del gas a C.F.} \left[\frac{ft^3 @ C.F.}{ft^3 @ C.S} \right]}{\text{Volumen de gas a C.S.}} \dots\dots\dots (2.3)$$

Este también se puede calcular con la expresión siguiente:

$$B_g = 0.02827 \frac{Z_{yac} T_{yac}}{p_{yac}} \dots\dots\dots (2.4)$$

Poder calorífico.

Es la cantidad de energía producida en forma de calor por la combustión de una unidad de gas natural en aire a condiciones base de presión y temperatura; los productos de combustión se mantienen a la misma temperatura (condición base) en estado gaseoso [9]. El poder calorífico del gas natural está en función de su composición química; así, los hidrocarburos más pesados contienen mayor poder calorífico. El poder calorífico se puede expresar en *kcal/m3*, *kJoule/m3*, *BTU ft/3*, etc.

Puede calcularse utilizando el procedimiento de cálculo siguiente:

Considerando que se tienen las fracciones mol respectivas que componen al gas se realiza lo siguiente [11]:

- Se buscan de tablas (Mc Cain) los BTU/ft³ de cada componente del gas.
- Se multiplica la fracción de cada componente por los BTU`S obtenidos de tablas y posteriormente se divide cada uno entre cien.
- Por último, se suman los resultados de cada operación del paso anterior y el valor resultante son los BTU/ft³ del gas natural.

A continuación, se presenta una tabla con los valores de poder calorífico bruto y neto de algunos componentes comunes encontrados en el gas:

Tabla 2.1 Poder calorífico de componentes comunes en el gas natural. [11]

Componente	Formula	Poder calorífico Bruto	Poder calorífico Neto
Nitrógeno	N ₂	-----	-----
Dióxido de Carbono	CO ₂	-----	-----
Ácido Sulfhídrico	H ₂ S	637.1	586.8
Metano	C ₁ H ₄	1010	909.4
Etano	C ₂ H ₆	1769.6	1618.7
Propano	C ₃ H ₈	2516.1	2314.9
Butano	C ₄ H ₁₀	3262.3	3010.8
Iso-Butano	iC ₄ H ₁₀	3251.9	3000.4
Pentano	C ₅ H ₁₂	4008.9	3706.9
Iso-Pentano	iC ₅ H ₁₂	4000.9	3699.0
Hexano	C ₆ H ₁₄	4755.9	4403.8
Heptano	C ₇ H ₁₆	5502.5	5100.0

Viscosidad.

La viscosidad de un gas es la medida de la fricción interna o resistencia que ofrecen sus moléculas a fluir. Comúnmente se mide en centipoise [cp] y su cálculo se realiza por medio de correlaciones o gráficos que asocian las propiedades mismas del gas. Uno de los métodos que se puede utilizar para su cálculo de forma analítica, es el método de Lee-Gonzalez-Eakin que se presenta a continuación [10] :

$$\mu_g = 10^{-4} K \exp \left[X \left(\frac{\rho_g}{62.4} \right)^Y \right] \dots\dots\dots (2.5)$$

donde:

$$K = \frac{(9.4 + 0.02 MW_A) * T^{1.5}}{209 + 19 MW_A + T} \dots\dots\dots (2.6)$$

$$X = 3.5 + \frac{986}{T} + 0.01 * MW_A \dots\dots\dots (2.7)$$

$$Y = 2.4 - 0.2X \dots\dots\dots (2.8)$$

Volumen específico.

Se define como el volumen ocupado por una masa de gas, es decir, el volumen dividido entre la masa. Para gas ideal, es el inverso de la densidad [10].

$$v = \frac{V}{m} = \frac{p(MW_A)}{ZRT} = \frac{1}{\rho_g} \dots\dots\dots (2.9)$$

Peso molecular aparente.

Es la sumatoria de los productos entre los pesos moleculares de cada elemento que conforma el gas natural por su respectiva fracción equivalente. Las unidades del peso molecular son: Kg/Kmol o Lb/lbmol. El gas natural es una mezcla de componentes y es por ello que el peso molecular del gas se obtiene sumando la fracción molar de cada componente por su respectivo peso molecular [10]:

$$MW_A = \sum y_i * MW_i \dots\dots\dots (2.10)$$

Factor de compresibilidad z.

Es un factor adimensional afectado por la presión, temperatura y composición del gas. Este factor z es necesario para modificar las ecuaciones de los gases ideales. Puede calcularse por medio de gráficas y diferentes métodos los cuales consideran las propiedades del gas. Estos pueden ser métodos directos o iterativos. A continuación, se muestran, dos métodos iterativos y posteriormente dos métodos directos: [10]

• **Método Dranchuck y Abu-Kassem.**

Dranchuck y Abu-Kassem en 1975 propusieron una ecuación de estado de once constantes para calcular los factores de compresibilidad del gas. La expresión es la siguiente:

$$\begin{aligned}
 z = & \left[A_1 + \frac{A_2}{T_{pr}} + \frac{A_3}{T_{pr}^3} + \frac{A_4}{T_{pr}^4} + \frac{A_5}{T_{pr}^5} \right] \rho_r \\
 & + \left[A_6 + \frac{A_7}{T_{pr}} + \frac{A_8}{T_{pr}^2} \right] \rho_r^2 \\
 & - A_9 \left[\frac{A_7}{T_{pr}} + \frac{A_8}{T_{pr}^2} \right] \rho_r^5 + \\
 & A_{10} (1 + A_{11} \rho_r^2) \frac{\rho_r^2}{T_{pr}^3} \exp[-A_{11} \rho_r^2] + 1
 \end{aligned} \tag{2.11}$$

Donde:

$$\rho_r = \frac{0.27 p_{pr}}{Z T_{pr}} \tag{2.12}$$

Los coeficientes respectivos para la ecuación son:

$$\begin{aligned}
 A_1=0.3265 \quad A_2=-1.0700 \quad A_3=-0.5339 \quad A_4=0.01569 \quad A_5=-0.05165 \quad A_6=0.5475 \\
 A_7=-0.7361 \quad A_8=0.1844 \quad A_9=0.1056 \quad A_{10}=0.6134 \quad A_{11}=0.7210
 \end{aligned}$$

• **Método de Dranchunck-Purvis-Robinson.**

Dranchuck, Purvis y Robinson en 1974 desarrollaron una correlación basada en un tipo de ecuación de estado implementada por Benedict-Webb-Rubin, en esta propuesta se utilizan ocho coeficientes, con la finalidad de ajustar con estos los resultados de z. La ecuación desarrollada es la siguiente:

$$z = 1 + \left[A_1 + \frac{A_2}{T_{pr}} + \frac{A_3}{T_{pr}^3} \right] \rho_r + \left[A_4 + \frac{A_5}{T_{pr}} \right] \rho_r^2 + \left[\frac{A_5 A_6}{T_{pr}} \right] \rho_r^5 + \dots \quad (2.13)$$

$$\left[\frac{A_7}{T_{pr}^3} \rho_r^2 (1 + (A_8 \rho_r^2)) \text{EXP}(-A_8 \rho_r^2) \right]$$

Donde:

$$\rho_r = \frac{0.27 p_{pr}}{Z T_{pr}} \dots \quad (2.14)$$

Los coeficientes respectivos para la ecuación 2.14 son:

A₁=0.31506237 A₂=-1.0467099 A₃=-0.57832729 A₄=0.53530771
 A₅=-0.61232032 A₆=-0.10488813 A₇=0.68157001 A₈=0.68446549

• **Método de Papay J. A.**

Por otro lado, se tienen los métodos directos para cálculo de z. Uno de ellos es la ecuación propuesta por Papay, J. A continuación, se muestra:

$$z = 1 - \frac{3.52 * p_{pr}}{10^{0.9813 * T_{pr}}} + \frac{0.274 * p_{pr}^2}{10^{0.8157 * T_{pr}}} \dots \quad (2.15)$$

• **Método de Brill J.P. y Beggs H.D.**

Otro método directo igualmente utilizado es el método de Brill, J.P. y Beggs, H.D. A continuación, se muestra:

$$z = A + \frac{1 - A}{e^B} + Cp_{pr}^D \quad \dots\dots\dots (2.16)$$

$$A = 1.39(T_{pr} - 0.92)^{0.5} - 0.36T_{pr} - 0.10 \quad \dots\dots\dots (2.17)$$

$$B = (0.62 - 0.23T_{pr})p_{pr} + \left[\frac{0.066}{T_{pr} - 0.86} - 0.037 \right] p_{pr}^2 + \frac{0.32}{10^{9(T_{pr}-1)}} p_{pr}^6 \quad \dots\dots\dots (2.18)$$

$$C = 0.135 - 0.32 \log T_{pr} \quad \dots\dots\dots (2.19)$$

$$D = 10^{(0.3106 - 0.49T_{pr} + 0.1824T_{pr}^2)} \quad \dots\dots\dots (2.20)$$

Las propiedades pseudoreducidas se calculan:

$$p_{pr} = \frac{p}{p_{pc}} \quad \dots\dots\dots (2.21)$$

$$T_{pr} = \frac{T}{T_{pc}} \quad \dots\dots\dots (2.22)$$

Si se cuenta con las fracciones molares de cada componente del gas, las propiedades pseudocríticas se pueden calcular de la siguiente forma considerando las propiedades de cada componente del gas las cuales se pueden obtener de tablas [11].

Tabla 2.2 Propiedades pseudocríticas. [11]

Componente	Fórmula	Presión pseudocrítica (p_{ci}) (psia)	Temperatura pseudocrítica (T_{ci}) (°R)
Nitrógeno	N ₂	493.1	227.16
Dióxido de Carbono	CO ₂	1071	547.58
Ácido Sulhídrico	H ₂ S	1300	672.12
Metano	C ₁ H ₄	666.4	343.00
Etano	C ₂ H ₆	706.5	549.59
Propano	C ₃ H ₈	616.0	665.73
Butano	C ₄ H ₁₀	550.6	765.29
Iso-Butano	iC ₄ H ₁₀	527.9	734.13
Pentano	C ₅ H ₁₂	488.6	845.47
Iso-Pentano	iC ₅ H ₁₂	490.4	848.77
Hexano	C ₆ H ₁₄	436.9	913.27
Heptano	C ₇ H ₁₆	396.8	972.37

$$p_{pc} = \sum_{i=1}^n y_i * p_{ci} \dots\dots\dots (2.23)$$

$$T_{pc} = \sum_{i=1}^n y_i * T_{ci} \dots\dots\dots (2.24)$$

Si se desea corregir las propiedades pseudocríticas por la presencia de sulfuro de hidrogeno y dióxido de carbono se utilizan las expresiones siguientes [10].

$$T'_{pc} = T_{pc} - \varepsilon \dots\dots\dots (2.25)$$

$$p'_{pc} = \frac{p_{pc} T'_{pc}}{T_{pc} + B(1 - B)\varepsilon} \dots\dots\dots (2.26)$$

$$\varepsilon = 120[A^{0.9} - A^{1.6}] + 15(y_{H_2S}^{0.5} - y_{H_2S}^{4.0}) \dots\dots\dots (2.27)$$

$$A = y_{H_2S} + y_{CO_2} \dots\dots\dots (2.28)$$

Otras fórmulas utilizadas para corregir propiedades pseudocríticas por presencia de gases no hidrocarburos como el nitrógeno son las siguientes:

$$T'_{pc} = T_{pc} - 80y_{CO_2} + 130y_{H_2S} - 250y_{N_2} \dots\dots\dots (2.29)$$

$$p'_{pc} = p_{pc} + 440y_{CO_2} + 600y_{H_2S} - 170y_{N_2} \dots\dots\dots (2.30)$$

Por otro lado, si solo se cuenta con la densidad relativa del gas se puede utilizar el método de Standing para calcular las propiedades pseudocríticas tomando en cuenta lo siguiente [10]:

- El gas debe ser rico en metano (C₁>90%).
- El gas no debe tener hidrocarburos aromáticos.
- El gas no debe tener impurezas. El contenido de 20% en fracción molar de N₂ produce un error del 4%. La presencia de CO₂ produce

un error en el cálculo de z igual al valor del porcentaje molar de CO_2 en la mezcla.

- No presenta buenos resultados a presiones y temperaturas cercanas a la crítica.
- No se recomienda su uso para el cálculo de z a presiones mayores a 10,000 [psia].

$$T_{pc} = 168 + (325 * \gamma_g) - (12.5 * \gamma_g^2) \dots\dots\dots (2.31)$$

$$p_{pc} = 706 + (15 * \gamma_g) - (37.5 * \gamma_g^2) \dots\dots\dots (2.32)$$

Coefficiente de compresibilidad isotérmico c_g .

Para el cálculo de este parámetro se utiliza la siguiente expresión:

$$c_g = \frac{c_{pr}}{p_{pc}} = \frac{1}{V} \left(\frac{\partial V}{\partial p} \right)_T \dots\dots\dots (2.33)$$

Donde la compresibilidad isotérmica pseudoreducida se determina mediante la siguiente expresión:

$$c_{pr} = \frac{1}{p_{pr}} - \frac{1}{Z} \left[\frac{\partial Z}{\partial p_{pr}} \right]_{T_{pr}} \dots\dots\dots (2.34)$$

Factor de expansión E_g .

Para su cálculo se utiliza la siguiente expresión:

$$E_g = \frac{1}{B_g} \dots\dots\dots (2.35)$$

Límites de inflamabilidad.

Los límites de inflamabilidad para vapores se determinan experimentalmente en un aparato especial de diseño hermético.

Las mezclas de vapor-aire de concentración conocida, son adicionadas y encendidas, midiéndose la máxima presión de explosión. Esta prueba se repite a

diferentes concentraciones para estabilizar el rango de inflamabilidad para el gas en especial.

Estos límites en las mezclas se calculan usando la ecuación de Le Chatelier [26]:

$$\text{Limite inferior de la flama de la mezcla} = \frac{1}{\sum_{i=1}^n \frac{y_i}{L.I.I.i}} \dots\dots\dots (2.36)$$

$$\text{Limite superior de la flama de la mezcla} = \frac{1}{\sum_{i=1}^n \frac{y_i}{L.I.S.i}} \dots\dots\dots (2.37)$$

A continuación, se muestra en la Tabla 2.3 los límites de inflamabilidad de componentes comunes encontrados en el gas natural:

Tabla 2.3 Límites de inflamabilidad inferior y superior.

Componente	Formula	L. I. I. %	L. I. S %
Nitrógeno	N ₂	0	0
Dióxido de Carbono	CO ₂	12.5	74
Ácido Sulhídrico	H ₂ S	4.3	45.5
Metano	C ₁ H ₄	5	15
Etano	C ₂ H ₆	3	12.5
Propano	C ₃ H ₈	2.1	9.5
Butano	C ₄ H ₁₀	1.6	8.4
Iso-Butano	iC ₄ H ₁₀	1.8	8.4
Pentano	C ₅ H ₁₂	1.51	7.8
Iso-Pentano	iC ₅ H ₁₂	1.4	7.6
Hexano	C ₆ H ₁₄	1.2	7.7
Heptano	C ₇ H ₁₆	1.1	6.7

Presión de vapor Reid.

Para obtener la presión de vapor Reid de una mezcla de gases se puede seguir el procedimiento siguiente:

- Se obtienen la presión de vapor de cada componente (Tablas Mc. Cain).
- Se multiplica la fracción mol de cada componente con el valor obtenido de tablas del paso anterior.

- Por último, se hace una sumatoria de todos los valores calculados y se obtiene de esta manera la presión Reid de la mezcla.

A continuación, se muestra una tabla con las presiones de vapor de los componentes más comunes en el gas natural:

Tabla 2.4 Presión de vapor de componentes típicos del gas natural [11].

Componente	Formula	Presión de vapor (psia)
Nitrógeno	N ₂	-----
Dióxido de Carbono	CO ₂	-----
Ácido Sulfhídrico	H ₂ S	394.59
Metano	C ₁ H ₄	5000
Etano	C ₂ H ₆	800
Propano	C ₃ H ₈	188.64
Butano	C ₄ H ₁₀	51.706
Iso-Butano	iC ₄ H ₁₀	72.581
Pentano	C ₅ H ₁₂	15.574
Iso-Pentano	iC ₅ H ₁₂	20.445
Hexano	C ₆ H ₁₄	4.9597
Heptano	C ₇ H ₁₆	1.599

Una vez mencionadas las propiedades importantes consideradas para el manejo distribución, comercialización y medición del gas natural, en el capítulo siguiente se explicarán los elementos que conforman un sistema de medición, así mismo se mencionará de manera breve las tecnologías existentes para medir el gas.

Capítulo 3. Sistemas de medición de gas.

Con la finalidad de tener un conocimiento íntegro del caso de estudio que se tratará en los capítulos cinco y seis, en la presente sección de la tesis se describirán los elementos que integran a un sistema de medición, solicitando al lector que ponga especial atención al rubro de medidores ultrasónicos.

Un sistema de medición es la colección de operaciones, procedimientos, instrumentos de medición u otro equipo, software y personal definido para signar un número a la característica que está siendo medida. En otras palabras, si sólo se considera la parte de instrumentación, un sistema de medición es un conjunto de elementos primarios secundarios y terciarios que registran o totalizan la cantidad de fluido que pasa a través de ellos y se transfiere ya sea de una entidad a otra o entre diferentes divisiones de la misma entidad [5].

Con los sistemas de medición se busca tener un control estricto de las variables como son la presión, temperatura, densidad, el nivel de fluidos (en el caso de tanques de almacenamiento de gas) y el flujo. Al monitorear y controlar estas variables se puede tener un diseño óptimo de instalaciones para transporte y manejo de la producción de hidrocarburos y también se puede prevenir posibles riesgos que se tienen al momento de operar los equipos que se utilizan dentro de la industria petrolera.

Un sistema de medición está integrado por:

- **Elementos primarios:** son elementos que se encuentran dentro de la tubería y captan la variable a medir la cual posteriormente es transformada en una señal que es captada por un elemento secundario [5].
- **Elementos secundarios:** Instrumentos que transforman la señal entregada por el dispositivo primario de medición, a una señal estandarizada. Los dispositivos secundarios utilizados en la medición de flujo, presión y temperatura son conocidos comercialmente como transmisores. Muchas de las veces, se incluye como dispositivo secundario al analizador de composición de la mezcla o cromatógrafo [12].

- **Elementos terciarios:** Son los instrumentos que captan la señal estandarizada del elemento secundario, y provee de un valor representativo o interpretación bajo un criterio programado o predeterminado por el usuario que lo emplea. Normalmente se considera como elemento terciario dentro de un sistema de medición al computador de flujo, el cual se programa y configura para monitorear y calcular las razones de flujo, dentro de los límites de exactitud determinados para cada aplicación específica.

Cabe señalar que los sistemas de medición adicionalmente tienen que contar con elementos de transición, controladores y elementos finales de control para poder operar de manera adecuada y eficaz. En muchas ocasiones cuando se presenta dentro de la tubería un flujo no estabilizado, se cuenta con accesorios adicionales como son los alineadores de flujo.

3.1. Elementos primarios.

3.1.1. Medidores de desplazamiento positivo. [13]

Miden la cantidad de fluido directamente, atrapando cantidades de fluido entre componentes rotativos encapsulados dentro de un compartimiento de alta precisión, desde la entrada hasta la salida en un tiempo determinado. La velocidad rotativa del rotor es directamente proporcional a la tasa de flujo, pues el gasto de fluido es la causa de la rotación.

Principio de funcionamiento.

En los medidores de desplazamiento positivo se pueden destacar tres componentes:

- Cámara.
- Desplazador.
- Mecanismo que cuenta en número de veces que el desplazador se mueve.

Existen varios tipos de medidores de desplazamiento positivo, siendo los más utilizados los de ruedas ovals, helicoidales, tipo pistón, paletas deslizantes y tipo turbina.

Este último es el sistema más utilizado en la industria, y consta de un carrete de tubería en el centro del cual hay un rotor de paletas múltiples, montado sobre cojinetes para que pueda girar con facilidad, y soportado aguas arriba y aguas abajo por un dispositivo de centrado. También en sistemas que contienen este tipo de medidor se suelen incorporar un acondicionador de vena fluida. La energía cinética del fluido circulando hace girar el rotor con una velocidad angular que es proporcional a la velocidad media axial del fluido, y por lo tanto, al gasto volumétrico. La salida, mediante impulsos eléctricos, se produce cuando se detecta el paso de cada paleta alrededor de uno o más sensores, situados en el campo del medidor.



Fig. 3.1 Medidor de desplazamiento positivo M-50-1 con sistema de registro, filtro y eliminador de aire.

Ventajas [14] :

- Buena exactitud y amplio rango de medida.
- Buen comportamiento para fluidos muy viscosos.
- Exactitud excelente (de hasta 0.1% de la tasa).

Desventajas:

- Alto costo para grandes tamaños mayores a seis pulgadas.
- El fluido debe de estar limpio (por lo que el sistema de medición necesita filtros).
- El desgaste de las piezas es una de las principales fuentes de error.
- Requiere piezas de maquinaria de precisión costosas.
- Errores por fugas a bajos gastos.
- Puede dañarse por exceso de velocidad o golpes de ariete.

3.1.2. Medidores tipo turbina.

Son medidores de flujo que se utilizan para mediciones extremadamente precisas con alto flujo y presiones de media a alta [15].

Principio de funcionamiento.

La medición de alta precisión se logra a través de un rotor con aspas que gira a una velocidad proporcional a la velocidad del flujo dentro de la tubería. Esta rotación se detecta por pickoffs eléctricos montados en el cuerpo del medidor, que generan un voltaje de pulsos. La cantidad total de pulsos recolectados en un periodo de tiempo representa el volumen medido.

El uso de la turbina está limitado por la viscosidad del fluido ya que, cuando aumenta la viscosidad, la velocidad del perfil del líquido a través de la tubería cambia considerablemente. En las paredes del tubo el fluido se mueve más lentamente que en el centro, de modo que las puntas de las aspas no pueden girar a mayor velocidad. Para viscosidades superiores a 3 o 5 centistokes disminuye el intervalo de medida del instrumento. (1 Stokes = $1\text{cm}^2 / \text{s}$). Es adecuado para la medición de gastos de fluidos limpios y filtrados. Su precisión es muy elevada, está en el orden de $\pm 0.3\%$



Fig. 3.2 Medidor tipo turbina de gas natural CGT-02, Common.

Ventajas:

- Es el instrumento más preciso disponible para medir gasto.
- Es lineal sobre un amplio rango de gastos.
- Rápida respuesta y excelente repetibilidad.
- Fácil interfaz a sistemas de computación.
- Operación sobre un amplio rango de temperaturas y presiones.

Desventajas:

- Al tener piezas móviles que giran sobre rodamientos, el desgaste suele ser el problema principal de la turbina.
- Es un instrumento delicado en comparación con otros medidores.
- Cualquier exceso de velocidad puede dañar sus rodamientos.
- Es caro y su costo aumenta desmedidamente con respecto al tamaño de la turbina.
- Requiere que el flujo a medir sea limpio y tenga propiedades lubricantes.
- Alto costo de mantenimiento.
- No es utilizable en fluidos de alta viscosidad.

3.1.3. Medidores tipo placa de orificio [3].

La placa de orificio es uno de los dispositivos de medición más antiguos, fue diseñado para usarse en gases, no obstante, se ha aplicado ampliamente y con gran éxito para medir el gasto de agua en tuberías.

Estos elementos primarios se basan en medir básicamente la presión estática y la diferencial de presión. La presión estática es la presión constante la cual es ejercida por el flujo de gas en la tubería aguas arriba. La diferencial de presión es la caída de presión que se crea al momento de que el flujo pasa por una restricción dentro de la tubería, esto es la diferencia de presión aguas arriba y aguas abajo.

Los medidores de placa de orificio pueden tener diversas configuraciones:

- De orificio concéntrico (para gases y líquidos limpios)
- De orificio excéntrico (para aceite y gas)
- De orificio segmental (para aceites y gases con posible sedimentación de sólidos)

Principio de funcionamiento.

El principio básico de funcionamiento de la placa se basa en comprender que a medida que la velocidad de un flujo disminuye aumenta la presión, y cuando la velocidad del flujo se incrementa disminuye la presión de este. La placa de orificio incrementa la velocidad del flujo y disminuye la presión de operación.

Su medición se basa en tomar las presiones a la entrada y a la salida de la placa (obstrucción) las cuales se utilizan para establecer una relación de presiones con las características mecánicas propias del medidor (relación de diámetros, velocidad, ovalidad, ángulo de inclinación etc.) para así obtener el gasto de fluido que pasa a través de la placa.



Fig. 3.3 Medidor tipo placa de orificio 3051SFC (Emerson).

Ventajas:

- Tiene un bajo costo.
- No posee partes móviles susceptibles a daños.
- Son utilizables para una alta gama de diámetros muy grandes.
- Existen métodos de cálculo estandarizados y no es necesaria su constante calibración.

Desventajas:

- Su capacidad es limitada y la pérdida de carga ocasionada tanto por los residuos del fluido como por las pérdidas de energía son considerables.
- Es susceptible a las variaciones en el perfil de velocidades y las turbulencias.
- Sus elementos están en contacto con el fluido por lo que requiere una supervisión rigurosa.
- Muchas de las ocasiones cuando se daña una parte de este medidor se requiere un cambio total de esta parte (placa, sensores etc.)
- En comparación con otros medidores tiene una baja precisión.

3.1.4. Medidores tipo coriolis.

Los medidores tipo coriolis proporcionan datos del proceso precisos y repetitivos a través de un amplio rango de gastos y condiciones del proceso. Ofrecen una medición directa en línea para gasto másico y densidad, y también miden gasto volumétrico y temperatura, todo desde un solo dispositivo. No tienen partes en movimiento, así que los costos de mantenimiento son mínimos, así mismo no tienen requisitos para el acondicionamiento de gasto o colocación de tubos rectos. La instalación se simplifica y es menos costosa. Otro aspecto a considerar es que algunos de estos cuentan con herramientas de diagnóstico avanzadas para el mismo medidor y el proceso.

Principio de funcionamiento.

Los medidores másicos por efecto coriolis varían su forma de acuerdo al fabricante, sin embargo, su principio de funcionamiento es el mismo.

El gasto volumétrico es proporcional al gasto de flujo másico sólo cuando la densidad del fluido es constante.

El principio de operación del medidor de Coriolis de un tubo con el lazo en forma de U es el siguiente:

- El lazo es obligado a vibrar a su frecuencia natural por medio de una bobina electromagnética que lo mueve hacia arriba y hacia abajo creando una velocidad angular alrededor del eje de la base.
- A medida que el fluido se mueve a través del lazo es forzado a formar un momento vertical, el cual se incrementa a medida que el fluido entra en el lazo y decrece a medida que sale del mismo.
- Durante el medio ciclo de vibraciones cuando el lazo se mueve hacia arriba, el fluido que entra al lazo opone resistencia empujando el tubo hacia abajo.
- Recíprocamente, el fluido que sale del lazo se resiste disminuyendo su momento vertical y empujando hacia arriba contra el tubo.

- Esta combinación de fuerzas resistivas hace que se produzca un momento en el lazo. A esto se le conoce como “Efecto Coriolis”.
- Durante el otro medio ciclo de vibración, cuando el lazo se mueve hacia abajo, el momento resultante será en la dirección opuesta.
- La magnitud del momento del tubo sensor es directamente proporcional al flujo másico a través de éste.
- En cada lado del lazo se colocan sensores electromagnéticos para medir la velocidad del tubo en esos dos puntos. Cualquier diferencia entre esas dos señales de velocidad es causada por el torcimiento del lazo. Los sensores envían esta información a la unidad electrónica, donde es procesada y convertida en una señal de flujo másico.



Fig. 3.4 Medidor tipo coriolis OPTIMASS 6000.

Ventajas:

- Permiten mediciones directas y precisas del gasto másico, gasto volumétrico, densidad y temperatura, sin necesidad de implementar más elementos de medición y con ello incrementar los costos operativos del medidor.
- Mejora el tiempo productivo, gracias a su tecnología permite una exactitud de $\pm 0.05\%$.

- Reduce costos de instalación y mantenimiento debido a que no se requiere montaje especial, tramos rectos de tubería, no hay partes móviles y se puede limpiar el dispositivo sin desmontarlo.

Desventajas:

- Su utilización en la medición de flujo de gases es limitada.
- Su utilización es limitada en aplicaciones de medición de flujo en tuberías de diámetros superiores a 6 pulgadas debido al tamaño de los sensores.
- Son costosos por lo que no se recomienda para aplicaciones sencillas en las cuales no se requiera de exactitud y en las que se pueda utilizar satisfactoriamente otro medidor.
- Las constantes vibraciones pueden originar fallas en la soldadura del lazo.

3.1.5. Medidores tipo ultrasónico [16].

Son dispositivos de medición que utilizan una señal acústica para determinar la velocidad de un fluido en un conducto. El elemento primario es uno o más pares de transductores ubicados a lo largo de la pared de la tubería. Las caras de cada par de transductores tienen una geometría definida respecto a los otros. Los pulsos acústicos ultrasónicos emitidos por un transductor son recibidos por el otro y viceversa.

Los componentes básicos de un medidor ultrasónico de flujo son:

- La unidad sensora compuesta por uno o más transductores piezoeléctricos, tanto para emisión como para la recepción de las ondas ultrasónicas
- La unidad electrónica, la cual realiza funciones de acondicionamiento de señales y calibración del instrumento.
- El herraje, constituido por varias piezas metálicas que sirven para fijar los transductores a la tubería

Existen principalmente dos tipos de medidores de flujo ultrasónico:

- El medidor por tiempo de tránsito
- El medidor basado en el efecto Doppler

Medidor por tiempo de tránsito: Este tipo de medidor funciona mediante una onda sónica que va en dirección de la trayectoria del fluido, de tal forma que viaje alternativamente en el sentido del flujo en una dirección y se refleje en el sentido contrario a la dirección del flujo.

La diferencia de tiempo de ida y de regreso de la onda es proporcional al gasto de flujo, debido a que la onda de sonido se frena cuando viaja contra el flujo y acelera cuando viaja en dirección de este.

Dicho de otra forma, la frecuencia de los pulsos sónicos viajando aguas abajo es mayor que la frecuencia de pulsos sónicos viajando aguas arriba; La diferencia entre las dos frecuencias es función directa de la velocidad del flujo y es independiente de la velocidad del sonido.

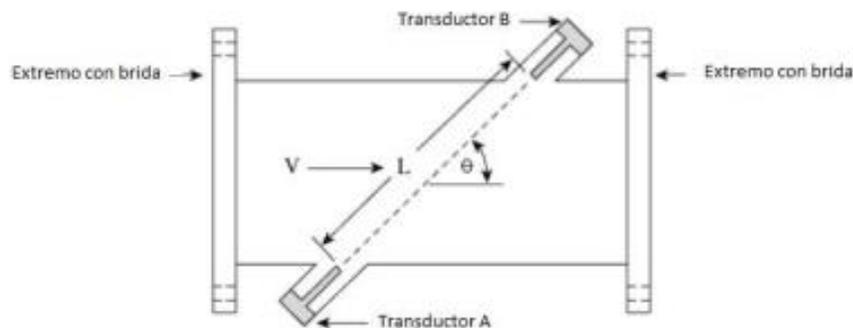


Fig. 3.5 Medidor de tiempo de tránsito.

La siguiente ecuación puede utilizarse para describir la velocidad que se experimenta en este tipo de medidor:

$$v = \frac{C^2 \tan(\alpha)}{2D} \Delta t \quad \dots \dots \dots (3.1)$$

Entonces el gasto medido es simplemente:

$$Q = Av \quad \dots\dots\dots (3.2)$$

Medidor de efecto Doppler: La velocidad del fluido se determina midiendo el corrimiento de frecuencia que experimenta la señal de retorno, al reflejarse en partículas contenidas en el fluido. Se colocan dos sensores, cada uno a un lado del flujo a medir, y se envía una señal de frecuencia conocida a través del fluido. El empleo de éste medidor está limitado a fluidos que contengan partículas sólidas en suspensión, pero permite medir algunos gastos de fluidos tales como mezclas gas-líquido, fangos, etc.

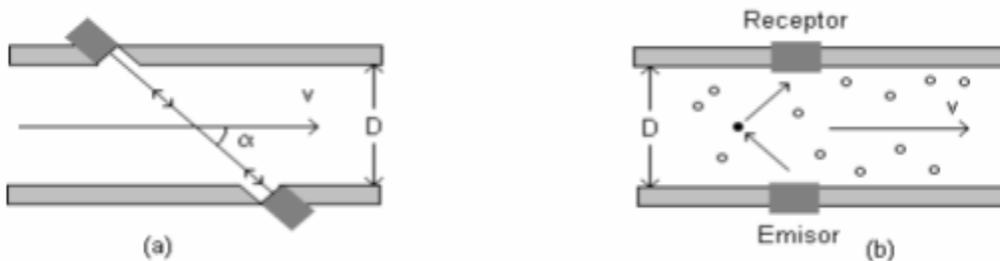


Fig.3.6 Diagrama general del choque de ondas de un medidor, efecto doppler.

La velocidad del fluido se puede expresar como:

$$v = \frac{(T_2 - T_1)}{T_1 * T_2} * \frac{L}{2\cos\alpha} \quad \dots\dots\dots (3.3)$$

Entonces el gasto medido es simplemente:

$$Q = Av \quad \dots\dots\dots (3.4)$$



Fig. 3.7 Medidor tipo ultrasónico.

Así mismo, a continuación, se muestra la ecuación para cálculo de la velocidad del sonido:

$$C = \frac{L}{2} \left(\frac{T_2 + T_1}{T_2 * T_1} \right) \quad \dots\dots\dots (3.5)$$

Principio de operación.

- Utiliza uno (o más) pares de transductores.
- Su transmitancia en la señal puede ser de entre 100 y 200 kHz.
- Medición de la diferencia del tránsito del tiempo.
- Cada par de transductores genera diversas muestras/segundo.
- Determinación de la velocidad del gas.
- Cálculo del volumen a partir de la velocidad.

Modos de calibración [16].

Debe realizarse las actividades siguientes:

- Inspección mecánica para verificación de las dimensiones geométricas del medidor (longitud entre transductores, diámetro en el que se utilizará el medidor o ángulo de la onda que se genera para el cálculo de la velocidad).
- Llenado del medidor con un fluido cuya velocidad del sonido (C) ya es conocida (por ejemplo, N₂) y cálculo del tiempo de tránsito del pulso ultrasónico. Proceso conocido como “dry calibration”.
- Calibración contra un patrón de gasto.

Mantenimiento.

No existen partes móviles que exijan lubricación; por lo tanto, en aplicaciones con fluidos limpios, el mantenimiento se realiza básicamente sobre el sistema de generación de señales (comúnmente en laboratorio). En aplicaciones con fluidos sucios, es necesaria la limpieza del tubo y, especialmente, del área junto a los transmisores. La sustitución de partes (transductores, acondicionadores, etc.) puede exigir una re-calibración del medidor.

Por otro lado, se debe tener un cuidado especial en la precisión del medidor considerando algunos factores como son:

- Geometría del medidor y ubicaciones de el o los transductores.
- Calidad del perfil de flujo, los niveles de pulsación que existen en la corriente de gas que fluye y la uniformidad de gas.
- Calidad de los tiempos de tránsito, que dependen del reloj electrónico, y de los retrasos significativos de los componentes electrónicos y transductores.

Ventajas:

- No ocasiona pérdida de carga.
- No tiene partes móviles.
- No influye el diámetro de la tubería, ni en su costo ni en su rendimiento.
- Ideal para medición de materiales tóxicos o peligrosos.
- Su rango de medición es muy amplio.

- En tuberías de gran diámetro es el más económico y en ciertos casos el único.
- Su instalación es muy simple y económica.

Desventajas:

- Su costo es relativamente alto para tuberías de bajo diámetro.
- Su costo de calibración elevado (pocas instalaciones a nivel mundial que realizan este trabajo).
- Alto consumo de potencia eléctrica.
- El perfil de velocidades debe estar completamente desarrollado para la determinación exacta de la velocidad media, especialmente para medidores de una sola trayectoria o por efecto Doppler.
- Tecnología excesivamente dependiente de la electrónica.

3.2. Elementos secundarios y terciarios.

Transmisores: Son los dispositivos que captan la señal del fluido y amplifican la señal convirtiéndola en señal analógica o estándar.

Existen diferentes tipos de transmisores como son:

- Transmisor de temperatura.
- Transmisor de presión.
- Transmisor de presión diferencial.
- Transmisores de flujo.
- Transmisor de densidad [15].



Fig. 3.8 Transmisores de presión diferencial.

Cromatógrafos de gas: Son instrumentos que permiten el análisis de muestras de sustancias volátiles gaseosas utilizando la distribución de los componentes de una mezcla entre dos fases inmiscibles.



Fig. 3.9 Cromatógrafo de gases típico de laboratorio.

Computador de flujo: Equipo electrónico de cómputo, de tipo industrial, dedicado al cálculo y totalización de flujo que pasa por un punto de medición. Adicionalmente, puede realizar tareas de control, monitoreo y almacenamiento de datos relacionados al control administrativo de una estación de medición [17].



Fig. 3.10 Computador de flujo FloBoss S600 EMERSON.

3.3. Acondicionamiento de flujo en líneas de transporte por ductos.

La aplicación del acondicionamiento en líneas de transporte es muy común y exitosa en la medición de gas en una fase, particularmente cuando para la instalación del sistema de medición se cuenta con limitaciones de espacio.

Un acondicionador de flujo es un equipo que se utiliza con el fin de reducir significativamente la turbulencia en el flujo; está diseñado para redistribuir el perfil de velocidad acercando las condiciones a las aceptables de flujo.

Existen dos tipos de alineadores de flujo:

Tipo haz de tubos: Consiste en una serie de tubos soldados entre sí, conformando el diámetro interior de la tubería en la cual se va a instalar. Existen dos tipos distintos de haz de tubos: con plato para ser colocado entre bridas, o bien con placa para ser atornillado dentro de la tubería.



Fig. 3.11 Alineadores de flujo tipo haz de tubos sin y con plato PIFUSA.

Tipo plato: Consiste en una placa perforada con barrenos de ciertas medidas calculados con base en el diámetro interior de la tubería en la cual va a ser instalado. Se instala aguas arriba de los tubos de medición, debido a la turbulencia creada por tubería, codos, reducciones y/o válvulas que preceden a la sección de medición, permitiendo entregar un flujo normal y sin turbulencia.



Fig. 3.12 Alineadores tipo Plato PIFUSA.

Una vez mencionados las tecnologías existentes y los elementos que conforman a un sistema de medición, en el capítulo próximo se mencionarán los factores a considerar en la instalación y funcionamiento en un sistema de medición que contiene como elemento primario un medidor tipo ultrasónico.

Capítulo 4. Consideraciones de campo para la medición de gas en medidores ultrasónicos.

En el capítulo presente se mencionarán algunas consideraciones importantes que el operador petrolero debe considerar para la utilización e instalación de medidores ultrasónicos, así mismo recomendaciones para su funcionamiento óptimo.

Un medidor ultrasónico es un elemento primario que dentro de un sistema de medición cuenta con varios beneficios; por mencionar un ejemplo, se tienen elementos electrónicos que permiten su diagnóstico y validan su correcto funcionamiento, por lo tanto, debido a esto, se reducen los requisitos de inspección interna a menudo requeridos en comparación con otros medidores. Por otro lado, estos elementos ayudan a identificar si los otros componentes de la estación de medición (como la medición de la temperatura y la composición del gas) también están funcionando correctamente. Estas y otras razones, son suficientes para que muchos diseñadores hoy en día recomienden su uso en comparación con otros medidores.

Debido a que los medidores dentro en la cadena productiva, proporcionan confiabilidad y así mismo permiten tener un control riguroso de las cantidades en volumen manejadas del gas natural; es necesario para su diseño acatar estándares y normas de calidad a nivel nacional e internacional como son:

- **AGA Reporte No. 8:** Presenta información detallada para cálculos precisos de la compresibilidad densidades de gas natural y otros gases de hidrocarburos, la incertidumbre de cálculo de estimaciones y listas de programas en lenguaje Fortran.
- **AGA Reporte No. 9:** Recomendaciones hacia diseñadores relacionadas con consideraciones que estos deben hacer para la instalación e implementación de medidores ultrasónicos.

- **AGA Reporte No. 10:** Contiene información para calcular la velocidad del sonido en el gas natural y otros gases hidrocarburos asociados, calculando procesos para relacionar propiedades del gas como entalpía y entropía.
- **ISO 17089 -1:** Presenta recomendaciones para la instalación de medidores ultrasónicos para transferencia de custodia y aplicaciones industriales.
- **API MPMS 14.1:** Presenta consideraciones que se deben realizar para la toma y manejo de muestras de gas natural considerando propiedades importantes como punto de rocío.
- **GPA 2145-09:** Esta norma proporciona a la industria de procesamiento de gas, una compilación conveniente de valores numéricos autorizados para algunos cálculos relacionados al manejo de hidrocarburos. Las propiedades físicas seleccionadas son las que se consideran más valiosas para ingeniería y cálculos analíticos.
- **NOM B-49-1988:** Definiciones de los términos empleados en los métodos de inspección ultrasónica.
- **ASTM- 1250:** Guía estándar para tablas de uso en la medición de hidrocarburos.
- **ANSI/ASME MFC-5.1-2011:** Guía estándar para tablas de uso para la medición de hidrocarburos.

4.1. ¿Por qué utilizar medidores tipo ultrasónico?

La eficiencia que caracteriza a los medidores de tipo ultrasónico, actualmente, lo han hecho el más utilizado en la industria petrolera, ocasionando que otras tecnologías de medición, sean desplazadas. Algunas de las razones por las cuales se empezó a implementar en mayor proporción en las estaciones de medición este tipo de medidores se mencionan a continuación:

- Al no tener partes móviles como los medidores tipo turbina (por mencionar alguno) al implementarlos han llegado a quintuplicar su vida útil en

comparación a otros medidores que entran en contacto con el fluido que miden.

- No son susceptibles a taponamientos a comparación de otros medidores como es el de presión diferencial, que por presentar una reducción en el diámetro de la tubería para poder medir el fluido que atraviesa la línea, puede generar una acumulación de sólidos en mayor proporción, si el fluido que está midiendo contiene una cantidad considerable de partes suspendidas.
- Pueden implementarse en diferentes diámetros desde pequeños hasta diámetros de tubería considerablemente grandes.
- Pueden ser utilizados en líneas que manejan altas velocidades de flujo, siempre y cuando se considere la velocidad máxima a la cual el medidor puede operar.
- No requiere un mantenimiento considerable en comparación a otros medidores, siempre y cuando este correctamente calibrado (la calibración solamente se puede realizar en laboratorio), se contemple su correcta instalación y procedimiento de cálculo del gasto en el computador de flujo.
- Consecuentemente por no requerir un mantenimiento constante al largo plazo al utilizar este tipo de medidores requiere un menor costo de mantenimiento a comparación a otros.
- Su precisión llega hasta 0.05% del rango del flujo medido, significativamente mejor que otros medidores.

Como se ha mencionado y se ha podido visualizar en párrafos anteriores, los medidores de tipo ultrasónico son la mejor opción hoy en día para medir fluidos, aunque en un principio si el operador petrolero decide implementarlos, su costo inicial de inversión es mayor en comparación a otras tecnologías. Sin embargo, al utilizarlos en la medición de fluidos para transferencia de custodia, comercialización o quema de gas la utilidad que otorga al operador es considerable pues este puede ahorrar tiempo y dinero a largo plazo (en el aspecto de costos de inspección).

Una vez discutido el gran alcance y utilidad que tiene este tipo de tecnología para medición, en el presente capítulo se mencionarán algunas de las consideraciones importantes que el operador petrolero debe realizar para la instalación e implementación de medidores tipo ultrasónico dentro de la cadena productiva en la industria petrolera.

4.2. Consideraciones en el uso de medidores tipo ultrasónico.

Para el uso de un medidor tipo ultrasónico se deben considerar los aspectos siguientes [19]:

- Se debe considerar los flujos máximos y mínimos de gasto temperatura, presión y siguientes propiedades físicas: viscosidad, densidad relativa y corrosividad.
- Los dispositivos de temperatura, presión y detectores de densidad deben instalarse de una manera que tengan relación con las actuales condiciones de medición.
- El diseño del sistema debe asegurar que la medición de fluido esté bajo condiciones de operación. La colocación de los medidores en puntos altos no debe permitirse. Los medidores ultrasónicos deben ser instalados en cualquier posición plana.
- Los diseños deben obedecer los códigos y regulaciones aplicables.

Una de las significativas ventajas de los medidores ultrasónicos es su capacidad para operar en exceso de velocidad de 100 ft/s. Muchos de los fabricantes especifican límites de velocidad para minimizar el potencial de erosión de tuberías, ya que esto puede causar fallas si el espesor de pared se vuelve demasiado delgado[19].

Además de la erosión de la tubería, existen varias otras cuestiones que limitan la operación a gran velocidad. Una operación de mayor velocidad incrementa la tensión en los termómetros instalados en el sistema de medición. Por otro lado, si se excede la velocidad a la cual está diseñado para operar, esto puede causar ruido

e interferir en el funcionamiento del medidor. Por estas razones, la mayoría de los diseñadores limitan el funcionamiento normal entre 70 y 80 ft/s y así mismo ellos deben considerar la velocidad mínima a la cual puede operar el medidor. Para considerar esto se deben considerar tres parámetros [19] :

- **Precisión en la calibración:** se analiza el rendimiento absoluto del medidor; es decir, qué tan exacto puede ser después de la calibración a velocidades altas o bajas.
- **Exactitud:** Se debe considerar el dato acertado acerca del volumen reportado por el medidor, o si hay una estratificación térmica dentro de la tubería que afecte el funcionamiento del medidor (gas más caliente en la parte superior del medidor o en la parte inferior).
- **Repetibilidad:** La capacidad del medidor de proporcionar el mismo resultado en mediciones diferentes realizadas en las mismas condiciones a lo largo del tiempo.

Normalmente, para diagnosticar un medidor que es esencial en un sistema de productivo, en algunos casos cuando se instala se contempla un segundo medidor para ayudar a calibrar e identificar los problemas propios por la corriente de gas o del propio funcionamiento mecánico del medidor. La desventaja esencial de utilizar dos medidores es obviamente el costo y el mantenimiento adicional requerido. Dos medidores más pequeños requerirán más gasto de capital en el principio, y a largo plazo, la inversión será de gran ayuda, pero entonces ¿Qué diseño es mejor para cualquier aplicación dada? Depende en cierta medida de los requisitos operacionales, limitaciones de espacio, rango de flujo y otros factores.

4.3. Instalación de tuberías.

La reducción de la incertidumbre también se ha convertido en una prioridad importante para las compañías diseñadoras de medidores debido al aumento del costo del gas natural. Por otro lado, es muy importante diseñar una estación de medición ultrasónica, que proporcione la misma precisión instalada que en el momento que fue calibrado el medidor.

Según un trabajo de investigación llevado a cabo en el Southwest Research Institute (SWRI) por Terrance Grimley en el año 2000, es necesario un mínimo de cien diámetros de tubería recta para un que un perfil con alto remolino se vuelva a un perfil de velocidad completamente sin simetría, es decir lineal.

Y debido a que cada día se requiere mayor exactitud en la medición actualmente en la Sección 7.2.2 del reporte AGA número 9 se discute específicamente el desempeño requerido de los medidores ultrasónicos, con respecto a una calibración de flujo. Indica que el fabricante debe "recomendar la configuración de tuberías aguas arriba y aguas abajo en una longitud mínima" considerando acondicionador de flujo y otra sin considerar éste, de tal forma que no ocasione un error de medición adicional de más de $\pm 0.3\%$, debido a la configuración de la instalación. En otras palabras, suponiendo que el medidor se calibra con condiciones de perfiles de flujo ideales, el fabricante debe poder recomendar una instalación que no haga que la precisión del medidor se desvíe más de $\pm 0.3\%$ de la calibración una vez que el medidor esté instalado en el campo [21].

Durante los últimos años se realizó una cantidad significativa de pruebas en San Antonio Texas, para determinar los efectos de la instalación en los medidores ultrasónicos. El financiamiento de estas pruebas proviene del Instituto de Tecnología de Gas, conocido formalmente como el Gas Research Institute (GRI). Gran parte de las pruebas se dirigió a determinar cuánto error se introduce en un medidor ultrasónico cuando una variedad de condiciones de instalación aguas arriba están presentes. Esto fue presentado en un informe en la Conferencia de Operaciones AGA 2000 en Denver, Colorado [22]. A partir de los resultados de la prueba se puede concluir que las tuberías aguas arriba (codos, camisas, etc.), tienen un efecto sobre el rendimiento del medidor. Un metro pasada la instalación afecta la prueba sin acondicionador de flujo cuando se encuentra a 20 diámetros del efecto. Sin embargo, la mayoría de los usuarios todavía eligen usar un acondicionador de flujo para reducir los efectos de las tuberías aguas arriba y el impacto potencial en la precisión de la medición.

4.3.1. Arreglos de tuberías para aplicaciones típicas.

Cuando se liberó AGA 9 en 1998, no se incluyeron recomendaciones para longitudes de tubería aguas arriba o aguas abajo. En lugar de especificar los requisitos mínimos, se decidió permitir que cada fabricante especificara su recomendación basándose en el diseño y el rendimiento de su medidor [19]. Con los datos disponibles hoy en día, la mayoría de los usuarios han adoptado ahora sus propios estándares de la empresa. Aunque los estándares varían de una compañía a otra, la mayoría utiliza un enfoque más conservador para asegurar el mejor desempeño de medición posible en el campo. A continuación, se mencionan los diseños básicos que se tienen para diferentes aplicaciones:

- **Para aplicaciones unidireccionales:** actualmente muchos fabricantes están ahora estandarizando en 15-20 diámetros nominales de tubería corriente arriba y un mínimo de 5 diámetros nominales aguas abajo. Sin embargo, por diversas razones, incluida la reducción de la incertidumbre, se ha hecho más hincapié en la estandarización con 20 diámetros aguas arriba. La sección aguas abajo suele ser de 5 diámetros, o más si se necesitan varios termo-pozos.

La figura 4.1 muestra un diseño de tubería mínimo típico utilizando un acondicionador de flujo. La ubicación de los termopozos se discute en la Sección 7.2.5 de AGA 9. Indica que el termopozo debe estar situado 2-5 diámetros nominales aguas abajo del medidor. La razón es para asegurar que la temperatura en el registrador de temperatura sea la misma que en el medidor [20].

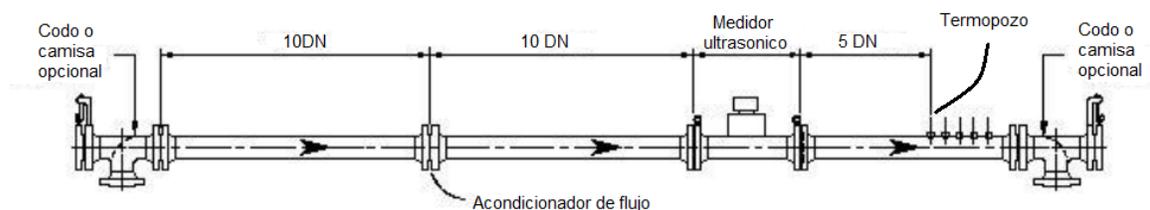


Fig. 4.1 Instalación de medidor ultrasónico para aplicaciones unidireccionales [20].

- **Para aplicaciones bidireccionales:** Para este tipo de aplicaciones se recomienda que se utilicen tramos aguas arriba de 10 diámetros nominales y después se coloque un acondicionador de flujo; de la misma manera se recomienda la misma configuración aguas abajo. La instalación de termopozos fuera del área del acondicionador de flujo (mucho más allá de 5 diámetros del medidor) puede causar errores de medición. Cuando el termopozo está situado a una cierta distancia (10 – 15 diámetros nominales) del medidor, existe el riesgo de tener una temperatura diferencial del gas entre el medidor y el registrador de temperatura. Por esto mismo se recomienda su colocación de 3-5 diámetros nominales como se muestra en la Fig. 4.2 [20].

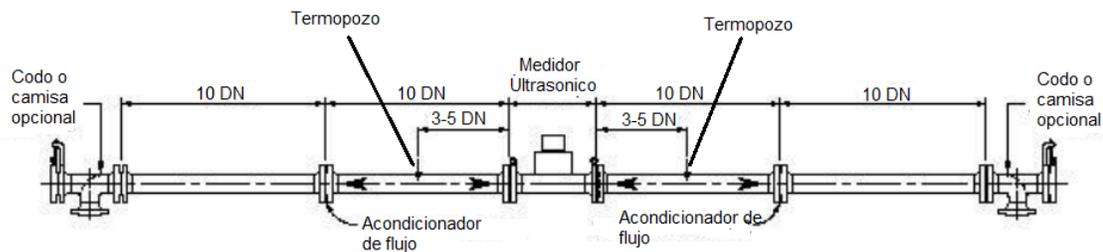


Fig. 4.2 Instalación de medidor ultrasónico para aplicaciones bidireccionales[20].

4.4. Problemas comunes en tuberías.

El uso de filtros aguas arriba de instalaciones ultrasónicas es a menudo un tema de discusión. Muchos diseñadores usan filtros para eliminar los desechos que pueden estar viajando por la tubería. Sin embargo, debido al diseño no intrusivo de un medidor ultrasónico, las partículas pequeñas generalmente pasan a través del medidor con poco o ningún daño. Además, algunos diseños ultrasónicos tienen transductores que no sobresalen más allá de la pared del medidor, lo que reduce la posibilidad de que los restos que contiene el fluido dañen el interior de la tubería.

Otra preocupación se relaciona con el impacto que cualquier posible acumulación en el interior del medidor y las tuberías asociadas tendría en la precisión de la

medición. El uso de un filtro o colador puede parecer un método adecuado para eliminar cualquier posible contaminación. Sin embargo, pueden convertirse en un elemento de alto mantenimiento con el potencial de obstrucción si hay una cantidad significativa de aceite o partículas presentes. Suponiendo que no hay aceite o grasa, las partículas pasarán a través del medidor.

Otro problema es la desintegración del filtro o filtros si se obstruye. Parte del elemento puede alojarse contra el acondicionador de flujo. Esto afectará la operación del acondicionador y muy probablemente afectará la precisión del medidor. Aunque esto puede identificarse fácilmente al observar la información de la velocidad de la trayectoria, será necesario desmontar la carrera del medidor para eliminar el material extraño. Por estas razones, y la cuestión del costo y los requisitos de espacio adicional, y la caída de presión agregada, la mayoría de los diseñadores no usan filtros para aplicaciones de medición ultrasónica [18].

4.4.1. Ruido generado por válvulas de control.

Las válvulas de control pueden generar ruido ultrasónico. La magnitud de este ruido ultrasónico depende de varios factores, incluyendo el tipo de válvula, el gasto y el diferencial a través de la válvula. Los fabricantes de medidores tienen diferentes métodos para manejar el ruido de la válvula de control algunos usan transductores de mayor frecuencia, mientras que otros utilizan el procesamiento de la señal digital para ayudar a reducir los efectos del ruido extraño. Siempre que se utilice un medidor ultrasónico junto con una válvula de control, se debe consultar al fabricante del medidor antes o durante la fase de diseño para asegurarse de que el diseño final minimiza o elimina cualquier impacto que pudiera potencialmente reducir la calidad de la medición. Aunque los diseñadores prefieren ubicar la válvula de control relativamente cerca del medidor para minimizar la huella de la instalación, el inconveniente es que el ruido ultrasónico de la válvula puede interferir con el funcionamiento del medidor.

La Fig. 4.3 es un esquema que representa un método típico de instalación de un único conector. Se ha demostrado que el uso de una tapa "sin salida", proporciona beneficios adicionales para aislar el ruido de la válvula de control. En

este diseño, la válvula de control está aguas abajo del conector. A menudo, una sola T puede proporcionar el aislamiento necesario de una válvula de control [18].

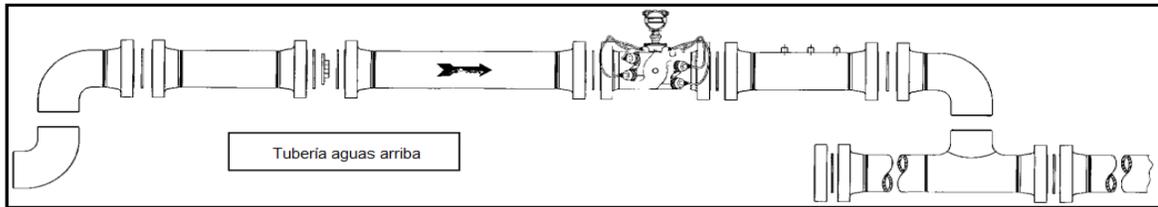


Fig. 4.3 Instalación de medidor ultrasónico considerando el uso de válvulas [18].

Para aplicaciones de presión diferencial más alta (quizás mayores de 300-400 psia), se pueden requerir dos o más conectores. La Fig. 4.4 es un esquema que muestra dos conectores para este tipo de aplicación. Si se puede elegir entre dos conectores o mover la válvula de control más lejos, la opción siempre deberá ser colocar la válvula más lejos [18].

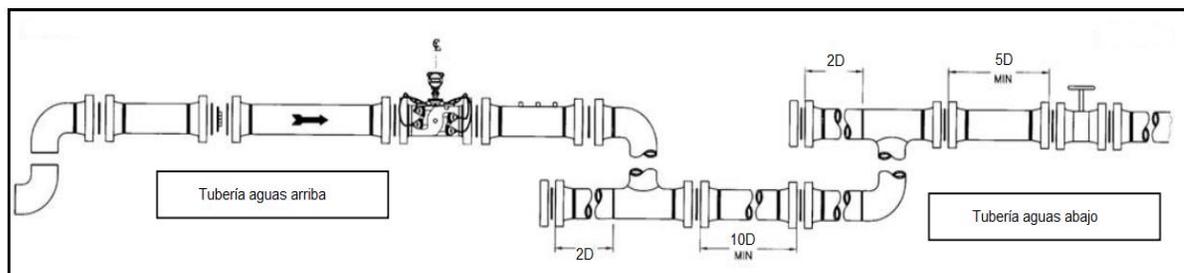


Fig. 4.4 Instalación de medidor ultrasónico considerando dos conectores [18].

En conclusión, es un hecho que las válvulas de control pueden crear suficiente ruido para potencialmente disminuir la calidad señal generada por el medidor ultrasónico. Por lo tanto, no deben ubicarse al lado del medidor como se ha hecho para medidores de turbina y orificios, y deben instalarse aguas abajo del medidor, si es posible. La localización de la válvula aguas abajo dará lugar a una mayor presión que si se instala aguas arriba en el medidor. El gas más denso en un medidor ultrasónico resultará en una señal más fuerte de los transductores, haciendo más fácil diferenciar la señal del medidor en presencia de ruido extraño.

Como se ha indicado anteriormente, los conectores entre el medidor y la válvula de control, proporcionan aproximadamente el doble de atenuación de ruido que los codos.

4.4.2. Fundamentos de calibración de flujo.

En ausencia de un requisito de calibración, la norma AGA 9 pide que "El fabricante debe proveer suficientes datos de prueba que confirmen que cada medidor debe cumplir con estos requisitos de desempeño". El requisito básico de precisión es que los medidores de 12 pulgadas y mayores deben de estar dentro de $\pm 0.7\%$, y para 10 pulgadas y para medidores más pequeños se requiere que estén dentro de $\pm 1.0\%$ para el rango de flujo de gasto bajo hasta gasto máximo.

Sin embargo, los clientes están utilizando acondicionadores de flujo en la mayoría de las aplicaciones de hoy. Muchos sienten que el uso de un flujo de "alto rendimiento" se logra utilizando acondicionadores.

La caída de presión resultante del acondicionador de flujo se compensa por la falta de caída de presión a través del medidor (cuando se compara con los medidores de orificio o turbina) [18].

Hay tres razones principales por las que los usuarios le dan importancia a la calibración de los medidores:

- Reducir la incertidumbre.
- Verificar el rendimiento.
- Mejorar el alcance.

4.5. Otras cuestiones de diseño. [18]

Como ya se sabe, los medidores ultrasónicos son de naturaleza electrónica. Como tal, algunos creen que son susceptibles a la interferencia electromagnética de las líneas de alta tensión. Hoy en día los fabricantes envuelven la electrónica en cajas de metal blindadas, que son virtualmente inmunes a cualquier problema típico de campo electromagnético.

La interferencia de radiofrecuencia (RFI) también puede afectar a los dispositivos electrónicos. Nuevamente, todos los fabricantes proporcionan un alto grado de protección encerrando la electrónica en carcasas metálicas con conexión a tierra. Sin embargo, se le advierte al diseñador que asegure que todo el cableado que está conectado al medidor también esté conectado a tierra. Se han reportado casos en los que los transmisores de radio de alta potencia pueden interferir con el funcionamiento del medidor. Al instalar el cableado blindado y siguiendo las recomendaciones adecuadas de puesta a tierra, se puede eliminar este problema potencial.

4.5.1. Temperatura ambiente.

Los medidores ultrasónicos actuales están diseñados para manejar una gama amplia de condiciones de temperatura ambiente. La electrónica normalmente puede funcionar de -40°F a $+140^{\circ}\text{F}$ como mínimo. Por lo tanto, el medidor puede instalarse en la mayoría de las aplicaciones sin la necesidad de un refugio o edificio. Si el diseñador tiene una aplicación donde las temperaturas extremas están presentes, un refugio puede incluirse típicamente más para el beneficio del técnico que el requisito del medidor [18].

4.5.2. Potencia.

Algunos fabricantes de medidores ultrasónicos proporcionan alarmas de pérdida de energía en la historia de auditoría del medidor. Esto puede ser muy útil en caso de problemas intermitentes de energía. En primer lugar, indica que hay un problema registrando una alarma. En segundo lugar, al conocer la fecha y la hora del evento, determinar la cantidad de tiempo de inactividad puede ayudar a estimar los volúmenes perdidos. Además, conocer la fecha y la hora puede ser útil para resolver el problema de alimentación.

En general un medidor ultrasónico debe considerar para cuestiones de diseño que:

- El gas que maneja para ser consistente con el reporte AGA debe contener densidades relativas de 0.554 a 0.87.

- Se debe especificar la presión mínima de funcionamiento del medidor.
- Las partes mojadas del medidor deben fabricarse de materiales compatibles con gas natural y fluidos relacionados.
- Todas las partes externas del medidor deben estar hechas de un material no corrosivo, o selladas con un material resistente a la erosión de las condiciones ambientales.
- Debido a que el gas natural puede contener algunas impurezas (por ejemplo, aceites ligados o condensados), los orificios transductores deben diseñarse de una manera que reduzca la posibilidad de que los líquidos o sólidos se acumulen en los puertos del transductor.
- El medidor debe estar equipado con válvulas y dispositivos adicionales necesarios, montados en los puertos del transductor para poder reemplazar los transductores ultrasónicos sin despresurizar el medidor.
- Se deberá proporcionar al menos un grifo de presión para medir la presión estática en el medidor. Cada orificio de presión debe tener entre 1/8" y 3/8" de diámetro nominal.
- El medidor debe estar diseñado para permitir un manejo fácil y seguro durante el transporte e instalación.
- Idealmente antes de su implementación se debe considerar la composición del gas.

4.5.3. Efectos de la composición del gas.

La sensibilidad a la composición del gas es un poco más difícil de cuantificar ya que hay un número infinito de análisis de muestra para extraer. Supongamos una composición de gas típica con aproximadamente 90% de metano. Si el cromatógrafo cometió un error en el metano en un 0.5% y los componentes restantes se normalizaron para dar cuenta de este error, el efecto resultante sobre la velocidad del sonido sería del 0.03%. Por lo tanto, los errores menores en la composición del gas, para muestras relativamente grandes, pueden no contribuir significativamente a la incertidumbre.

Como la salida del medidor ultrasónico es independiente del proceso de cálculo, se puede usar un método de raíz cuadrática media para determinar la incertidumbre del sistema. Por lo tanto, cuando se usa gas natural pobre, se espera que el 95% de las lecturas coincidan con el 0.21%. Lo más conveniente sería usar la velocidad de salida de sonido individual del medidor y así mismo comparar este valor con los valores calculados, puesto que es una herramienta de mantenimiento muy importante. Se debe tener precaución al recopilar los datos para ayudar a minimizar cualquier incertidumbre debida a la composición del gas, la presión y la temperatura.

4.6. Ecuación utilizada para cálculo de gasto a condiciones base.

Para el cálculo del gasto a condiciones base se utiliza la expresión siguiente:

$$Q_b = Q_v * \left(\frac{p_s}{p_b}\right) * \left(\frac{T_b}{T_s}\right) * \left(\frac{z_b}{z_s}\right) \dots\dots\dots (4.1)$$

Debido a que los diferentes medidores de flujo tienen su principio de funcionamiento respectivo y así mismo su ecuación para el cálculo del gasto, para efectos de comercialización y transferencia de custodia el volumen medido, debe expresarse a condiciones base.

Por otro lado, en muchas ocasiones también puede reportarse el gasto en forma de gasto másico. El gasto másico puede determinarse con la expresión siguiente:

$$\dot{m} = \rho * Q \dots\dots\dots (4.2)$$

4.7. Consideraciones para la quema de gas natural en campo.

Los lineamientos emitidos por la Comisión Nacional de Hidrocarburos consideran para la quema de gas lo siguiente [5]:

Artículo 6. De la destrucción controlada del gas natural Asociado: El Operador Petrolero podrá realizar la destrucción controlada de gas natural, como consecuencia de las actividades de exploración y extracción de hidrocarburos, en los siguientes casos:

- *Cuando de acuerdo con el análisis técnico-económico al que se refiere el artículo 11 de estas disposiciones técnicas y después de evaluar las alternativas a las que se refiere el artículo 5 anterior para evitar extraer el gas natural asociado, o bien aprovecharlo, la comisión concluya que la única alternativa es la destrucción controlada del mismo;*
- *Cuando exista circunstancias de caso fortuito o fuerza mayor que impliquen un riesgo para la operación segura de las instalaciones y el personal. Lo anterior, de acuerdo con las disposiciones que para tal efecto emita la agencia.*
- *Durante las pruebas de pozos que los operadores petroleros realicen. Lo anterior siempre que las mismas estén comprendidas dentro de los planes de exploración y de desarrollo para la extracción de hidrocarburos aprobados por la Comisión y*
- *El operador petrolero considerará los volúmenes del gas natural que serán objeto de destrucción controlada bajo el presente supuesto, dentro de la definición de sus Metas. Lo anterior, de conformidad con la exactitud que le permita la etapa exploratoria o de desarrollo del campo en la que se encuentre y el conocimiento del o los yacimientos correspondientes.*

La quema de gas es una actividad que debe ser altamente supervisada, con la finalidad de aprovechar los recursos existentes en la nación y así mismo para reducir la contaminación del medio ambiente. Para esto el Operador Petrolero debe considerar las propiedades del gas y así mismo reportar los volúmenes de gas quemados y justificar dicha actividad a la Comisión Nacional de Hidrocarburos.

Por otro lado se debe considerar que el operador petrolero medirá y reportará a la Comisión el volumen de hidrocarburos gaseosos producidos, aprovechados,

reinyectados, quemados y venteados, producto de las actividades de exploración y de extracción de hidrocarburos, conforme a lo siguiente [5]:

- *Los medidores podrán ser de tipo intrusivo o no intrusivo y deberán ser seleccionados de acuerdo a los intervalos de flujo esperados.*
- *El gas natural aprovechado deberá medirse por métodos directos.*
- *Salvo lo dispuesto en la fracción anterior, la medición del gas natural podrá ser directa o indirecta, en forma continua o intermitente.*
- *En todos los casos se deberá determinar la composición del gas natural, ya sea por muestreo y su posterior análisis de laboratorio o por analizadores continuos.*
- *Si el flujo de hidrocarburos gaseosos contiene líquidos, el Operador Petrolero instalará un separador bifásico y un medidor para el líquido recuperado en la línea de quema o de aprovechamiento de dichos hidrocarburos.*
- *Para reportar el gas natural producido, aprovechado, reinyectado o quemado se deberá desglosar el nitrógeno, en su caso.*
- *Los niveles de Incertidumbre de medida de los hidrocarburos gaseosos para efectos de aprovechamiento, reinyección o quema no podrán ser mayor al 5%. En este supuesto, la Comisión considerará la posible intermitencia del flujo de los hidrocarburos gaseosos en el dictamen técnico, lo cual podrá afectar el porcentaje referido. En los casos en los que el aprovechamiento tenga efectos fiscales o comerciales los niveles de incertidumbre de medida no podrán ser mayores al 1%.*

En caso de que por razones excepcionales se venteen los hidrocarburos gaseosos, el Operador Petrolero también deberá reportarlo a la Comisión.

Adicionalmente para el manejo de gas se debe considerar:

- Que el poder calorífico del gas natural deberá determinarse a partir de la composición obtenida por cromatografía, un analizador automático o mediante calorímetro.

- El Operador Petrolero deberá reportar el valor del factor de corrección por poder calorífico aplicado a los volúmenes de gas natural medidos.
- Para cada corriente de gas natural proveniente de los pozos o de los separadores, se deberá determinar, entre otros parámetros, la densidad, humedad y su composición, incluyendo impurezas.
- La densidad del gas natural deberá ser medida por un densímetro en línea, o calculada con una ecuación de estado, conjuntamente con los datos de temperatura y presión del fluido medido.
- La presión y la temperatura deberán ser representativas de las condiciones del gas en la línea.

Con respecto a la calidad en el punto de medición a lo que se refiere a hidrocarburos gaseosos estos deberán cumplir con las condiciones de mercado o comerciales en virtud a las características de gas extraído o producido. Algunas consideraciones a tomar son las siguientes [5] :

- Humedad (H₂O), Máximo 110 [mg/m³].
- Azufre total máximo, 150 [mg/m³].
- Ácido Sulfhídrico (H₂S) Máximo; 6.0 [mg/m³].
- Poder calorífico superior, 37.30 a 43.60 [MJ/m³].
- Dióxido de carbono (CO₂), Máximo 3% vol.
- Oxígeno (O₂) Máximo 0.2% vol.

Por otro lado, también se enuncia lo siguiente en los lineamientos de la CNH [5] :

Información que se deberá remitir diariamente. El Operador Petrolero deberá remitir diariamente la información del volumen (presión, temperatura, flujo, densidad) y calidad (composición) de los hidrocarburos en el punto de medición, a través de medios electrónicos, de acuerdo con el formato establecido en el anexo I de los presentes lineamientos.

Artículo 31. De la determinación de la calidad del gas natural en los puntos de medición. Para determinar la calidad del gas natural en los puntos de medición, el

Operador Petrolero deberá contar con los instrumentos de medida, continuos o en línea, necesarios para la determinación de la densidad, contenido de agua, así como su composición.

Una vez revisadas las consideraciones más importantes para el uso e instalación de medidores ultrasónicos, y así mismo de haber explicado de manera concreta las consideraciones para la quema de gas que el operador petrolero debe observar antes de llevarla a cabo el análisis (pues el caso de estudio se centrará en analizar un medidor que está en la línea de quema de gas), se procederá a tratar en el siguiente capítulo el análisis de la problemática existente y la importancia que tiene el llevar a cabo una medición correcta, con todas las consideraciones posibles para así minimizar errores y reducir la incertidumbre, y consecuentemente las penalizaciones dentro de la contabilización del hidrocarburo en la cadena productiva.

Capítulo 5. Caso de estudio.

Una vez discutidos los principios fundamentales para la comprensión de la medición, este capítulo se centrará en analizar la problemática actual para la medición de gas para quema en el Centro de Proceso, y así mismo se describirá el plan de mejora, mediante el análisis del medidor ultrasónico con respecto al cálculo del gasto y análisis de su instalación.

5.1. Descripción de las instalaciones

El centro de proceso está conformado por cuatro plataformas que se llamaran: Una plataforma de perforación (Plataforma A), una de generación (Plataforma B), una habitacional (Plataforma C) y finalmente la plataforma de producción (Plataforma D).



Fig. 5.1.- Plataformas que conforman el Centro de Proceso

Este Centro de Proceso se diseñó para realizar la separación de 250 MBD de crudo y envío de 240 MMPCD de gas amargo (MMPCD), proveniente de las plataformas de perforación y de plataformas satélites.

Se debe señalar que para el caso de estudio se desea analizar el medidor que está destinado para medir el gas quemado, proveniente de plataformas de perforación y así mismo de plataformas satélites. A continuación, se muestra un esquema general, donde se representa la red general de gas de distribución para quema y para transferencia de custodia (Fig. 5.2).

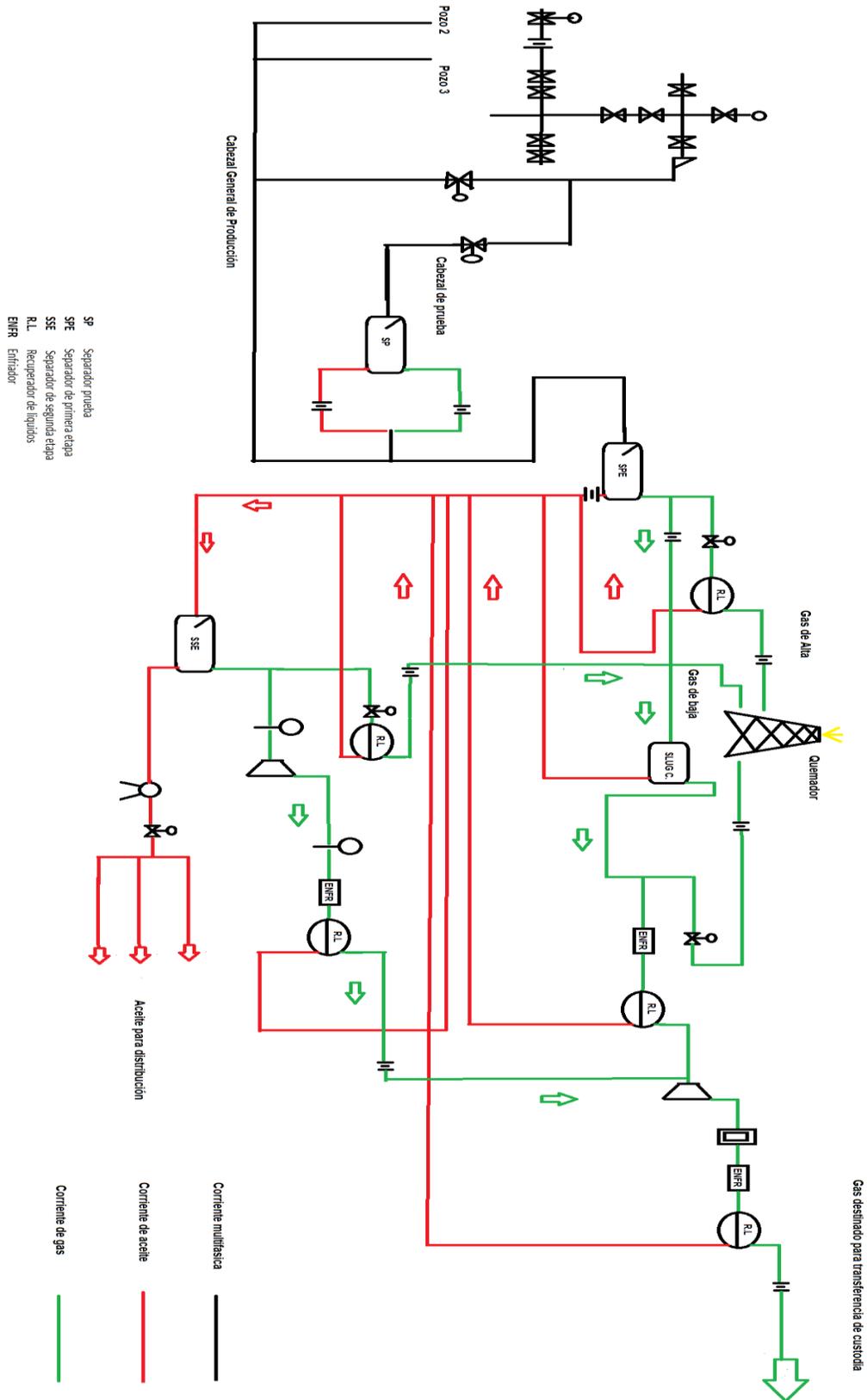


Fig. 5.2.- Esquema general de distribución de gas y aceite

5.2. Procedimiento de campo para el cálculo del volumen de gas.

Actualmente son muchos los problemas que en campo se tienen para la correcta contabilización de gas, por lo cual, el resultado puntual de gasto volumétrico es en el área operativa con muy poco sustento documental y así mismo con muy pocas consideraciones en las propiedades del fluido manejado. Por lo tanto, en sentido estricto si se realiza un análisis exhaustivo, el actual método empleado para la validación y cálculo del gasto volumétrico es incorrecto y susceptible a que el operador petrolero reporte volúmenes de hidrocarburos técnicamente incorrectos, por lo cual es necesario puntualizar y tener en claro para el caso de estudio, que es lo que el operador petrolero realiza en conocimiento o desconocimiento de los alcances y repercusiones.

A continuación, se mencionan a grandes rasgos las consideraciones de campo para la contabilización y validación del gasto volumétrico de gas.

- 1) Se toma una muestra de gas del separador y se obtiene su respectivo análisis de cromatografía sin variar estos datos periódicamente (pues como sabemos las proporciones de nitrógeno pueden variar considerablemente al transcurrir la etapa de explotación del yacimiento). En otras palabras, el operador petrolero, mantiene las propiedades del gas estáticas debido a la falta de cromatógrafos en línea que permitan determinar la variación en tiempo real de las proporciones molares de los componentes que se encuentran fluyendo en la línea.
- 2) A falta de cromatógrafos en línea como ya se mencionó en el punto anterior, las propiedades del gas solamente son tomadas del reporte de cromatografía una sola vez, sin variar estos datos y manteniéndolos constantes durante un tiempo prolongado que puede ser de meses hasta años en algunos casos.
- 3) Se considera la velocidad de flujo como una constante, sin contemplar las variaciones de la velocidad de flujo al aumentar las proporciones en fracción molar del nitrógeno.
- 4) Una vez calculado el gasto de forma analítica (Con ayuda de una herramienta de cómputo llamada Excel y empleando la fórmula del $\text{Gasto} = \text{velocidad} \times \text{Área}$) utilizando las propiedades de forma estática y sin un sustento documental, se

realiza una sencilla regla de tres, es decir , en otras palabras, el operador lo único que hace es la resta en proporción volumen del nitrógeno utilizando el dato de fracción molar de la cromatografía obtenida, con la finalidad de saber el volumen proporcional con respecto el volumen total , y de esta forma, se realiza una resta del volumen total de gas menos la proporción volumétrica correspondiente al gas nitrógeno. A continuación, se muestran las ecuaciones utilizadas:

$$Q. de gas N_2 = (QT * FrN_2.) \dots\dots\dots (5.1)$$

$$Q. de CO_2 = (QT * FrCO_2) \dots\dots\dots (5.2)$$

$$Q. d HCB_G = QT - (Q. de gas N_2 + Q. de CO_2) \dots\dots\dots (5.3)$$

- 5) Al considerar las propiedades del gas de manera periódica (En diferentes tiempos que pueden de ir de meses a años) el dato validado y calculado de gasto de gas permanece constante en diferentes tiempos cuando lo ideal sería que este dato cambiara en tiempo real constantemente y así tener diferentes resultados conforme a la variación de las proporciones molares en la línea (Fig. 5.3) .
- 6) Por otro lado, al calcular el factor de compresibilidad del gas a condiciones base se toman consideraciones erróneas en la fórmula (que más adelante serán explicadas) y así mismo no se consideran los efectos de gases no hidrocarburos para el cálculo de propiedades pseudocríticas del gas.
- 7) Al graficar en diferentes tiempos el gasto volumétrico total, la proporción mol de nitrógeno es considerada como una constante, por lo que, al efectuar el análisis,

se obtiene una línea recta como se muestra a continuación (lo cual es erróneo, línea roja Fig. 5.3).

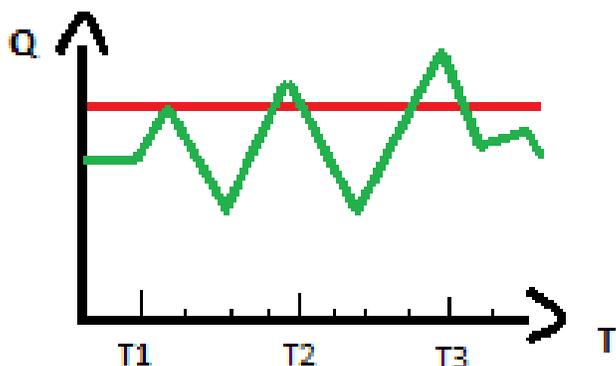


Fig. 5.3.- Figura Ilustrativa de gastos a diferentes tiempos (Procedimiento de campo y Procedimiento correcto)

La Fig. 5.3 muestra de manera gráfica e ilustrativa el procedimiento de campo y el procedimiento correcto. En la línea roja se ilustra los resultados que se obtienen utilizando la fórmula de campo (sin variaciones en diferentes tiempos T1, T2 y T3) y por otro lado en la línea verde se ilustra el cálculo del gasto considerando variaciones en las propiedades de los fluidos y así mismo considerando formulas. Este ejemplo meramente ilustrativo permite visualizar que a diferentes tiempos considerando variaciones se pueden presentar diferentes datos puntuales del gasto, cosa diferente al procedimiento de campo en donde el gasto permanece constante hasta que se vuelven a tomar datos de cromatografía fija.

Una vez mencionado brevemente la forma actual en la que se contabiliza el gas se procederá a explicar la problemática y así mismo se planteará la propuesta de mejora.

5.3. Problemática: Incertidumbre en la medición de gas hidrocarburo.

A continuación, se mencionan los problemas actuales que se tienen para la medición correcta de gas en campo:

- No se consideran las variaciones de las velocidades aguas arriba y aguas abajo de las ondas emitidas por el medidor, con respecto a la variación de la cantidad de gas nitrógeno en la corriente de gas para el cálculo de la velocidad del flujo (validación del cálculo del gasto). A continuación, se muestra la fórmula utilizada por el medidor [24]:

$$V_f = \frac{L^2 + D^2}{2L} \left(\frac{1}{t_1} - \frac{1}{t_2} \right) \dots\dots\dots (5.4)$$

- Para el cálculo del diámetro interno de la tubería, normalmente no se consideran los efectos de expansión térmica debido a la temperatura del gas dentro de la tubería para el cálculo del área de flujo. A continuación, se muestra la ecuación utilizada para la consideración de este efecto:

$$D = D_r [1 + \alpha_2 (T_f - T_r)] \dots\dots\dots (5.5)$$

Tabla 5.1 Valores de coeficientes de expansión térmica.

Material	U.S Unidades (in/in-°F) α_2	Unidades métricas (mm/mm.°C) α_2
Tipo 304 y 316 acero inoxidable	0.00000925	0.0000167
Monel	0.00000795	0.0000143
Acero carbono	0.00000620	0.0000112

- Se utiliza una ecuación de cálculo de gasto a condiciones base muy simple sin considerar alteraciones en la composición del gas utilizando un factor de compresibilidad igual a uno ($Z_b=1$) a condiciones base (cuando se sabe que cambia constantemente con respecto a las variaciones en las proporciones molares de la composición del gas y concretamente con el aumento o disminución de la cantidad de nitrógeno en el flujo, y así mismo por las variaciones de las presiones y temperaturas). Por otro lado, el factor de compresibilidad utilizado a condiciones estándar se fija ($Z_e=cte$, normalmente lo fijan a .99), por lo que inherentemente es posible que también por esta causa se den variaciones al calcular el gasto con la fórmula de campo utilizada. A continuación, se muestran las fórmulas utilizadas en campo y la formula correcta que se debe utilizar considerando propiedades del gas:

Fórmula utilizada en campo:

$$Q_b = Q_V * \left(\frac{p_s}{p_b}\right) * \left(\frac{T_b}{T_s}\right) * \left(\frac{1}{z_s}\right) \dots\dots\dots (5.6)$$

Formula que debería utilizarse:

$$Q_b = Q_V * \left(\frac{p_s}{p_b}\right) * \left(\frac{T_b}{T_s}\right) * \left(\frac{z_b}{z_s}\right) \dots\dots\dots (5.7)$$

- Actualmente la normatividad existente para la configuración de la instalación adecuada para este tipo de medidor, se ha dejado a consideración del fabricante, sin considerar efectos dados como perturbaciones en el flujo causadas por codos, válvulas, alineadores de flujo, distancia en termo-pozos, puntos de tomas de presión, filtros instalados en tuberías, cambios dados por efectos de exposición al medio ambiente y efectos electromagnéticos que pueden causar perturbaciones en las ondas transmitidas dentro del medidor ultrasónico para medir la velocidad de flujo. Por otro lado actualmente partiendo de la premisa que se tiene en comparativa de funcionamiento con otros medidores, no se le toma mayor importancia a la inspección del tramo

de tubería que compete al medidor y por esta razón se pueden tener errores en el cálculo del gasto.

- La composición de cromatografía para realizar la validación del cálculo del gasto permanece constante, sin considerar que puede variar (si se considera que se utiliza pues para la validación se desconocen algunas de las consideraciones tomadas)
- En campo normalmente no se considera la proporción adecuada en fracción de los componentes de la corriente de gas, en las que es adecuado utilizar medidores de gas de tipo ultrasónico como se muestra en la tabla siguiente según el Reporte AGA 8 [23]:

Tabla 5.2 Proporción en porcentaje molar. [23]

Cantidad	Limite Normal
Densidad relativa	0.554 a 0.87
Poder calorífico bruto	477 a 1150 BTU/scf
Poder calorífico bruto	18.7 a 45.1 MJ/m ³
Por ciento mol de metano	45.0 a 100.0
Por ciento mol de nitrógeno	0 a 50.0
Por ciento mol de dióxido de carbono	0 a 10.0
Por ciento mol de etano	0 a 10.0
Por ciento mol de propano	0 a 4.0
Por ciento mol de butanos Total	0 a 1.0
Por ciento mol de pentanos Total	0 a 0.3
Por ciento mol de hexanos Plus	0 a 0.2
Por ciento mol de helio	0 a 0.2
Por ciento mol de hidrogeno	0 a 10.0
Por ciento mol de monóxido de carbono	0 a 3.0
Por ciento mol de agua	0 a 0.05
Por ciento mol de ácido sulfhídrico	0 a 0.02
Niveles de azufre total incluyendo mercaptanos	Menor que 320 ppm

- Las pérdidas económicas que se tienen por la inexactitud pueden ser recursos que, si se tiene un especial cuidado, se pueden cuidar e invertir en áreas estratégicas dentro de la producción de hidrocarburos, y así mismo evitar sanciones por entidades encargadas de la regulación de la medición.

- Todos los parámetros para la validación del cálculo del gasto, como son factores de compresibilidad y demás propiedades, permanecen constantes durante un tiempo prolongado, por lo que el cálculo del gasto es incorrecto y con poca justificación para los reportes requeridos por instancias nacionales encargadas de asegurar el funcionamiento perfecto de los sistemas de medición.
- No se utilizan cromatógrafos en línea que aseguren el funcionamiento dinámico de los computadores de flujo existentes, por lo tanto, las propiedades empleadas para el cálculo del gasto permanecen constantes.
- El método empleado para “La validación del cálculo del gasto de gas hidrocarburo ” es simple e incorrecto, pues se realiza calculando el volumen total del gas (considerando propiedades del gas constantes durante un tiempo prolongado a falta de cromatógrafos en línea) y una vez calculado este sin hacer distinción entre gas hidrocarburo y no hidrocarburo, se resta de manera simple el volumen proporcional de la fracción mol de nitrógeno correspondiente a los datos de cromatografía que se tienen en este momento (sin variar estos datos de manera constante).

5.4. ¿Por qué el incremento del nitrógeno en la corriente de gas?

El aumento de la cantidad de nitrógeno en las líneas de transporte de gas, proviene principalmente por la implementación de métodos de recuperación secundaria, como es la inyección de nitrógeno al casquete de gas para mantenimiento de presión. Como se sabe la inyección de nitrógeno es una operación muy común en México, es una técnica que se empezó a implementar entre las décadas de los 60´s y 70´s en el mundo con la finalidad de aumentar el factor de recuperación en la explotación de yacimientos de aceite.

Cuando se empezó a implementar se buscaba utilizar un gas que fuera de fácil adquisición en comparación al gas natural, por otro lado, se buscaba que para aumentar el factor de recuperación se utilizara un gas que no fuera corrosivo para

evitar gastos de mantenimiento y posibles daños a los pozos petroleros explotados. Actualmente la implementación de nitrógeno se utiliza de forma inmiscible.

Por esta razón al aumentar el tiempo de explotación en yacimientos y aumentar la cantidad de gas nitrógeno inyectado en este tipo de operaciones, el gas fluye con mayor facilidad a través de las tuberías. Consecuentemente en superficie al realizar el análisis cromatografía es común que se presente una mayor proporción de gas nitrógeno, y este propicie que varíen constantemente las propiedades importantes del gas natural cruciales para la medición.

En la Fig. 5.4 se ilustra de manera breve la utilización de inyección de fluidos al yacimiento como método de recuperación secundaria para aumentar el factor de recuperación de la explotación.

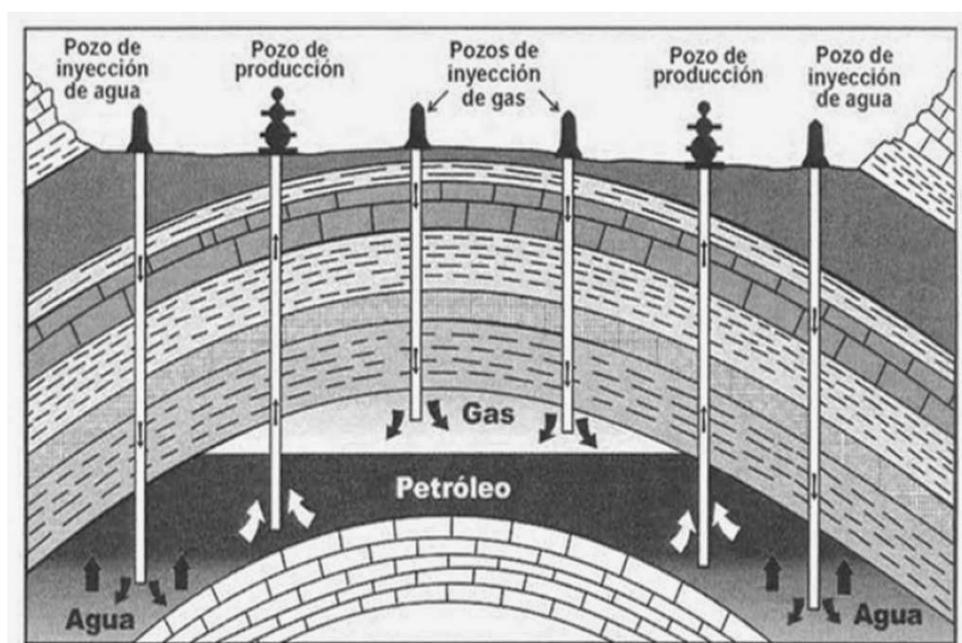


Fig. 5.4.- Esquema de recuperación mejorada utilizando la inyección de agua y gas.

Una vez explicada la problemática de manera detallada y las razones de la existencia de nitrógeno en líneas de gas, se procederá a explicar la propuesta para disminuir la incertidumbre en la medición de gas.

5.5. Análisis de la problemática: Propuesta para disminuir la incertidumbre en la medición de gas con medidor tipo ultrasónico.

Para inhibir y mejorar los problemas suscitados en campo con sistemas de medición de tipo ultrasónico considerando el mayor número de elementos posibles que pueden analizarse (puesto que este tipo de medidores solamente se calibran en laboratorios especializados) se ha realizado lo siguiente:

Programa de cómputo.

5.5.1. Descripción del programa.

Se ha realizado un programa de cómputo que analiza dos rubros muy importantes que dan solución a la reducción de incertidumbre y así mismo se reduce el error en el cálculo del gasto considerando elementos que afectan al medidor que normalmente no son tomados en cuenta:

- **Análisis de instalación del medidor:** Se considera si el sistema de medición es unidireccional o bidireccional; posteriormente, se toma en cuenta la distancia de colocación de las tomas de temperatura, tomas de presión del medidor, si el sistema de medición tiene o no acondicionadores de flujo y así mismo se considera su colocación; por último, se considera en este rubro, los tramos de tuberías aguas arriba y aguas abajo del medidor y la existencia de codos y su colocación.
- **Análisis del cálculo de gasto de gas:** En esta parte del programa se tienen dos opciones en donde se puede calcular puntualmente un gasto de gas empleando un conjunto de datos como son las propiedades del gas y características propias del sistema de medición, o en su defecto, se puede utilizar el programa para el cálculo de varios gastos volumétricos con un conjunto “n” de datos que ingresa el usuario y que así mismo al utilizar este conjunto de datos ingresados, el programa proporciona resultados obtenidos por el método empleado en campo y el método

correcto (Utilizando para el cálculo del factor de compresibilidad z la correlación de Drankchuck -Abu-Kassem, Drankchuck-Purvis-Robinson, Papay, J. A y Brill, J.P.- Beggs, H.D). Adicionalmente este rubro calcula propiedades importantes del gas como son:

- Temperatura pseudocrítica del gas.
- Presión pseudocrítica del gas.
- Temperatura pseudocrítica del gas corregida.
- Presión pseudocrítica del gas corregida.
- Temperatura pseudoreducida a condiciones estándar.
- Presión pseudoreducida a condiciones estándar.
- Temperatura pseudoreducida a condiciones flujo.
- Presión pseudoreducida a condiciones flujo.
- Factor de compresibilidad z a condiciones estándar.
- Factor de compresibilidad z a condiciones flujo.
- Diámetro interno del tubo medido a 65 °F (ft).
- Velocidad de flujo (ft/s) (si no se cuenta con esta información y se desea calcular).
- Error relativo (Gastos volumétricos y máxicos).
- Peso Molecular Aparente.
- Viscosidad del gas (cp).
- Densidad relativa.
- Densidad.
- Límites de explosividad.

En su totalidad al elegir la opción de cálculo de varios gastos el programa calcula sesenta y nueve parámetros diferentes que involucran el cálculo de propiedades del gas, gasto y parámetros comparativos (en cuanto a ahorro y exactitud).

Por último, ambos rubros mencionan al usuario los ajustes pertinentes que el usuario debe realizar para tratar evitar la mayor cantidad de errores posibles para el cálculo del gasto y así tener un buen funcionamiento del medidor dentro de los parámetros establecidos internacionalmente mencionados con anterioridad. Por

un lado, en la parte de instalación el programa indica al usuario la distancia del medidor a la cual es recomendable instalar acondicionadores, codos, tomas de presión y tomas de temperatura. Y, por otro lado, en la parte del gasto el programa analiza cada una de las cantidades de fracciones molares para comprobar si estas están dentro de lo que se recomienda en el reporte AGA No. 8.

El código del programa se desarrolló en Fortran 90/95. Para visualizar los resultados del análisis y comparativo del cálculo del gasto con la formula convencionalmente utilizada y la utilización de correlaciones para el cálculo de los factores de compresibilidad del gas (en el caso del rubro del cálculo del gasto), en la pantalla que el usuario emplea para ingresar datos, se despliegan los resultados, así como las gráficas de errores y resultados de cálculo de gasto por uno y otro método (método de campo y método correcto).

5.5.2. Datos de entrada.

La información requerida por el programa se menciona a continuación:

1. Para el rubro de cálculo del gasto:

- Para calcular un gasto volumétrico de manera puntual:

- Presión a condiciones estándar (psia).
- Temperatura a condiciones estándar (°R).
- Temperatura del gas en la línea (°R).
- Presión de la línea (psia).
- Diámetro interno de la tubería (in).
- Coeficiente de expansión térmica de la tubería.
- Precio del gas.

- ✓ Cuando desea que el programa calcule z por (Método de Papay):

- ❖ Cuando se cuenta con la densidad relativa del gas:

- Densidad relativa del gas.
- Velocidad (ft/s).

- ❖ Cuando se cuenta con la composición del gas:

- Datos de los porcentajes de los componentes del gas

-Velocidad.

- ✓ Cuando se desea ingresar al programa los factores de compresibilidad:
 - ❖ Cuando se cuenta con la densidad relativa del gas:
 - Factor de compresibilidad a condiciones estándar.
 - Factor de compresibilidad a condiciones de flujo.
 - Densidad relativa del gas.
 - Velocidad (ft/s).
 - ❖ Cuando se cuenta con la composición de gas:
 - Factor de compresibilidad a condiciones estándar.
 - Factor de compresibilidad a condiciones de flujo.
 - Datos de los porcentajes de los componentes del gas.
 - Velocidad (ft/s).
- ✓ Cuando desea que el programa calcule z (Método de Brill J.P. y Beggs H.D.):
 - ❖ Cuando se cuenta con la densidad relativa del gas:
 - Densidad relativa del gas.
 - Velocidad (ft/s).
 - ❖ Cuando se cuenta con la composición de gas:
 - Datos de los porcentajes de los componentes del gas.
 - Velocidad (ft/s).
- ✓ Cuando desea que el programa calcule z (Drankchuk and Abu-Kassem):
 - ❖ Cuando se cuenta con la densidad relativa del gas:
 - Densidad relativa del gas.
 - Velocidad (ft/s).
 - ❖ Cuando se cuenta con la composición de gas:
 - Datos de los porcentajes de los componentes del gas.
 - Velocidad (ft/s).
- ✓ Cuando desea que el programa calcule z (Drankchuk-Purvis-Robinson):
 - ❖ Cuando se cuenta con la densidad relativa del gas:

- Densidad relativa del gas.
- Velocidad (ft/s).

❖ Cuando se cuenta con la composición de gas:

- Datos de los porcentajes de los componentes del gas.
- Velocidad (ft/s).

- Para calcular varios gastos volumétricos y se poseen varios datos de cromatografía:

- Número de análisis de cromatografía que se desean ingresar.
- Datos de los porcentajes de los componentes del gas.
- Presión a condiciones estándar (P_b) psia.
- Temperatura a condiciones estándar (T_b)(oR).
- Temperatura del gas (T_r)(oR).
- Presión de la línea (P_r)(psia).
- Diámetro interno de la Tubería (D_{rt})(in).
- Coeficiente de expansión térmica de la tubería.
- Velocidad de flujo de gas (ft/s).
- Precio del Gas.

2. Análisis de Instalación:

- Aplicación unidireccional:

- Diámetro de la tubería en (in).
- Distancia a la cual se encuentra la toma de temperatura (in) (aguas abajo) tomando en consideración como referencia el punto de colocación del medidor.
- Si la instalación cuenta con acondicionadores de flujo.

❖ Si cuenta con acondicionador de flujo:

- Distancia a la que se encuentra el acondicionador del medidor (aguas arriba) (in).
- Distancia de las tomas de presión aguas abajo tomando como referencia el medidor (in).
- Existen codos en el arreglo de instalación (in).

❖ No cuenta con acondicionadores de flujo:

- Si existen codos en el arreglo de instalación.
- Distancia de las tomas de presión (in).

- Aplicación bidireccional:
 - Diámetro de la tubería en (in).
 - ❖ Cuenta con acondicionadores de flujo:
 - ✓ Si existen codos:
 - Distancia a la cual se encuentran los termo pozos en (in).
 - Distancia a la cual se encuentran los acondicionadores de flujo (in).
 - Distancia a la cual se encuentran las tomas de presión (in).
 - Distancia a la cual se encuentran los codos o camisas(in).
 - ✓ No existen codos:
 - Distancia a la cual se encuentran los termo-pozos en (in).
 - Distancia a la cual se encuentran los acondicionadores de flujo (in).
 - Distancia a la cual se encuentran las tomas de presión (in).
 - ❖ No cuenta con acondicionadores de flujo:
 - ✓ Si existen codos:
 - Distancia a la cual se encuentran los termo-pozos en (in).
 - Distancia a la cual se encuentran las tomas de presión (in).
 - Distancia a la cual se encuentran los codos o camisas (in).
 - ✓ No existen codos:
 - Distancia a la cual se encuentran los termo-pozos en (in).
 - Distancia a la cual se encuentran las tomas de presión en (in).

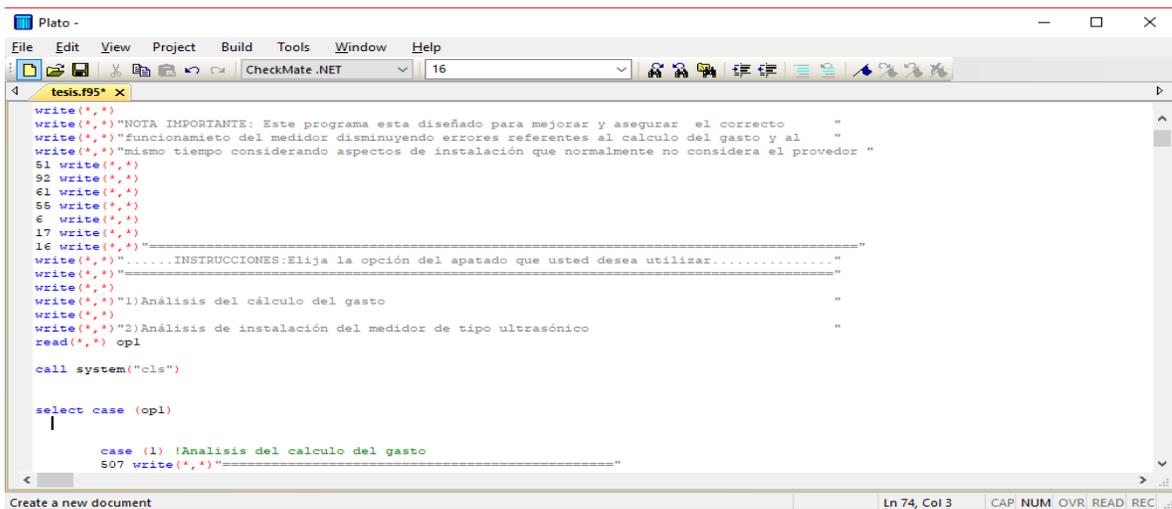
La información anteriormente mencionada se ingresa de forma directa al programa conforme al usuario vaya utilizando la herramienta de cómputo.

5.5.3. Rubros de análisis incluidos en el programa.

El programa cuenta con dos secciones generales las cuales permiten al usuario hacer un análisis del medidor para mejorar el cálculo del gasto, e inhibir los problemas que se pueden dar en el medidor por la mala consideración al instalarlo o al validar los resultados de gasto volumétrico obtenidos por el mismo en campo y de esta forma permitir un desempeño mejor para minimizar perdidas y evitar penalizaciones por las autoridades encargadas de la regulación de hidrocarburos gaseosos para su quema, distribución o comercialización .

Sección de cálculo del gasto: permite al usuario elegir dos opciones posibles, la primera es útil para cuando el usuario puntualmente desea solo analizar un conjunto de datos y desea obtener un gasto, considerando aspectos importantes en la medición de gas en línea, como son propiedades pseudocríticas, pseudoreducidas, afectaciones de la temperatura en las tuberías, factores de compresibilidad, y normatividad para el uso de medidores ultrasónicos. La segunda opción de este rubro permite al usuario ingresar una amplia cantidad de datos de cromatografía, que permite calcular varios gastos volumétricos con cada conjunto de datos que el usuario se encarga de proporcionar al programa.

Ambas secciones al finalizar el análisis proporcionan al usuario resultados de cálculos de las propiedades más importantes, pero así mismo proporciona las recomendaciones pertinentes para el uso de este tipo de medidores (con respecto al Reporte AGA número 8 para la utilización de medidores de tipo ultrasónico en cuanto a composición). Por último este rubro muestra dependiendo sea el caso graficas en donde se puede visualizar la comparación al utilizar el método exacto y el método utilizado en campo partiendo de la premisa que para este último se utilizan correlaciones de manera cotidiana para el cálculo de z . Así mismo se muestran graficas donde se muestra la comparación entre los factores z , los errores y el ahorro que se tiene al utilizar el método de campo y el método exacto. Fig. 5.5 a la Fig. 5.7.



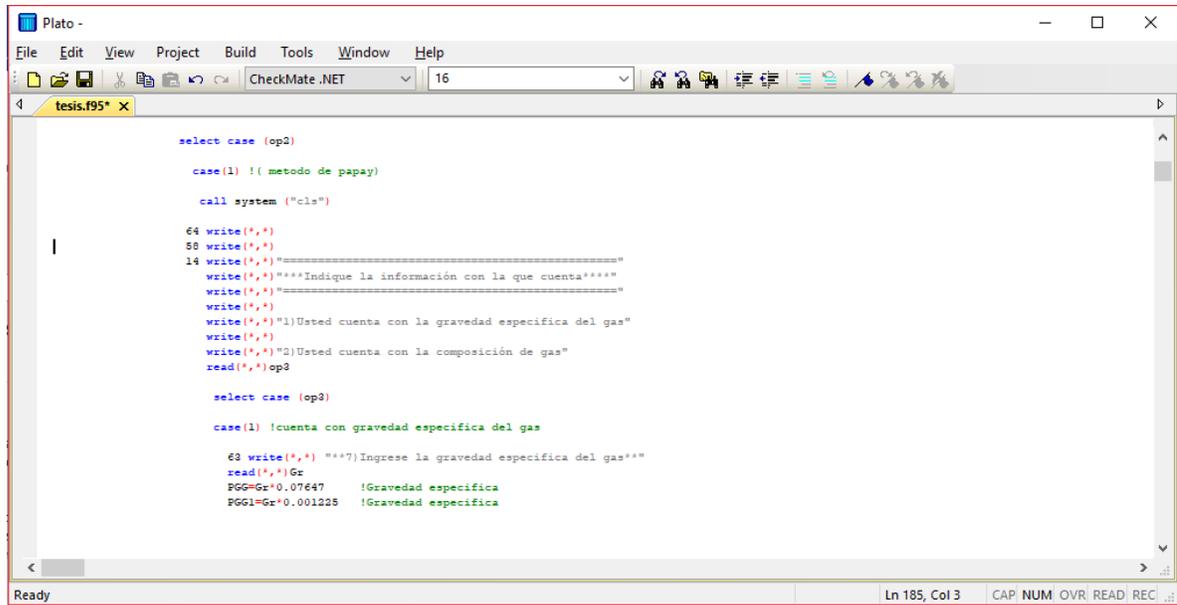
```
write(*,*)
write(*,*)"NOTA IMPORTANTE: Este programa esta diseñado para mejorar y asegurar el correcto "
write(*,*)"funcionamiento del medidor disminuyendo errores referentes al calculo del gasto y al "
write(*,*)"mismo tiempo considerando aspectos de instalación que normalmente no considera el proveedor "
51 write(*,*)
52 write(*,*)
53 write(*,*)
55 write(*,*)
6 write(*,*)
17 write(*,*)
16 write(*,*)"=====
write(*,*)".....INSTRUCCIONES:Elija la opción del apatado que usted desea utilizar....."
write(*,*)
write(*,*)"1)Análisis del cálculo del gasto
write(*,*)"
write(*,*)"2)Análisis de instalación del medidor de tipo ultrasónico
read(*,*) opl

call system("cls")

select case (opl)
|
case (1) !Análisis del calculo del gasto
507 write(*,*)"=====
```

Fig. 5.5.- Imagen del código de programación (menú de opción de análisis).

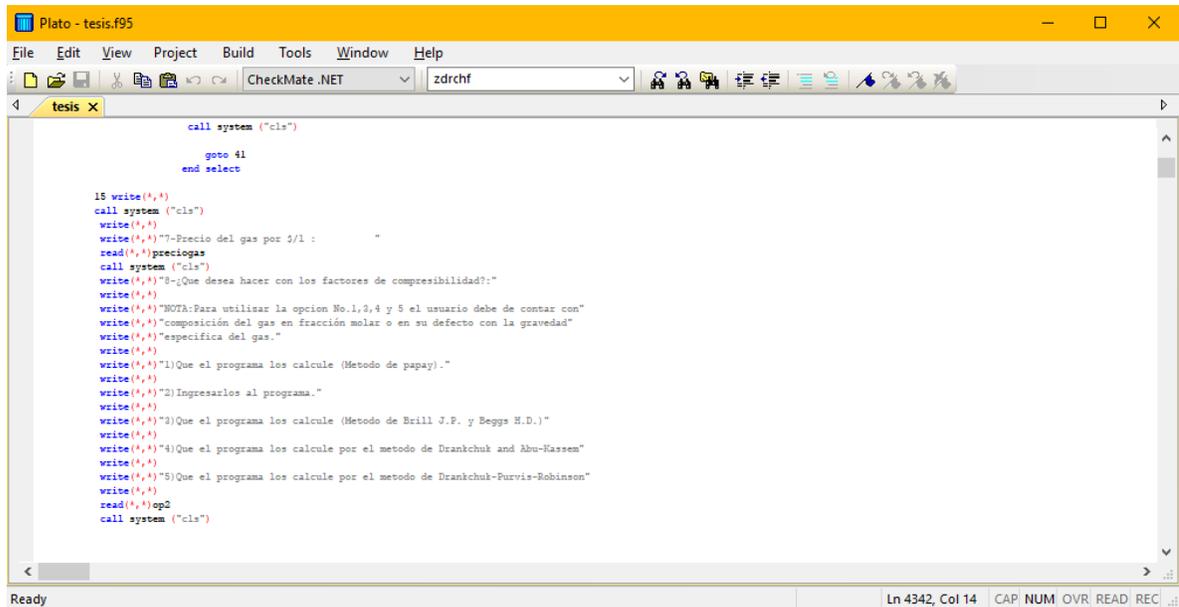
Abu-Kassem, Drankchuck-Purvis-Robinson, Papay, J. A y Brill, J.P.- Beggs, H.D (métodos mencionados anteriormente en el Capítulo 2 del presente trabajo), o ingresándolos manualmente en caso de contar con ellos. Una vez elegida la opción deseada por el usuario el programa proporciona la opción al usuario que ingrese los datos que desea emplear para el análisis y para el cálculo de las propiedades (Datos de cromatografía o densidad relativa) Fig. 5.8 y Fig. 5.9.



```
select case (op2)
  case(1) !( metodo de papay)
    call system ("cls")
64 write(*,*)
58 write(*,*)
14 write(*,*)"====="
  write(*,*)"***Indique la información con la que cuenta***"
  write(*,*)"====="
  write(*,*)
  write(*,*)"1)Usted cuenta con la gravedad especifica del gas"
  write(*,*)
  write(*,*)"2)Usted cuenta con la composición de gas"
  read(*,*)op3

  select case (op3)
    case(1) !cuenta con gravedad especifica del gas
      63 write(*,*) "++7)Ingrese la gravedad especifica del gas++"
      read(*,*)Gr
      PGG=Gr*0.07647      !Gravedad especifica
      PGG1=Gr*0.001225  !Gravedad especifica
```

Fig. 5.8.- Imagen del código de programación (menú de opción para ingresar datos).



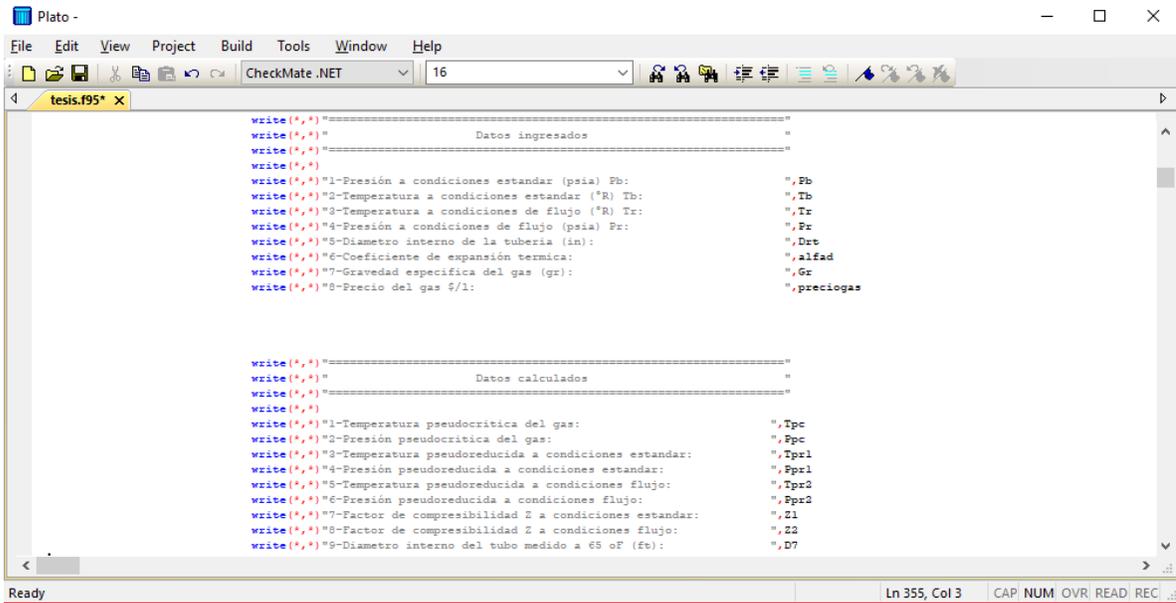
```
call system ("cls")
      goto 41
end select

15 write(*,*)
call system ("cls")
write(*,*)
write(*,*)"7-Precio del gas por 2/1 :      "
read(*,*)preciogas
call system ("cls")
write(*,*)"8-¿Que desea hacer con los factores de compresibilidad?:"
write(*,*)
write(*,*)"NOTA:Para utilizar la opcion No.1,3,4 y 5 el usuario debe de contar con"
write(*,*)"composición del gas en fracción molar o en su defecto con la gravedad"
write(*,*)"especifica del gas."
write(*,*)
write(*,*)"1)Que el programa los calcule (Metodo de papay).-"
write(*,*)
write(*,*)"2)Ingresarlos al programa."
write(*,*)
write(*,*)"3)Que el programa los calcule (Metodo de Brill J.P. y Beggs H.D.)"
write(*,*)
write(*,*)"4)Que el programa los calcule por el metodo de Drankchuk and Abu-Kassem"
write(*,*)
write(*,*)"5)Que el programa los calcule por el metodo de Drankchuk-Purvis-Robinson"
write(*,*)
read(*,*)op2
call system ("cls")
```

Fig. 5.9.- Imagen del código de programación (menú de opción para el empleo de cálculo de factores de compresibilidad z).

Por ultimo en esta sección de cálculo de gasto, el programa muestra los resultados del análisis y así mismo los datos ingresados por el usuario , con la finalidad de que el usuario tenga un resumen detallado y así mismo pueda verificar la veracidad y confiabilidad del programa, mostrando los resultados de las operaciones realizadas y así mismo las gráficas donde de manera comparativa se puede visualizar el método utilizado en campo para el cálculo del gasto y el método exacto con sus respectivas recomendaciones según sea el caso y la información ingresada (Fig.5.10 a la Fig.5.14)

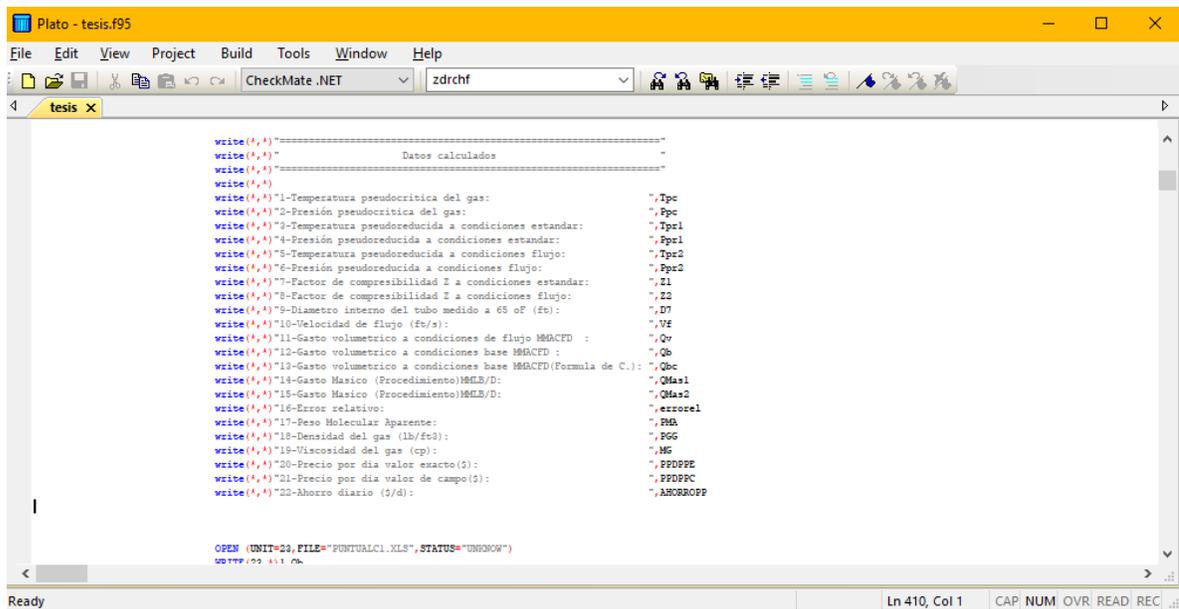
Análisis para la optimización de un medidor de gas de tipo ultrasónico.



```
write(*,*)"=====
write(*,*)"          Datos ingresados
write(*,*)"=====
write(*,*)"1-Presión a condiciones estandar (psia) Pb:          ",Pb
write(*,*)"2-Temperatura a condiciones estandar (°R) Tb:       ",Tb
write(*,*)"3-Temperatura a condiciones de flujo (°R) Tc:        ",Tc
write(*,*)"4-Presión a condiciones de flujo (psia) Pz:          ",Pz
write(*,*)"5-Diametro interno de la tubería (in):              ",Dit
write(*,*)"6-Coeficiente de expansión termica:                  ",alfad
write(*,*)"7-Gravedad especifica del gas (gr):                 ",Gc
write(*,*)"8-Precio del gas $/l:                                ",preciogas

write(*,*)"=====
write(*,*)"          Datos calculados
write(*,*)"=====
write(*,*)"1-Temperatura pseudocritica del gas:                ",Tpc
write(*,*)"2-Presión pseudocritica del gas:                    ",Ppc
write(*,*)"3-Temperatura pseudoreducida a condiciones estandar: ",Tpr1
write(*,*)"4-Presión pseudoreducida a condiciones estandar:   ",Ppr1
write(*,*)"5-Temperatura pseudoreducida a condiciones flujo:   ",Tpr2
write(*,*)"6-Presión pseudoreducida a condiciones flujo:      ",Ppr2
write(*,*)"7-Factor de compresibilidad Z a condiciones estandar: ",Z1
write(*,*)"8-Factor de compresibilidad Z a condiciones flujo:  ",Z2
write(*,*)"9-Diametro interno del tubo medido a 65 oF (ft):   ",D7
```

Fig. 5.10.- Imagen del código de programación (impresión de datos utilizados y resultados del programa).

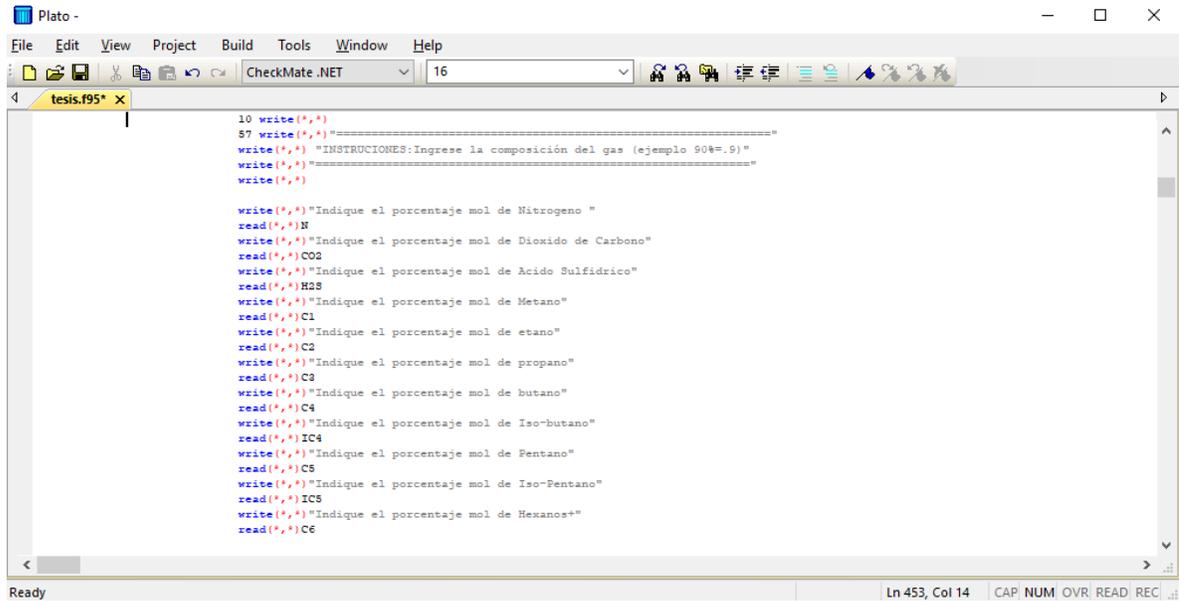


```
write(*,*)"=====
write(*,*)"          Datos calculados
write(*,*)"=====
write(*,*)"1-Temperatura pseudocritica del gas:                ",Tpc
write(*,*)"2-Presión pseudocritica del gas:                    ",Ppc
write(*,*)"3-Temperatura pseudoreducida a condiciones estandar:   ",Tpr1
write(*,*)"4-Presión pseudoreducida a condiciones estandar:   ",Ppr1
write(*,*)"5-Temperatura pseudoreducida a condiciones flujo:   ",Tpr2
write(*,*)"6-Presión pseudoreducida a condiciones flujo:      ",Ppr2
write(*,*)"7-Factor de compresibilidad Z a condiciones estandar: ",Z1
write(*,*)"8-Factor de compresibilidad Z a condiciones flujo:  ",Z2
write(*,*)"9-Diametro interno del tubo medido a 65 oF (ft):   ",D7
write(*,*)"10-Velocidad de flujo (ft/s):                       ",VE
write(*,*)"11-Gasto volumetrico a condiciones de flujo MMACFD : ",Qv
write(*,*)"12-Gasto volumetrico a condiciones base MMACFD :    ",Qb
write(*,*)"13-Gasto volumetrico a condiciones base MMACFD(Formula de C.): ",Qbc
write(*,*)"14-Gasto Masico (Procedimiento)MMLB/D:             ",QMas1
write(*,*)"15-Gasto Masico (Procedimiento)MMLB/D:             ",QMas2
write(*,*)"16-Error relativo:                                   ",errorel
write(*,*)"17-Peso Molecular Aparente:                             ",PMA
write(*,*)"18-Densidad del gas (lb/ft3):                         ",PGG
write(*,*)"19-Viscosidad del gas (cp):                             ",MS
write(*,*)"20-Precio por dia valor exacto($):                   ",FFDPPE
write(*,*)"21-Precio por dia valor de campo($):                 ",FFDPPC
write(*,*)"22-Monero diario ($/d):                               ",ABORROPF

OPEN (UNIT=23, FILE="PUNTUALCI.XLS", STATUS="UNKNOWN")
WRITE(UNIT=23, #1) Qv
```

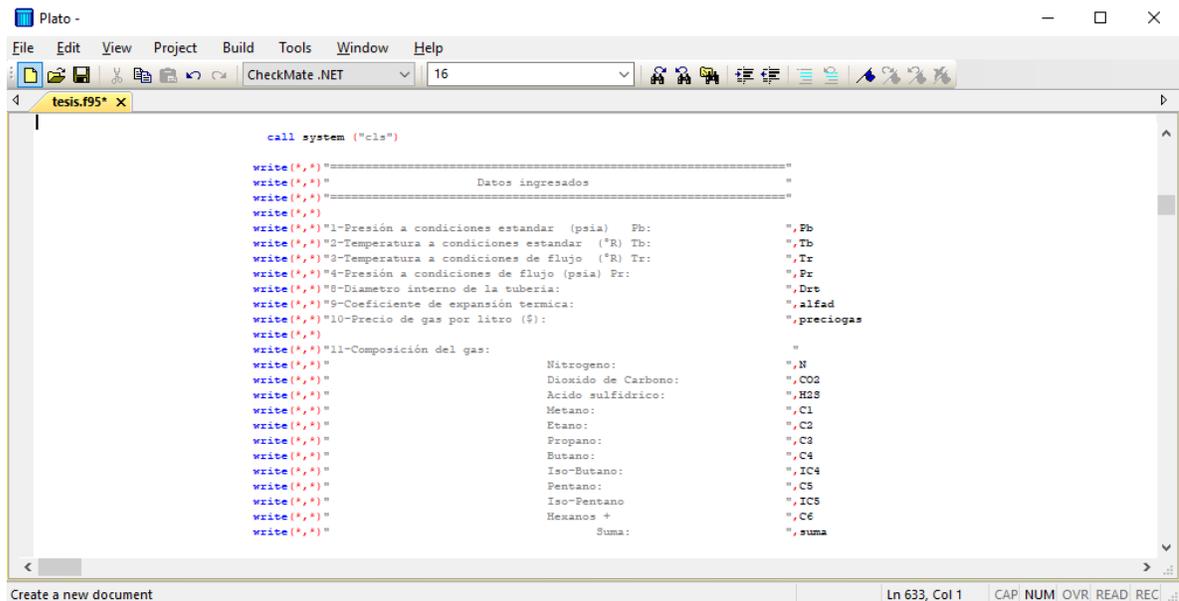
Fig. 5.11.- Imagen del código de programación (impresión de resultados del programa).

Análisis para la optimización de un medidor de gas de tipo ultrasónico.



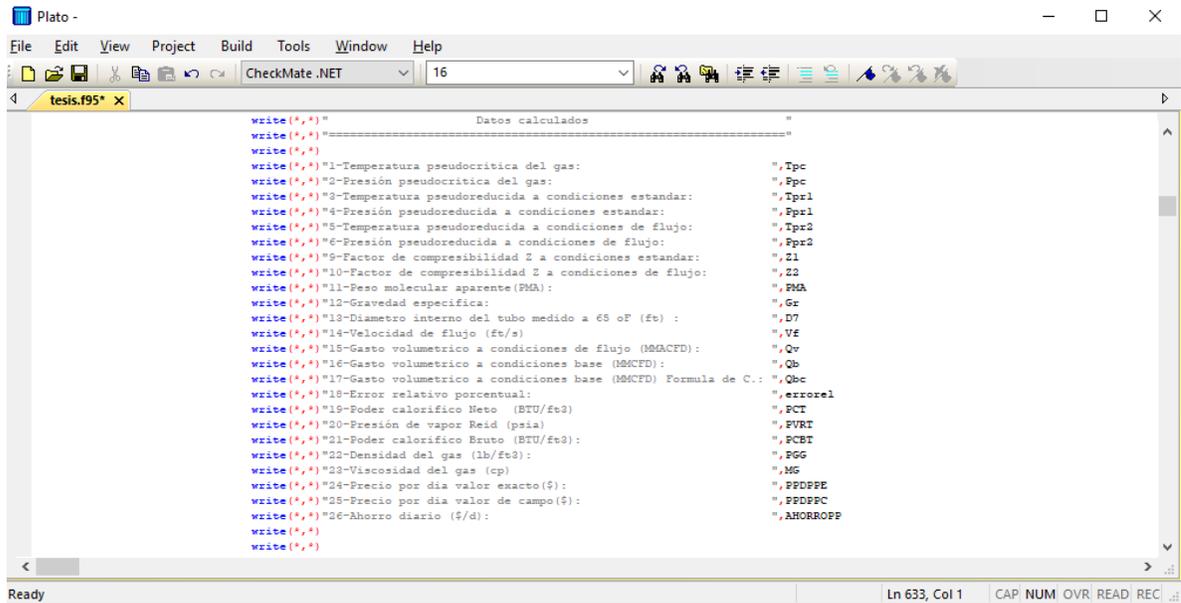
```
Plato -
File Edit View Project Build Tools Window Help
CheckMate.NET 16
tesis.f95* x
10 write(*,*)
57 write(*,*) "=====
write(*,*) "INSTRUCCIONES:Ingrese la composición del gas (ejemplo 90%-9)"
write(*,*) "=====
write(*,*)
write(*,*) "Indique el porcentaje mol de Nitrogeno "
read(*,*) N
write(*,*) "Indique el porcentaje mol de Dioxido de Carbono"
read(*,*) CO2
write(*,*) "Indique el porcentaje mol de Acido Sulfidrico"
read(*,*) H2S
write(*,*) "Indique el porcentaje mol de Metano"
read(*,*) C1
write(*,*) "Indique el porcentaje mol de etano"
read(*,*) C2
write(*,*) "Indique el porcentaje mol de propano"
read(*,*) C3
write(*,*) "Indique el porcentaje mol de butano"
read(*,*) C4
write(*,*) "Indique el porcentaje mol de Iso-butano"
read(*,*) IC4
write(*,*) "Indique el porcentaje mol de Pentano"
read(*,*) C5
write(*,*) "Indique el porcentaje mol de Iso-Pentano"
read(*,*) IC5
write(*,*) "Indique el porcentaje mol de Hexanos+"
read(*,*) C6
```

Fig. 5.12.- Imagen del código de programación (datos requeridos del programa cromatografía).



```
Plato -
File Edit View Project Build Tools Window Help
CheckMate.NET 16
tesis.f95* x
call system ("cls")
write(*,*) "=====
write(*,*) " Datos ingresados "
write(*,*) "=====
write(*,*)
write(*,*) "1-Presión a condiciones estandar (psia) Pb: " ,Pb
write(*,*) "2-Temperatura a condiciones estandar (°R) Tb: " ,Tb
write(*,*) "3-Temperatura a condiciones de flujo (°R) Tr: " ,Tr
write(*,*) "4-Presión a condiciones de flujo (psia) Pr: " ,Pr
write(*,*) "5-Diametro interno de la tubería: " ,Ddt
write(*,*) "6-Coeficiente de expansión termica: " ,alfad
write(*,*) "7-Precio de gas por litro ($): " ,preciogas
write(*,*)
write(*,*) "11-Composición del gas: "
write(*,*) " Nitrogeno: " ,N
write(*,*) " Dioxido de Carbono: " ,CO2
write(*,*) " Acido sulfidrico: " ,H2S
write(*,*) " Metano: " ,C1
write(*,*) " Etano: " ,C2
write(*,*) " Propano: " ,C3
write(*,*) " Butano: " ,C4
write(*,*) " Iso-Butano: " ,IC4
write(*,*) " Pentano: " ,C5
write(*,*) " Iso-Pentano " ,IC5
write(*,*) " Hexanos + " ,C6
write(*,*) " Suma: " ,suma
```

Fig. 5.13.- Imagen del código de programación (datos requeridos del programa cromatografía).

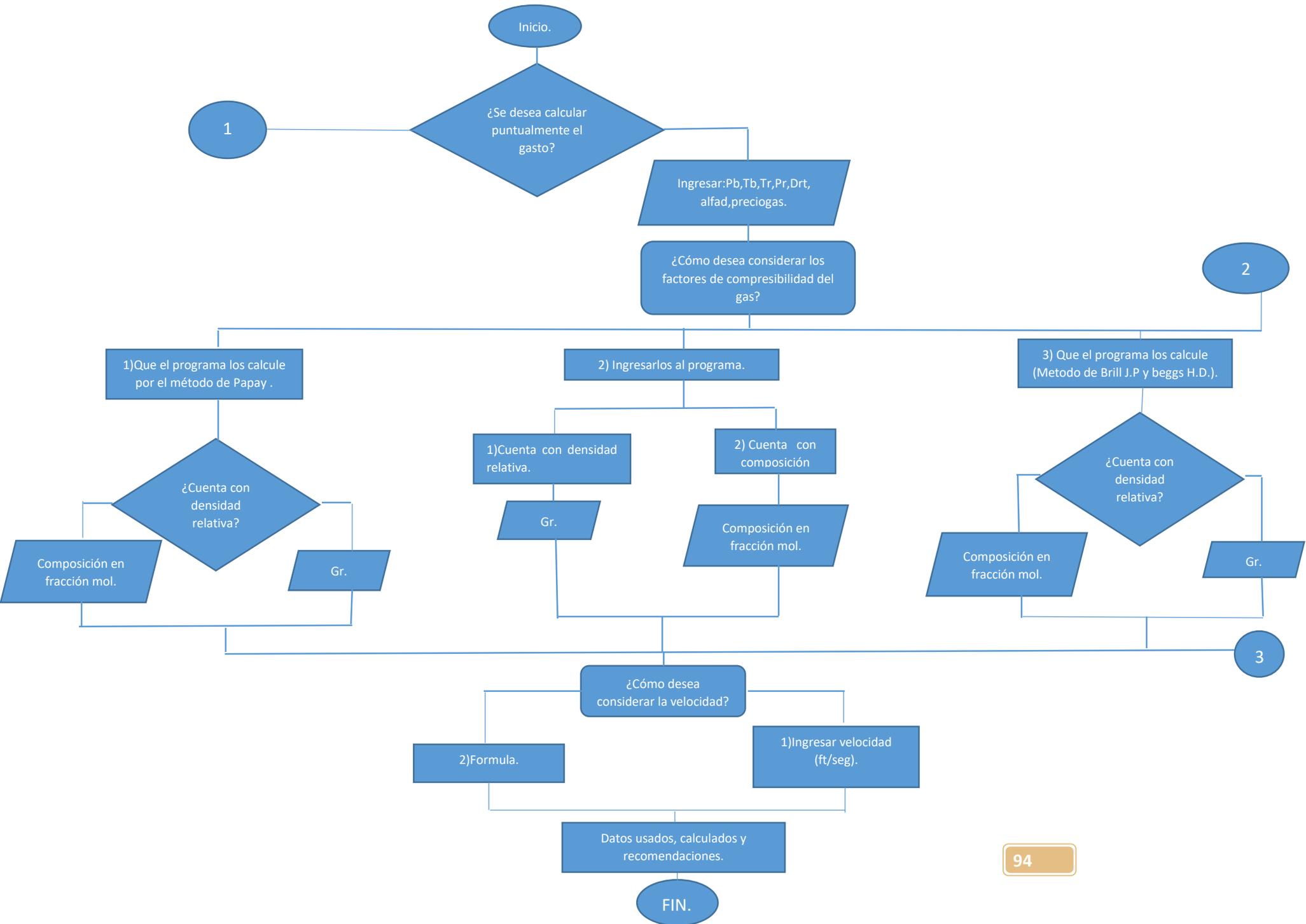


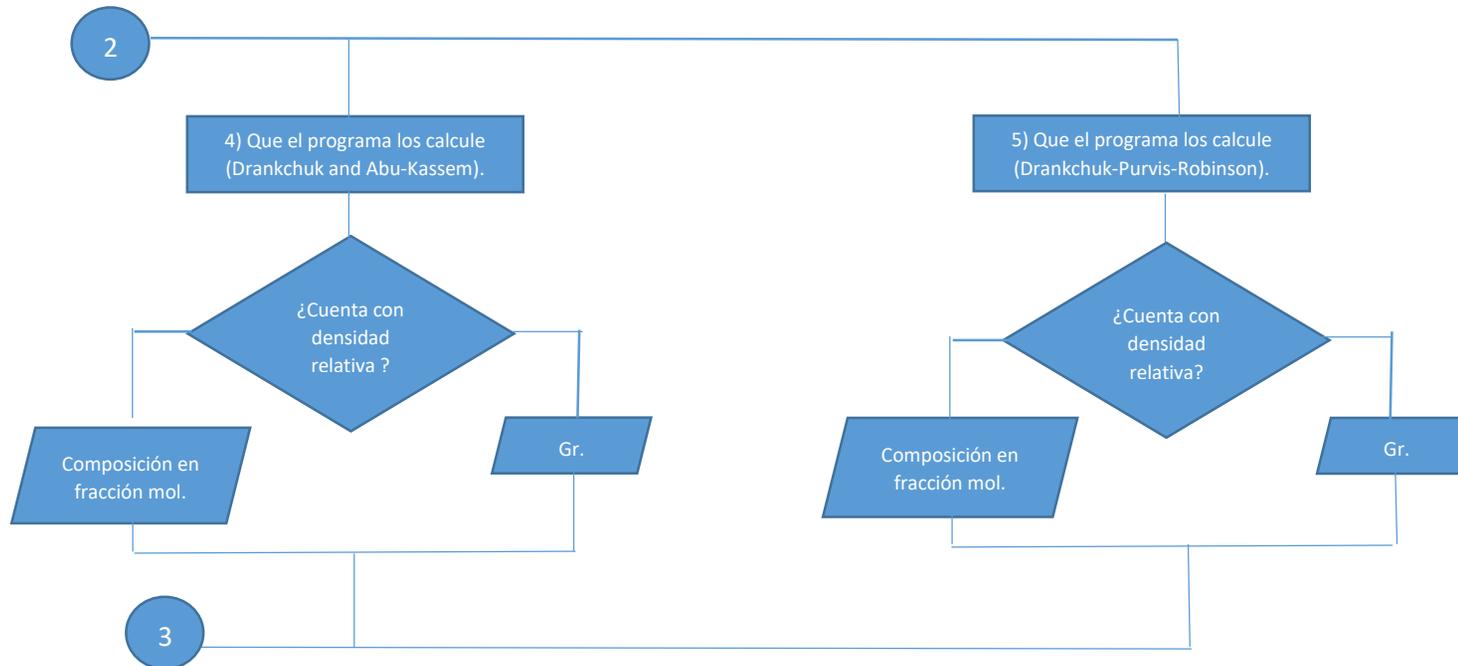
```
Plato -
File Edit View Project Build Tools Window Help
CheckMate.NET 16
tesis.f95* x
write(*,*) "----- Datos calculados -----"
write(*,*)
write(*,*) "1-Temperatura pseudocrítica del gas: " ,Tpc
write(*,*) "2-Presión pseudocrítica del gas: " ,Ppc
write(*,*) "3-Temperatura pseudoreducida a condiciones estandar: " ,Tpr1
write(*,*) "4-Presión pseudoreducida a condiciones estandar: " ,Ppr1
write(*,*) "5-Temperatura pseudoreducida a condiciones de flujo: " ,Tpr2
write(*,*) "6-Presión pseudoreducida a condiciones de flujo: " ,Ppr2
write(*,*) "9-Factor de compresibilidad Z a condiciones estandar: " ,Z1
write(*,*) "10-Factor de compresibilidad Z a condiciones de flujo: " ,Z2
write(*,*) "11-Peso molecular aparente (PMA): " ,PMA
write(*,*) "12-Gravedad específica: " ,Gz
write(*,*) "13-Diametro interno del tubo medido a 65 oF (ft) : " ,D7
write(*,*) "14-Velocidad de flujo (ft/s) " ,Vf
write(*,*) "15-Gasto volumetrico a condiciones de flujo (MMACFD): " ,Qv
write(*,*) "16-Gasto volumetrico a condiciones base (MMCFD): " ,Qb
write(*,*) "17-Gasto volumetrico a condiciones base (MMCFD) Formula de C.: " ,Qbc
write(*,*) "18-Error relativo porcentual: " ,exrorel
write(*,*) "19-Poder calorifico Neto (BTU/ft3) " ,PCT
write(*,*) "20-Presión de vapor Reid (psia) " ,PVRT
write(*,*) "21-Poder calorifico Bruto (BTU/ft3): " ,PCBT
write(*,*) "22-Densidad del gas (lb/ft3): " ,PGG
write(*,*) "23-Viscosidad del gas (cp) " ,MG
write(*,*) "24-Precio por día valor exacto($): " ,FEDFPE
write(*,*) "25-Precio por día valor de campo($): " ,FEDFPC
write(*,*) "26-Ahorro diario ($/d): " ,AHORROPP
write(*,*)
Ready Ln 633, Col 1 CAP NUM OVR READ REC
```

Fig. 5.14.- Imagen del código de programación (datos requeridos mostrados por el programa cromatografía).

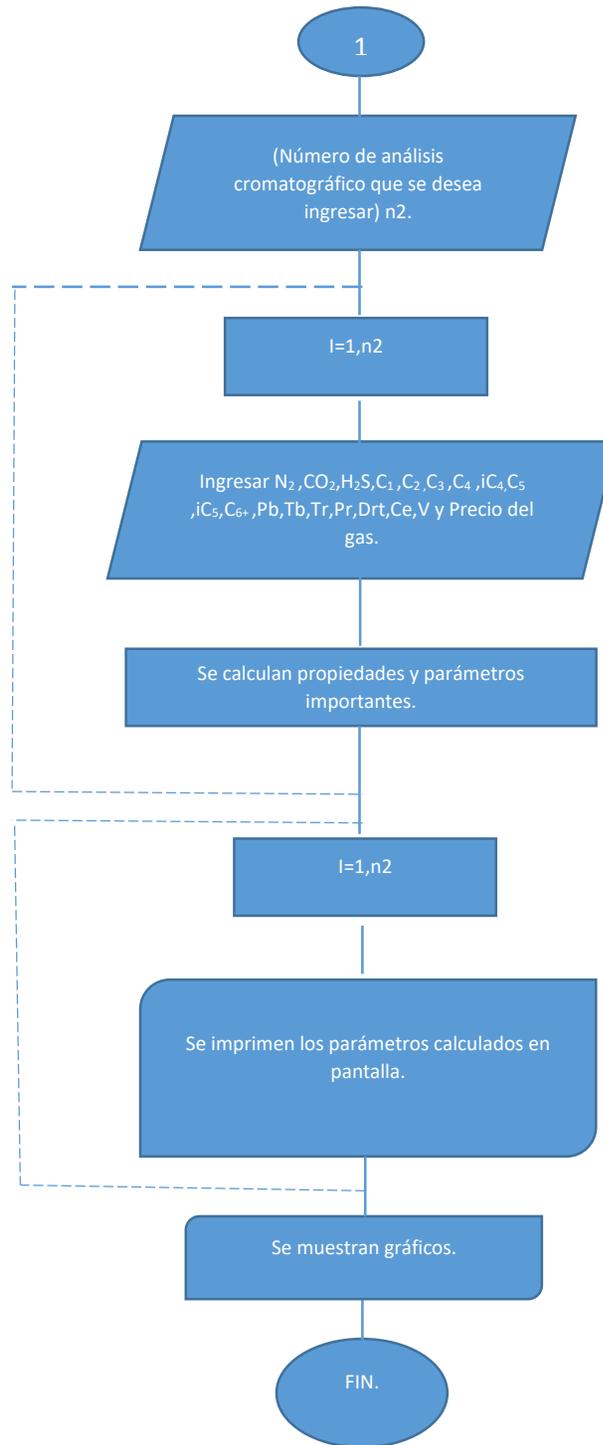
A continuación, se muestra un diagrama de proceso que sintetiza el rubro anteriormente explicado:

Análisis para la optimización de un medidor de gas de tipo ultrasónico.





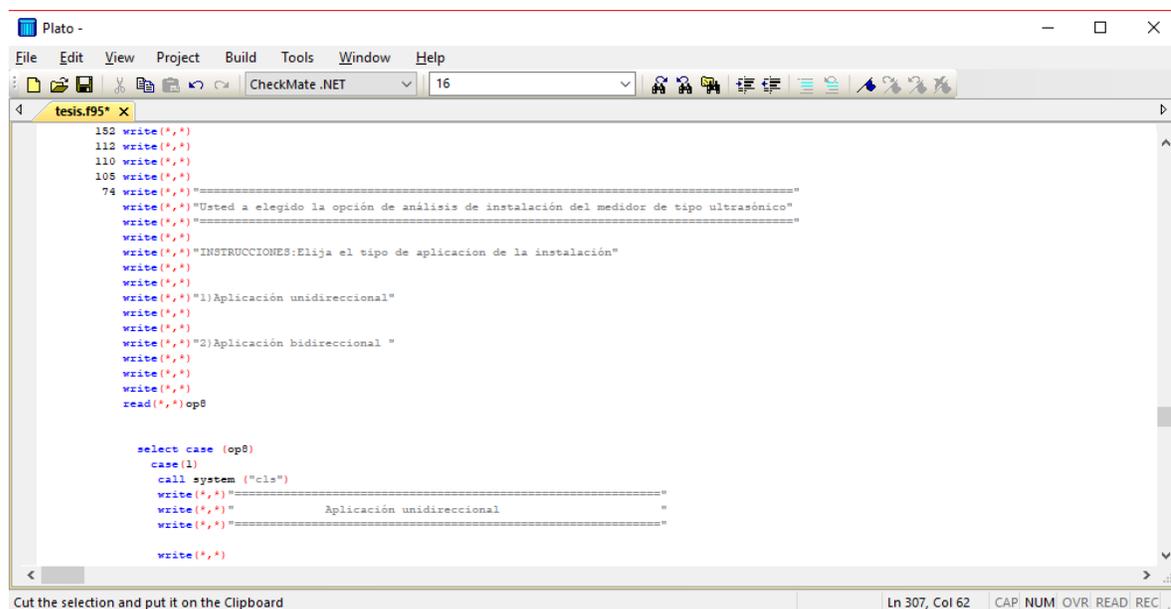
Análisis para la optimización de un medidor de gas de tipo ultrasónico.



Sección de análisis de instalación: En esta sección del programa se analiza de manera general la instalación considerando aspectos como son la distancia entre codos, distancia de acondicionadores de flujo en caso de existir, tomas de presión, tomas de temperatura y permite elegir al usuario el tipo de análisis que desea realizar, ya sea para un sistema de medición unidireccional o bidireccional.

Para esto se considera la distancia a la cual se encuentra instalado cada elemento del sistema de medición aguas arriba y aguas abajo, con la finalidad de evitar perturbaciones que puedan afectar el funcionamiento correcto del medidor ultrasónico independientemente de las instrucciones de instalación consideradas por el fabricante del medidor y de esta forma disminuir la incertidumbre asociada (Fig. 5.15 y Fig. 5.16).

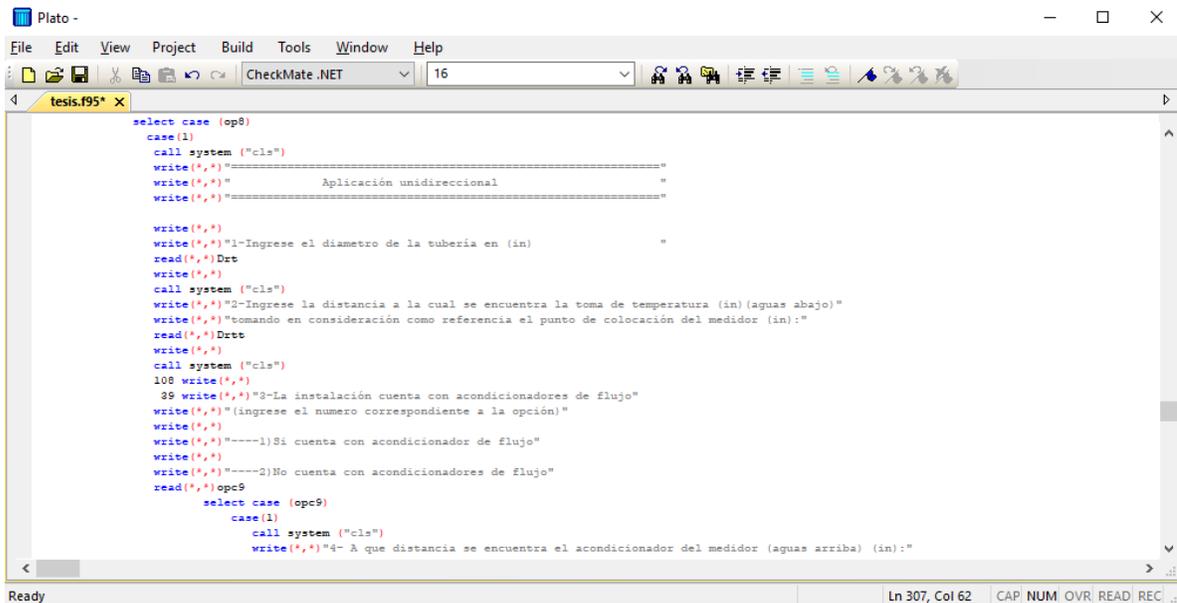
Cabe señalar que este tipo de aplicación sirve para validar y así mismo evitar posibles sanciones por la mala instalación de un medidor por parte de un operador, o si así se desea, puede emplearse por un auditor encargado de analizar sistemas de medición.



```
Plato -
File Edit View Project Build Tools Window Help
CheckMate.NET 16
tesis.f95* x
152 write(*,*)
112 write(*,*)
110 write(*,*)
108 write(*,*)
74 write(*,*)"=====
write(*,*)"Usted a elegido la opción de análisis de instalación del medidor de tipo ultrasónico"
write(*,*)"=====
write(*,*)
write(*,*)"INSTRUCCIONES:Elija el tipo de aplicacion de la instalación"
write(*,*)
write(*,*)"1)Aplicación unidireccional"
write(*,*)
write(*,*)"2)Aplicación bidireccional "
write(*,*)
write(*,*)
write(*,*)
write(*,*)
read(*,*)op8

select case (op8)
case 1)
call system ("cls")
write(*,*)"=====
write(*,*)" Aplicación unidireccional "
write(*,*)"=====
write(*,*)
```

Fig. 5.15.- Imagen del código de programación (opciones dadas por el programa para instalación).

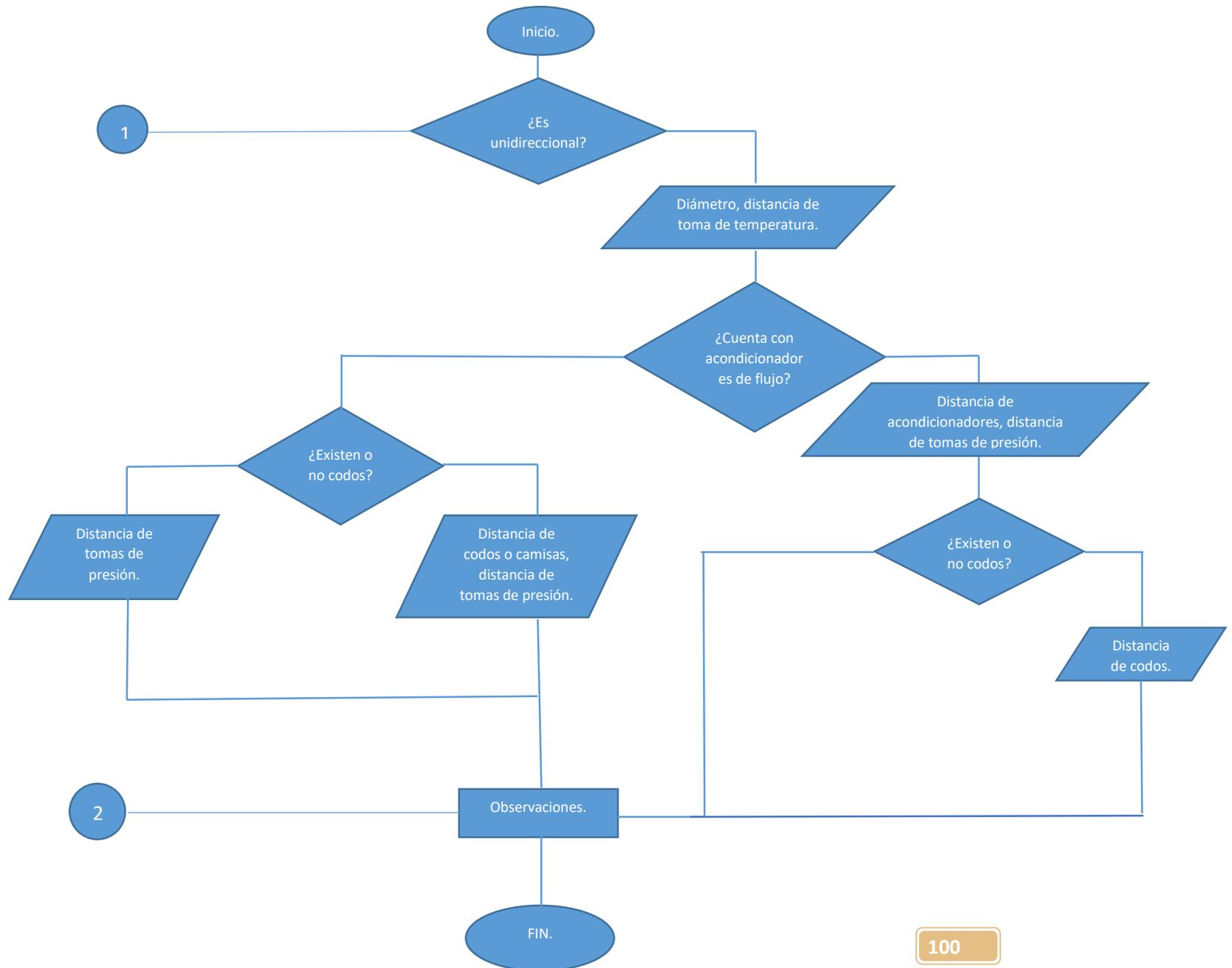


```
select case (op8)
case(1)
call system ("cls")
write(*,*)"=====
write(*,*)"      Aplicación unidireccional      "
write(*,*)"=====
write(*,*)
write(*,*)"1-Ingrese el diametro de la tubería en (in)      "
read(*,*)Drt
write(*,*)
call system ("cls")
write(*,*)"2-Ingrese la distancia a la cual se encuentra la toma de temperatura (in) (aguas abajo)"
write(*,*)"tomando en consideración como referencia el punto de colocación del medidor (in):"
read(*,*)Drtt
write(*,*)
call system ("cls")
100 write(*,*)
39 write(*,*)"3-La instalación cuenta con acondicionadores de flujo"
write(*,*)"(ingrese el numero correspondiente a la opción)"
write(*,*)
write(*,*)"----1)Si cuenta con acondicionador de flujo"
write(*,*)"----2)No cuenta con acondicionadores de flujo"
read(*,*)opc9
select case (opc9)
case(1)
call system ("cls")
write(*,*)"4- ¿a que distancia se encuentra el acondicionador del medidor (aguas arriba) (in):"
```

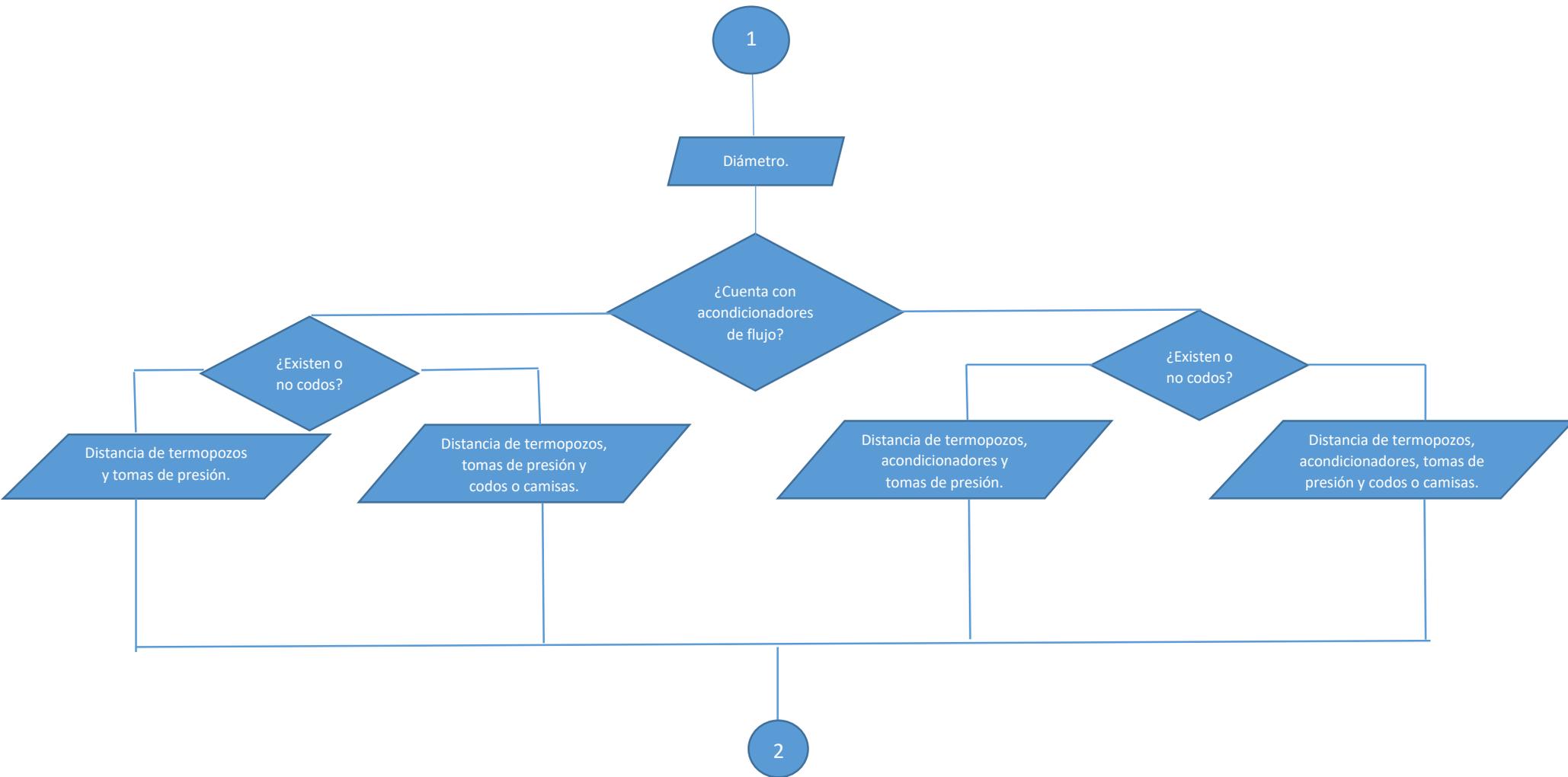
Fig. 5.16.- Imagen del código de programación (datos requeridos mostrados por el programa instalación).

Para llevar a cabo este análisis, en el programa se realizaron una serie de condicionales (Fig. 5.17) para el análisis de cada elemento que integra el sistema de medición con respecto a la distancia a la cual se encuentra cada elemento del medidor ultrasónico considerando las recomendaciones mencionadas en la Sección 7.2.5 del reporte AGA 9 tanto para aplicaciones direccionales como bidireccionales.

Análisis para la optimización de un medidor de gas de tipo ultrasónico.



Análisis para la optimización de un medidor de gas de tipo ultrasónico.



5.5.4. Verificación del cálculo de las propiedades y datos obtenidos por el programa.

En la Tabla 5.5 y 5.6 se comparan los valores calculados por el programa de cómputo que corresponde a los principales parámetros obtenidos en campo asociados a propiedades del gas comparados contra los datos adicionales obtenidos por el cromatógrafo utilizando el conjunto de datos siguiente (Tabla 5.3 y Tabla 5.4).

Tabla 5.3 Datos utilizados en el programa para verificación (1).

Datos de cromatografía utilizados (1)		
Componente		(%Mol)/100
1.-Nitrógeno	(N ₂)	0.2756
2.-Dióxido de carbono	(CO ₂)	0.0199
3.-Ácido sulfhídrico	(H ₂ S)	0.0120
4.-Metano	(CH ₄)	0.5536
5.-Etano	(C ₂ H ₆)	0.0665
6.-Propano	(C ₃ H ₈)	0.0401
7.-Butano normal (C ₄ H ₁₀)		0.0160
8.-Iso-butano (iC ₄ H ₁₀)		0.0046
9.-Pentano normal (C ₅ H ₁₂)		0.0061
10.-Iso-pentano (iC ₅ H ₁₂)		0.0046
11.-Hexano y más pesados (C ₆ H ₁₄)		0.0010
Total		1

Tabla 5.4 Datos utilizados en el programa para verificación (2).

Datos a utilizar (2)	
12.-Presión a condiciones estándar (p_b) (psia)	14.70
13.-Temperatura a condiciones estándar (T_b) ($^{\circ}R$)	527.67
14.-Temperatura del gas (T_r) ($^{\circ}R$)	545.67
15.-Presión de la línea (p_r) (psia)	14.69
16.-Diámetro de la tubería (in)	35.24
17.-Coeficiente de expansión térmica de la tubería (α)	0.00000961
18.-Velocidad de flujo de gas (ft/s)	41.83
19.-Precio del gas natural por MMBTU en pesos	196.2

Tabla 5.5 Comparación de datos obtenidos con datos dados por el cromatógrafo.

Datos	Peso molecular aparente	Presión de vapor Reid (psia)	Densidad relativa	Poder calorífico bruto (Btu/ft ³)
Resultados del análisis de cromatografía.	23.66	2835	0.819	902.0
Resultados obtenidos por el programa.	23.7101	2834.85	0.818649	900.124
Error relativo porcentual %	0.2117	$5.2910052 \cdot 10^{-3}$	0.0428571	0.207982

Como se puede visualizar en las Tablas 5.5 y 5.6 el error que presenta el programa implementado con respecto a los datos de cromatografía es mínimo y por lo tanto el software explicado es una buena herramienta que puede utilizarse por el técnico y así mismo se puede emplearse como código de programación para el computador de flujo.

Tabla 5.6 Comparación de datos obtenidos con datos del cromatógrafo (2).

Datos	Valores obtenidos (condiciones de flujo)	Error relativo porcentual con respecto a datos de cromatógrafo.
Factor de compresibilidad de Cromatógrafo.	1.0025	-----
Factor de compresibilidad con Beggs.	1.02617	0.0116708%
Factor de compresibilidad Con Papay.	0.997544	0.4943640%
Factor de compresibilidad con Abu-K.	0.997943	0.4545635%
Factor de compresibilidad con Purvis-R.	0.997922	0.45665835%

A continuación, en la Tabla 5.7, se muestra los datos utilizados para la validación del gasto por el método utilizado en campo y el calculado por medio del programa de cómputo (**Nota: los datos de cromatografía utilizados son los datos mostrados en la Tabla 5.3**):

Tabla 5.7 Datos a utilizar para la validación del cálculo del gasto.

Datos a utilizar para validación	
Presión de flujo (psia)	14.69
Temperatura de flujo (°R)	545.67
Presión base (psia)	14.7
Temperatura base (°R)	527.67

A continuación, en la Tabla 5.8 y en la Fig. 5.17 se muestran los resultados obtenidos por el software anteriormente explicado, y la comparación que se tiene con el método empleado en campo.

Tabla 5.8 Comparación de los resultados de la validación.

Datos.	Diámetro (in).	z a condiciones de flujo.	z a condiciones base.	Gasto a condiciones de flujo (MMPCD).	Gasto a condiciones Base (MMPCSD).
Resultados de validación en campo (validación).	35.24	1	.99	24.4849	23.4310
Resultados obtenidos por el programa (Papay).	35.24	0.997544	0.997245	24.4860	23.6551
Resultados obtenidos por el programa (Beggs).	35.24	1.03249	0.997147	24.4860	23.0205
Resultados obtenidos por el programa (Abu-K.).	35.24	0.997943	0.997707	24.4860	23.6677
Resultados obtenidos por el programa (Purvis-R).	35.24	0.997922	0.997685	24.4860	23.6678

Tabla 5.8 Comparación de los resultados de la validación (Continuación).

Datos.	Diámetro (in).	z a condiciones de flujo.	z a condiciones base .	Gasto a condiciones de flujo (MMPCD).	Gasto a condiciones Base (MMPCSD).
Error relativo porcentual (Papay) %	0	0.24620	0.72650	4.492362×10^{-3}	0.947364
Error relativo porcentual (Beggs) %	0	3.146761	0.716744	4.492362×10^{-3}	1.783193
Error relativo porcentual (Abu-K.).	0	0.206123	0.772471	4.492362×10^{-3}	1.0000971
Error relativo Porcentual (Purvis-R.).	0	0.208232	0.770283	4.492362×10^{-3}	1.00051546

Resultados de analisis numero: 1

1-Temperatura pseudocritica del gas:	425.684
2-Presión pseudocritica del gas:	693.148
3-Temperatura pseudocritica del gas corregida:	356.752
4-Presión pseudocritica del gas corregida:	662.252
5-Temperatura pseudoreducida a condiciones estandar:	1.47910
6-Presión pseudoreducida a condiciones estandar:	2.219700E-02
7-Temperatura pseudoreducida a condiciones de flujo:	1.52955
8-Presión pseudoreducida a condiciones de flujo:	2.218189E-02
9-Factor de compresibilidad Z a condiciones estandar (metodo de Papay):	0.997245
10-Factor de compresibilidad Z a condiciones de flujo(metodo de Papay):	0.997544
11-Factor de compresibilidad Z a condiciones estandar(metodo de Beggs):	0.998345
12-Factor de compresibilidad Z a condiciones de flujo(metodo de Beggs):	1.02617
13-Factor de compresibilidad Z a condiciones estandar(Abu-K.):	0.997707
14-Factor de compresibilidad Z a condiciones de flujo(Abu-K.):	0.997943
15-Factor de compresibilidad Z a condiciones estandar(Purvis-R.):	0.997685
16-Factor de compresibilidad Z a condiciones de flujo(Purvis-R.):	0.997922
17-Peso molecular aparente(PMA):	23.7101
18-Gravedad especifica:	0.818649
19-Diametro interno del tubo medido a 65 oF (ft):	2.93706
20-Velocidad de flujo (ft/s):	41.8300
21-Gasto volumetrico a condiciones de flujo (MMACFD):	24.4860
23-Gasto volumetrico a condiciones base (MMSCFD) (Papay):	23.6551
24-Gasto volumetrico a condiciones base (MMSCFD) Formula de C.(Papay):	23.7204
25-Gasto masico a condiciones base (Papay):	1.48086
26-Gasto masico a condiciones base Formula de C. (Papay) :	1.48495
27-Gasto volumetrico a condiciones base (MMSCFD) (Beggs):	23.0205
28-Gasto volumetrico a condiciones base (MMSCFD) Formula de C.(Beggs):	23.0587
29-Gasto masico a codiciones base (Beggs):	1.44113
30-Gasto masico a condiciones base Formula de C. (Beggs):	1.44352
31-Gasto volumetrico a condiciones base (MMSCFD) (Abu-K):	23.6677
32-Gasto volumetrico a condiciones base (MMSCFD) Formula de C.(Abu-K.):	23.7165
33-Gasto masico a codiciones base (Abu-K):	1.48165
34-Gasto masico a condiciones base Formula de C. (Abu-K):	1.48470
35-Gasto volumetrico a condiciones base (MMSCFD) (Purvis):	23.6678
36-Gasto volumetrico a condiciones base (MMSCFD) Formula de C.(Purvis):	23.7170
37-Gasto masico a codiciones base (Purvis):	1.48165
38-Gasto masico a condiciones base Formula de C. (Purvis):	1.48474
39-Error relativo porcentual volumetrico (Papay):	0.276228

Fig. 5.18.- Imagen del programa de cómputo, apartado del gasto.

Una vez mostrados el análisis correspondiente al gasto (resumen incluido en la Tabla 5.8 y la Fig. 5.18), se mostrará un análisis físico prueba para validar el perfecto funcionamiento y confiabilidad del programa de cómputo.

A continuación, se muestra una instalación típica de aplicación unidireccional que no cumple con los requisitos necesarios de instalación, pero con ayuda del software se verá si este realiza las recomendaciones pertinentes. Los números en rojo hacen referencia a las distancias que están mal implementadas dentro de la instalación (Fig. 5.19):

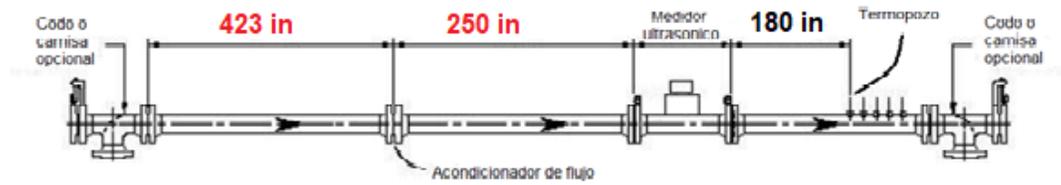


Fig. 5.19.- Instalación de prueba mal diseñada.

A continuación, en la Tabla 5.9 y la Fig. 5.20 se muestra los resultados del análisis realizado por el programa:

Tabla 5.9 Resultados de validación para instalación.

Resultados obtenidos por el análisis del programa	
Recomendación 1	La distancia a la cual se encuentra el acondicionador de flujo no es la adecuada , se necesita adicionar la distancia siguiente en (in): 102.4in
Recomendación 2	La distancia a la cual se encuentra el termopozo no es la adecuada se necesita disminuir la distancia siguiente en (in): 3.8 in
Recomendación 3	La distancia a la cual se encuentra el codo o camisa no es la adecuada, se necesita adicionar la distancia siguiente en (in) : 31.8 in
Recomendación 4	La distancia a la cual se encuentra la toma de presión no es la adecuada, se necesita disminuir la distancia aguas arriba en (in): 44.04 in

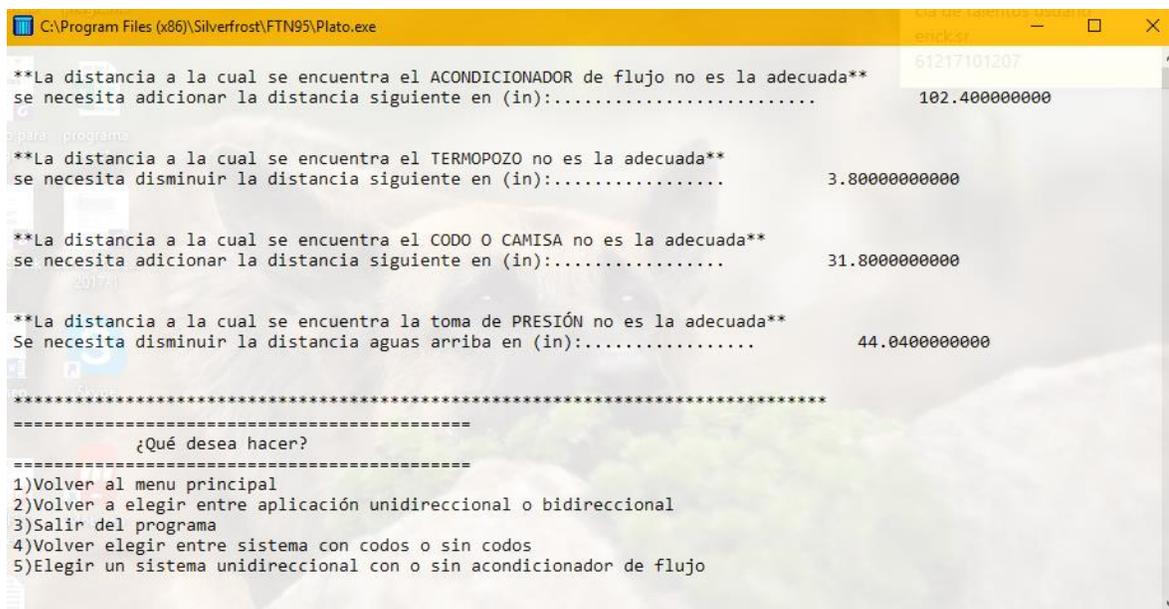


Fig. 5.20.- Imagen del programa de cómputo, apartado de instalación.

Se debe aclarar que para este análisis prueba la distancia utilizada para la colocación de las tomas de presión es de 185 in.

Como se puede notar el programa hace las observaciones pertinentes para el análisis de instalación (Fig. 5.20), las cuales son congruentes con los datos erróneamente contemplados para la instalación, y así mismo para el rubro del cálculo del gasto los resultados obtenidos por el programa son congruentes. Por lo tanto, se puede concluir que el programa funciona adecuadamente.

Una vez propuesto y explicado y así mismo probada la solución de mejora para el análisis de medidores de tipo ultrasónico, en el capítulo siguiente se tendrá especial atención en estudiar los efectos del nitrógeno para la medición de hidrocarburos gaseosos, con ayuda del programa realizado y explicado en este capítulo.

Capítulo 6. Resultados del análisis de la medición de gas.

En el capítulo anterior se explicó y se probó el programa desarrollado como herramienta de mejora para análisis, para el cálculo y el diseño de instalación de un sistema de medición con elemento primario de tipo ultrasónico, tocando varios aspectos como son el cálculo del gasto, instalación y propiedades importantes a considerar dentro de la medición de hidrocarburos.

En el presente capítulo se analizará los efectos de la concentración de nitrógeno en la corriente de gas con ayuda de la herramienta de cómputo desarrollada previamente explicada. Así mismo se planteará un caso de estudio con datos de instalación reales de campo para su análisis, con la finalidad de verificar con ayuda de la herramienta los dos parámetros planteados en la tesis presente.

6.1. Análisis de la instalación del caso.

A continuación, en la Fig. 6.1 se muestra la configuración de la instalación del sistema de medición para el caso de estudio:

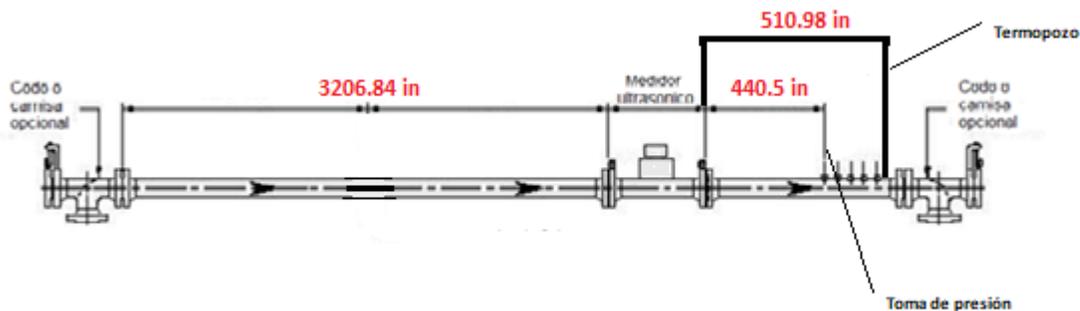


Fig. 6.1 Configuración de la instalación en campo.

Para el sistema de medición de la Fig. 6.1 se considera que la tubería tiene un diámetro de 35.24 in y se trata de una instalación para uso unidireccional. Por

consiguiente, para su análisis se utiliza la herramienta previamente explicada y se obtiene lo siguiente al ingresar los datos de las distancias de los accesorios (Tabla 6.1):

Tabla 6.1 Resultados de la recomendación para instalación.

Recomendaciones para instalación	
1.- La distancia a la cual se encuentra el termopozo no es la adecuada. Se necesita disminuir la distancia siguiente en (in):	334.78 in
2.-La distancia a la cual se encuentra el codo o camisa no es la adecuada. Se necesita disminuir la distancia aguas arriba en (in):	2502.04 in
3.-La distancia a la cual se encuentra la toma de presión no es la adecuada. Se necesita disminuir la distancia aguas arriba en (in):	299.54 in

Por lo tanto, la nueva configuración de instalación sería de la manera siguiente (Fig. 6.2):

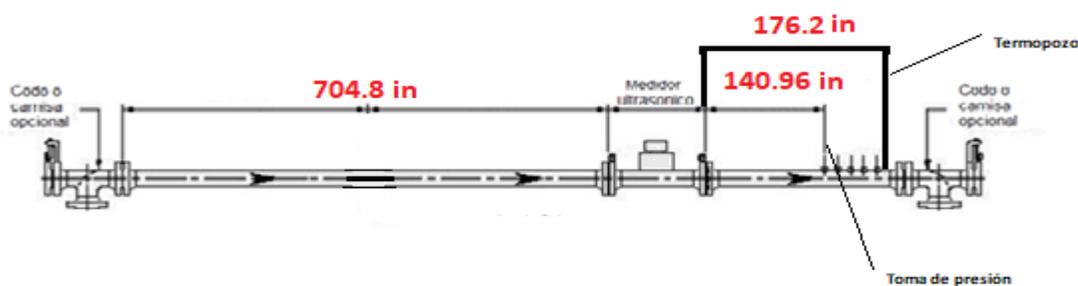


Fig. 6.2 Configuración de la instalación en campo resultante.

Se debe aclarar que, aunque las distancias de la configuración original estaban sobradas, el software está diseñado para asegurar un diseño óptimo que permita una medición sin alteraciones evitando así se asegure el perfecto funcionamiento, pero de la misma forma que la configuración resultante, ahorre espacio y gastos de inversión.

Una vez discutido el análisis de instalación se procederá a verificar el cálculo del gasto y los efectos que causa el nitrógeno si la fracción mol de este aumenta en la corriente.

6.2. Efectos en la medición de gas considerando gases no hidrocarburos (nitrógeno).

Comúnmente cuando se llega a un tiempo prolongado de explotación de un yacimiento, se inyecta nitrógeno u otro fluido compatible, para extraer el fluido de mayor interés comercial dentro del subsuelo (el aceite). Por esta razón en las líneas de flujo de gas, normalmente en la corriente, se tiene una variación considerable en la composición en fracción mol de manera continua. Al ocurrir esto, es posible que el sistema de medición que está en funcionamiento tenga errores considerables al medir el flujo de gas. Para estudiar dichos efectos a continuación se muestra un conjunto de datos utilizados para este estudio, con la finalidad de poder observar los efectos que se tienen en el sistema de medición para el cálculo del gasto y propiedades del fluido de interés (Tabla 6.2 y Tabla 6.3):

Análisis para la optimización de un medidor de gas de tipo ultrasónico.

Componentes.	(1) %mol/100	(2) %mol/100	(3) %mol/100	(4) %mol/100	(5) %mol/100	(6) %mol/100	(7) %mol/100	(8) %mol/100	(9)%mol/100
1)Nitrógeno (N ₂).	0.3	0.35	0.40	0.45	0.5	0.52749	0.6	0.65	0.7
2)Bióxido de carbono (CO ₂).	0.0177	0.0177	0.0177	0.0177	0.0177	0.0177	0.0177	0.0177	0.0177
3)Ácido sulfhídrico (H ₂ S).	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4)Metano (CH ₄).	0.54306	0.49306	0.44306	0.39306	0.34306	0.31557	0.24306	0.19306	0.14306
5)Etano (C ₂ H ₆).	0.04213	0.04213	0.04213	0.04213	0.04213	0.04213	0.04213	0.04213	0.04213
6)Propano (C ₃ H ₈).	0.03030	0.03030	0.03030	0.03030	0.03030	0.03030	0.03030	0.03030	0.03030
7)Butano normal (C ₄ H ₁₀).	0.01771	0.01771	0.01771	0.01771	0.01771	0.01771	0.01771	0.01771	0.01771
8)Iso-butano (iC ₄ H ₁₀).	0.0044	0.0044	0.0044	0.0044	0.0044	0.0044	0.0044	0.0044	0.0044
9)Pentano normal (C ₅ H ₁₂).	0.01197	0.01197	0.01197	0.01197	0.01197	0.01197	0.01197	0.01197	0.01197
10)Iso-pentano (iC ₅ H ₁₂).	0.00727	0.00727	0.00727	0.00727	0.00727	0.00727	0.00727	0.00727	0.00727
11)Hexano y más pesados (C ₆ H ₁₄).	0.02546	0.02546	0.02546	0.02546	0.02546	0.02546	0.02546	0.02546	0.02546

Tabla 6.2 Datos a utilizar para análisis de efectos del nitrógeno.

Tabla 6.3 Datos a utilizar para el análisis de los efectos del nitrógeno (2).

Datos.	Valor.
12) Presión a condiciones estándar (psia).	14.70
13) Temperatura a condiciones estándar (°R).	519.67
14) Temperatura del gas (T_r)(°R).	563.49
15) Presión de la línea (psia).	17.07
16) Diámetro interno de la tubería (in).	35.24
17) Coeficiente de expansión térmica.	0.00000961
18) Velocidad de flujo de gas (ft/s).	41.83
19) Precio del gas natural por MMBTU en pesos.	196.2

Nótese que, en los datos anteriormente mostrados (Tabla 6.2 y Tabla 6.3) , se alteró únicamente la fracción mol del nitrógeno y la composición mol de metano dejando como constantes las condiciones a las cuales se encuentra el flujo de gas en la línea y así mismo la proporción mol de los demás componentes que conforman la corriente de gas. Se debe aclarar que los datos originales corresponden a los datos puestos en rojo en la Tabla 6.3 los cuales se utilizaron como punto de partida para el presente análisis. Al utilizar los datos anteriormente mostrados en el programa implementado previamente explicado se obtuvieron los resultados siguientes (Tabla 6.4 y Tabla 6.5):

Tabla 6.4 Tabla de resultados de parámetros calculados.

Datos.	Análisis (1).	Análisis (2).	Análisis (3).	Análisis (4).	Análisis (5).	Análisis (6).	Análisis (7).	Análisis (8).	Análisis (9).
1-Factor de compresibilidad z a condiciones estándar (método de Papay):	0.996759	0.996889	0.997018	0.997147	0.997276	0.997347	0.997534	0.997661	0.997788
2-Factor de compresibilidad z a condiciones de flujo(método de Papay):	0.997129	0.997257	0.997383	0.997510	0.997635	0.997703	0.997882	0.998003	0.998123
3-Factor de compresibilidad z a condiciones estándar(método de Beggs):	0.998063	0.998137	0.998208	0.998274	0.998336	0.998369	0.998448	0.998497	0.998543
4-Factor de compresibilidad z a condiciones de flujo(método de Beggs):	1.06649	1.06522	1.06398	1.06276	1.06156	1.06091	1.05922	1.05807	1.05693
5-Factor de compresibilidad z a condiciones estándar(Abu-K.):	0.997312	0.997417	0.997520	0.997621	0.997721	0.997775	0.997915	0.998010	0.998103
6-Factor de compresibilidad z a condiciones de flujo(Abu-K.):	0.997592	0.997688	0.997783	0.997876	0.997968	0.998018	0.998148	0.998236	0.998322
7-Factor de compresibilidad z a condiciones estándar(Purvis-R.):	0.997288	0.997393	0.997496	0.997598	0.997698	0.997752	0.997893	0.997988	0.998082

Tabla 6.4 Tabla de resultados de parámetros calculados (Continuación 2).

Datos.	Análisis (1).	Análisis (2).	Análisis (3).	Análisis (4).	Análisis (5).	Análisis (6).	Análisis (7).	Análisis (8).	Análisis (9).
8-Factor de compresibilidad z a condiciones de flujo(Purvis-R.):	0.997567	0.997664	0.997759	0.997852	0.997945	0.997995	0.998125	0.998213	0.998300
9-Diámetro interno del tubo medido a 65 °F (ft):	2.93779	2.93779	2.93779	2.93779	2.93779	2.93779	2.93779	2.93779	2.93779
10-Velocidad de flujo (ft/s):	41.8300	41.8300	41.8300	41.8300	41.8300	41.8300	41.8300	41.8300	41.8300
11-Gasto volumétrico a condiciones de flujo (MMACFD):	24.4981	24.4981	24.4981	24.4981	24.4981	24.4981	24.4981	24.4981	24.4981
12-Gasto volumétrico a condiciones base (MMSCFD) (Papay):	26.2258	26.2259	26.2259	26.2260	26.2261	26.2262	26.2264	26.2266	26.2268
13-Gasto volumétrico a condiciones base (MMSCFD) formula de C.(Papay):	26.3111	26.3077	26.3044	26.3011	26.2978	26.2960	26.2913	26.2881	26.2849
14-Gasto másico a condiciones base (Papay)MMLB/D:	1.75643	1.79787	1.83932	1.88077	1.92223	1.94502	2.00514	2.04659	2.08805

Tabla 6.4 Tabla de resultados de parámetros calculados (Continuación 3).

Datos.	Análisis (1).	Análisis (2).	Análisis (3).	Análisis (4).	Análisis (5).	Análisis (6).	Análisis (7).	Análisis (8).	Análisis (9).
15-Gasto másico a condiciones base formula de C. (Papay)MMLB/D:	1.76214	1.80349	1.84482	1.88615	1.92748	1.95019	2.01009	2.05139	2.09268
16-Gasto volumétrico a condiciones base (MMSCFD) (Beggs):	24.5522	24.5834	24.6138	24.6437	24.6730	24.6889	24.7302	24.7583	24.7862
17-Gasto volumétrico a condiciones base (MMSCFD) formula de C.(Beggs):	24.5999	24.6293	24.6580	24.6863	24.7141	24.7292	24.7687	24.7956	24.8223
18-Gasto másico a condiciones base (Beggs)MMLB/D:	1.64434	1.68528	1.72626	1.76730	1.80839	1.83100	1.89075	1.93202	1.97336
19-Gasto másico a condiciones base formula de C. (Beggs)MMLB/D:	1.64753	1.68842	1.72936	1.77035	1.81140	1.83400	1.89369	1.93493	1.97624
20-Gasto volumétrico a condiciones base (MMSCFD) (Abu-K):	26.2429	26.2427	26.2425	26.2423	26.2421	26.2420	26.2417	26.2415	26.2413

Tabla 6.4 Tabla de resultados de parámetros calculados (Continuación 4).

Datos.	Análisis (1).	Análisis (2).	Análisis (3).	Análisis (4).	Análisis (5).	Análisis (6).	Análisis (7).	Análisis (8).	Análisis (9).
21-Gasto volumétrico a condiciones base (MMSCFD) formula de C.(Abu-K.):	26.3063	26.3035	26.3008	26.2981	26.2955	26.2941	26.2904	26.2885	26.2854
22-Gasto másico a condiciones base (Abu-K)MMLB/D:	1.75757	1.79903	1.84048	1.88194	1.92339	1.94618	2.00630	2.04776	2.08921
23-Gasto másico a condiciones base formula de C. (Abu-K)MMLB/D:	1.76181	1.80320	1.84457	1.88615	1.92731	1.95005	2.01003	2.05142	2.09272
24-Gasto volumétrico a condiciones base (MMSCFD) (Purvis):	26.2429	26.2427	26.2425	26.2423	26.2420	26.2419	26.2417	26.2415	26.2413
25-Gasto volumétrico a condiciones base (MMSCFD) formula de C.(Purvis):	26.3069	26.3041	26.3014	26.2987	26.2961	26.2947	26.2910	26.2885	26.2860
26-Gasto másico a condiciones base (Purvis) MMLB/D:	1.75757	1.79903	1.84048	1.88194	1.92339	1.94618	2.00630	2.04776	2.08921
27-Gasto másico a condiciones base formula de C. (Purvis)MMLB/D:	1.76186	1.80324	1.84462	1.88599	1.92735	1.95009	2.01007	2.05142	2.09277

Tabla 6.4 Tabla de resultados de parámetros calculados (Continuación 5).

Datos .	Análisis (1).	Análisis (2).	Análisis (3).	Análisis (4).	Análisis (5).	Análisis (6).	Análisis (7).	Análisis (8).	Análisis (9).
28-Gasto neto de hidrocarburo condiciones de flujo (MMSCFD):	16.7151	15.4902	14.2653	13.0403	11.8154	11.1420	9.36563	8.14073	6.91582
29-Gasto neto de hidrocarburos a condiciones base Papay (MMSCFD):	17.8939	16.5826	15.2714	13.9601	12.6489	11.9279	10.0264	8.71509	7.40381
30-Gasto neto de hidrocarburos a condiciones base Beggs (MMSCFD):	16.7520	15.5441	14.3326	13.1178	11.8998	11.2288	9.45437	8.22720	6.99714
31-Gasto neto de hidrocarburos a condiciones base Abu-K (MMSCFD):	17.9055	16.5933	15.2810	13.9688	12.6565	11.9351	10.0322	8.72005	7.40792
32-Gasto neto de hidrocarburos a condiciones base Purvis-R.(MMSCFD):	17.9055	16.5932	15.2810	13.9688	12.6565	11.9351	10.0322	8.72004	7.40792
33-Error relativo porcentual gasto volumétrico (Papay):	0.325108	0.312118	0.299114	0.286109	0.273119	0.265991	0.247262	0.234432	0.221703
34-Error relativo porcentual gasto volumétrico (Beggs):	0.194097	0.186612	0.179539	0.172874	0.166639	0.163395	0.155463	0.150510	0.145955

Análisis para la optimización de un medidor de gas de tipo ultrasónico.

Tabla 6.4 Tabla de resultados de parámetros calculados (Continuación 6).

Datos.	Análisis (1).	Análisis (2).	Análisis (3).	Análisis (4).	Análisis (5).	Análisis (6).	Análisis (7).	Análisis (8).	Análisis (9).
35-Error relativo porcentual gasto volumétrico (Abu-K):	0.241423	0.231758	0.222232	0.212857	0.203621	0.198607	0.185577	0.176754	0.168069
36-Error relativo porcentual gasto volumétrico (Purvis-R.):	0.243887	0.234186	0.224638	0.215227	0.205969	0.200933	0.187852	0.179000	0.170286
37-Error relativo porcentual gasto másico (Papay):	0.325106	0.312121	0.299112	0.286111	0.273120	0.265997	0.247273	0.234424	0.221708
38-Error relativo porcentual gasto másico (Beggs):	0.194095	0.186608	0.179540	0.172875	0.166640	0.163396	0.155466	0.150509	0.145955
39-Error relativo porcentual gasto másico (Abu-K):	0.241427	0.231756	0.222235	0.212861	0.203625	0.198606	0.185584	0.176751	0.168063
40-Error relativo porcentual gasto másico (Purvis):	0.243890	0.234188	0.224638	0.215230	0.205968	0.200934	0.187842	0.178998	0.170288
41-Precio por día valor de campo Beggs (\$/día):	4.679399E+06	4.440956E+06	4.201829E+06	3.962049E+06	3.721643E+06	3.589210E+06	3.239044E+06	2.996887E+06	2.754176E+06
42-Precio por día valor de campo Papay (\$/día):	5.004904E+06	4.743606E+06	4.482376E+06	4.221216E+06	3.960125E+06	3.816607E+06	3.438152E+06	3.177269E+06	2.916454E+06

Tabla 6.4 Tabla de resultados de parámetros calculados (Continuación 7).

Datos.	Análisis (1).	Análisis (2).	Análisis (3).	Análisis (4).	Análisis (5).	Análisis (6).	Análisis (7).	Análisis (8).	Análisis (9).
43-Precio por día valor de campo Abu-K. (\$/día):	5.003988E+06	4.742845E+06	4.481764E+06	4.220744E+06	3.959784E+06	3.816333E+06	3.438037E+06	3.177247E+06	2.916512E+06
44-Precio por día valor de campo Purvis-R. (\$/día):	5.004107E+06	4.742956E+06	4.481868E+06	4.220841E+06	3.959875E+06	3.816420E+06	3.438113E+06	3.177317E+06	2.916575E+06
45-Precio por día valor de exacto Beggs (\$/día):	4.670335E+06	4.432684E+06	4.194299E+06	3.955211E+06	3.715452E+06	3.583355E+06	3.234016E+06	2.992383E+06	2.750162E+06
46-Precio por día valor de exacto Papay (\$/día):	4.988685E+06	4.728846E+06	4.469009E+06	4.209173E+06	3.949339E+06	3.806482E+06	3.429671E+06	3.169838E+06	2.910003E+06
47-Precio por día valor exacto Abu-K (\$/día):	4.991936E+06	4.731878E+06	4.471826E+06	4.211779E+06	3.951737E+06	3.808768E+06	3.431668E+06	3.171641E+06	2.911618E+06
48-Precio por día valor exacto Purvis-R. (\$/día):	4.991932E+06	4.731875E+06	4.471823E+06	4.211777E+06	3.951735E+06	3.808767E+06	3.431667E+06	3.171640E+06	2.911617E+06
49-Ahorro Beggs (\$/día):	9064.97	8271.92	7530.39	6837.54	6191.39	5855.03	5027.70	4503.85	4014.00

Tabla 6.4 Tabla de resultados de parámetros calculados (Continuación 8).

Datos.	Análisis (1).	Análisis (2).	Análisis (3).	Análisis (4).	Análisis (5).	Análisis (6).	Análisis (7).	Análisis (8).	Análisis (9).
50-Ahorro Papay (\$/dia):	16218.6	14759.6	13367.4	12042.8	10786.4	10124.9	8480.28	7431.10	6451.57
51-Ahorro Abu-K (\$/dia):	12051.7	10966.5	9937.81	8965.08	8046.57	7564.47	6368.38	5606.00	4893.54
52-Ahorro Purvis-R. (\$/dia):	12174.7	11081.4	10045.4	9064.88	8139.34	7653.06	6446.45	5677.24	4958.09
53-Densidad del gas (lb/ft3):	6.697315E-02	6.855343E-02	7.013371E-02	7.171398E-02	7.329427E-02	7.416311E-02	7.645483E-02	7.803509E-02	7.961538E-02
54-Limite de inflamabilidad inferior %:	5.36625	5.67055	6.01143	6.39592	6.83295	7.09966	7.91454	8.59477	9.40294
55-Limite de inflamabilidad superior %:	19.4428	20.7902	22.3383	24.1354	26.2470	27.5734	31.8138	35.5877	40.3776
56-Viscosidad del gas (cp):	1.057225E-02	1.049026E-02	1.040972E-02	1.033062E-02	1.025291E-02	1.021077E-02	1.010152E-02	1.002777E-02	9.955280E-03

Tabla 6.4 Tabla de resultados de parámetros calculados (Continuación 9).

Datos .	Análisis (1).	Análisis (2).	Análisis (3).	Análisis (4).	Análisis (5).	Análisis (6).	Análisis (7).	Análisis (8).	Análisis (9).
57-Poder calorífico Neto (BTU/ft3):	882.103	836.633	791.163	745.693	700.223	675.224	609.283	563.813	518.343
58-Presión de vapor Reid (psia):	2756.42	2506.42	2256.42	2006.42	1756.42	1618.97	1256.42	1006.42	756.416
59-Poder calorífico Bruto (BTU/ft3):	969.522	919.022	868.522	818.022	767.522	739.758	666.522	616.022	565.522
60-Peso molecular aparente(PMA):	25.3656	25.9641	26.5627	27.1612	27.7597	28.0888	28.9568	29.5553	30.1538
61-Densidad relativa:	0.875809	0.896475	0.917140	0.937805	0.958471	0.969833	0.999802	1.02047	1.04113
62-Temperatura pseudocrítica del gas:	443.050	449.308	455.556	461.793	468.020	471.438	480.440	486.635	492.818
63-Presión pseudocrítica del gas:	690.373	689.310	688.214	687.087	685.927	685.276	683.512	682.256	680.969

Tabla 6.4 Tabla de resultados de parámetros calculados (Continuación 10).

Datos.	Análisis (1).	Análisis (2).	Análisis (3).	Análisis (4).	Análisis (5).	Análisis (6).	Análisis (7).	Análisis (8).	Análisis (9).
64-Temperatura pseudocrítica del gas corregida:	366.634	360.392	354.140	347.877	341.604	338.150	329.024	322.719	316.402
65-Presión pseudocrítica del gas corregida:	647.161	637.598	628.002	618.375	608.715	603.391	589.300	579.544	569.757
66-Temperatura pseudoreducida (condiciones estándar):	1.41741	1.44196	1.46741	1.49383	1.52127	1.53680	1.57943	1.61029	1.64243
67-Presión pseudoreducida (condiciones estándar):	2.271459E-02	2.305529E-02	2.340756E-02	2.377200E-02	2.414923E-02	2.436233E-02	2.494485E-02	2.536475E-02	2.580049E-02
68-Temperatura pseudoreducida (condiciones de flujo):	1.53693	1.56355	1.59115	1.61980	1.64954	1.66639	1.71261	1.74607	1.78093
69-Presión pseudoreducida (condiciones de flujo):	2.637674E-02	2.677237E-02	2.718144E-02	2.760462E-02	2.804268E-02	2.829013E-02	2.896657E-02	2.945418E-02	2.996016E-02

Observaciones de análisis del programa.									
Observaciones.	Análisis de Cromatografía (1).	Análisis de Cromatografía (2).	Análisis de Cromatografía (3).	Análisis de Cromatografía (4).	Análisis de Cromatografía (5).	Análisis de Cromatografía (6).	Análisis de Cromatografía (7).	Análisis de Cromatografía (8).	Análisis de Cromatografía (9).
Observación (1).	El valor de densidad relativa de la corriente de gas no cumple para el uso del medidor tipo ultrasónico con respecto al reporte AGA 8, el valor de densidad relativa debe estar entre $.554 < Gr < 0.87$. Se recomienda realizar un ajuste en la instalación o tratamiento del gas para su correcto funcionamiento con respecto a la especificación (1,2,3,4,5,6,7,8,9).								
Observación (2).	El valor en por ciento mol de butanos contenido en la corriente de gas no corresponde a la cantidad recomendada por el reporte AGA 8 para el uso de medidores ultrasónicos; se recomienda que este sea menor. (1,2,3,4,5,6,7,8,9).								
Observación (3).	El valor en por ciento mol de pentanos contenido en la corriente de gas no corresponde a la cantidad recomendada por el reporte AGA 8 para el uso de medidores ultrasónicos; se recomienda que este sea menor.(1,2,3,4,5,6,7,8,9).								
Observación (4).	El valor en por ciento mol de hexanos contenido en la corriente de gas no corresponde a la cantidad recomendada por el reporte AGA 8 para el uso de medidores ultrasónicos; se recomienda que este sea menor. (1,2,3,4,5,6,7,8,9).								
Observación (5).	El valor en por ciento mol de nitrógeno contenido en la corriente de gas no corresponde a la cantidad recomendada por el reporte AGA 8 para el uso de medidores ultrasónicos; se recomienda que este sea menor (6,7,8,9).								
Observación (6).	El valor en por ciento mol de metano contenido en la corriente de gas no corresponde a la cantidad recomendada por el reporte AGA 8 para el uso de medidores ultrasónicos; se recomienda que este sea superior (3,4,5,6,7,8,9).								

Tabla 6.5 Tabla de resultados de observaciones.

En las Tablas 6.4 y 6.5 se muestran los resultados obtenidos por el programa. Por un lado, se tiene un resumen de los cálculos obtenidos en detalle (Tabla 6.4) y por otro, se tienen las recomendaciones establecidas por el software (Tabla 6.5) que permiten al usuario adecuar o corregir los problemas detectados por las recomendaciones hechas para el uso de medidores ultrasónicos para la medición de gas discutidos con anterioridad. Cabe señalar que para efectos prácticos en esta parte del presente trabajo se pide al lector poner especial atención al análisis de las propiedades y resultados de cálculos y su afectación por la alteración de las proporciones de metano y nitrógeno, y así mismo a los resultados de análisis que se obtuvieron con el conjunto de datos puestos en rojo en la Tabla 6.2. (Los resultados de análisis se muestran en rojo en la tabla 6.4 y 6.5).

Como se puede visualizar al utilizar los datos correspondientes a los datos originales para el análisis se tienen los resultados siguientes (datos resaltados en rojo en la tabla 6.2):

- El valor de densidad relativa de la corriente de gas no cumple para el uso del medidor tipo ultrasónico con respecto al reporte AGA 8, el valor de densidad relativa debe estar entre $.554 < Gr < 0.87$. Se recomienda realizar un ajuste en la instalación o tratamiento del gas para su funcionamiento correcto con respecto a la especificación.
- El valor en porcentaje mol de butanos contenido en la corriente de gas, no corresponde a la cantidad recomendada por el reporte AGA 8 para el uso de medidores ultrasónicos se recomienda que este sea menor.
- El valor en porcentaje mol de pentanos contenido en la corriente de gas, no corresponde a la cantidad recomendada por el reporte AGA 8 para el uso de medidores ultrasónicos se recomienda que este sea menor.
- El valor en porcentaje mol de hexanos contenido en la corriente de gas, no corresponde a la cantidad recomendada por el reporte AGA 8 para el uso de medidores ultrasónicos se recomienda que este sea menor.

- El valor en porcentaje mol de nitrógeno contenido en la corriente de gas, no corresponde a la cantidad recomendada por el reporte AGA 8 para el uso de medidores ultrasónicos se recomienda que este sea menor
- El valor en porcentaje mol de metano contenido en la corriente de gas, no corresponde a la cantidad recomendada por el reporte AGA 8 para el uso de medidores ultrasónicos; se recomienda que este sea superior para la implementación de este tipo de medidor.

Por lo que si se desea tener un adecuado funcionamiento el operador debe buscar cumplir con estos estándares, si se desea utilizar medidores de tipo ultrasónico o de otra forma, buscar usar otra tecnología de medición.

Cabe señalar que en la práctica estudios previamente efectuados demuestran que la cantidad de gases no hidrocarburos como el nitrógeno en ocasiones puede causar ruido en las ondas emitidas por el medidor ultrasónico, que a su vez ocasionan alteraciones en la velocidad calculada por el propio elemento primario, si la proporción mol de gases no hidrocarburos no se controla o adecua para su uso.

A continuación, se muestran algunas graficas comparativas (obtenidas por el programa de cómputo), en donde se puede observar el comportamiento de distintos parámetros calculados, alterando los datos mediante el aumento y disminución de la proporción mol de nitrógeno de la corriente de gas y la proporción mol de metano:

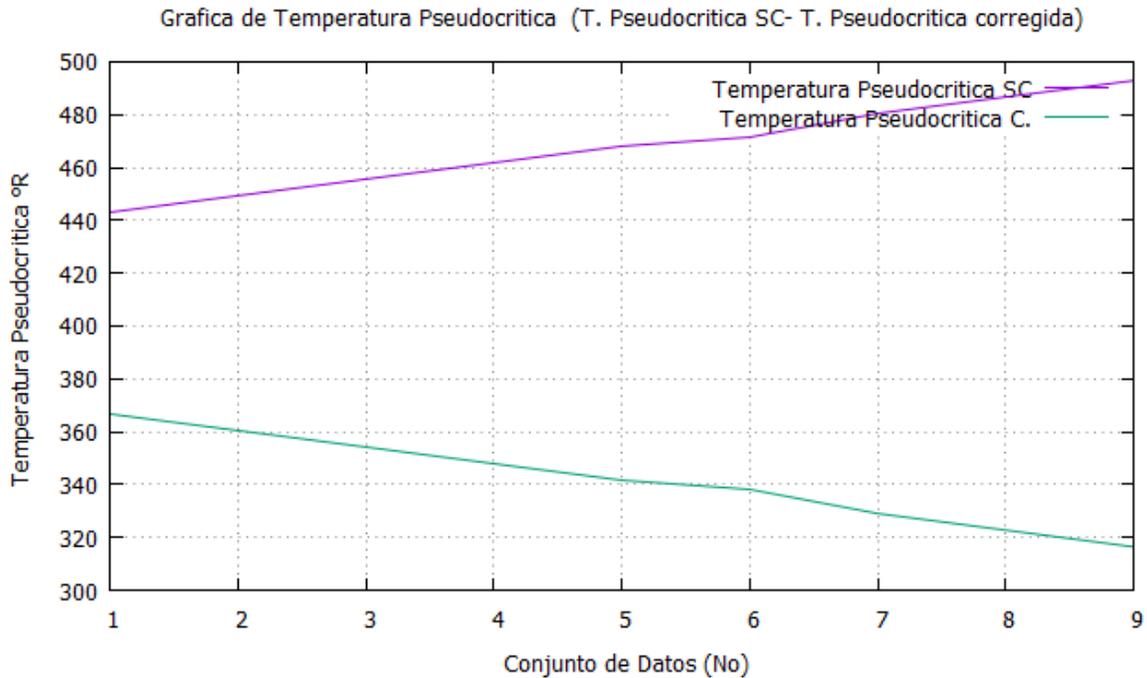


Fig. 6.3- Gráfica comparativa en Gnuplot de temperatura pseudocrítica corregida vs. temperatura pseudocrítica sin corregir.

En la Fig. 6.3 se muestra una gráfica que ilustra el comportamiento de la temperatura pseudocrítica no corregida por presencia de gases no hidrocarburos (línea morada) y por otro lado la temperatura pseudocrítica corregida (línea verde). Como se puede notar, a medida que aumenta la cantidad de nitrógeno y disminuye la cantidad de metano, la temperatura pseudocrítica corregida disminuye y por otro lado se observa que la temperatura no corregida aumenta, por lo que es posible que, al no realizar las respectivas correcciones, este parámetro acumule un error significativo en los cálculos resultantes.

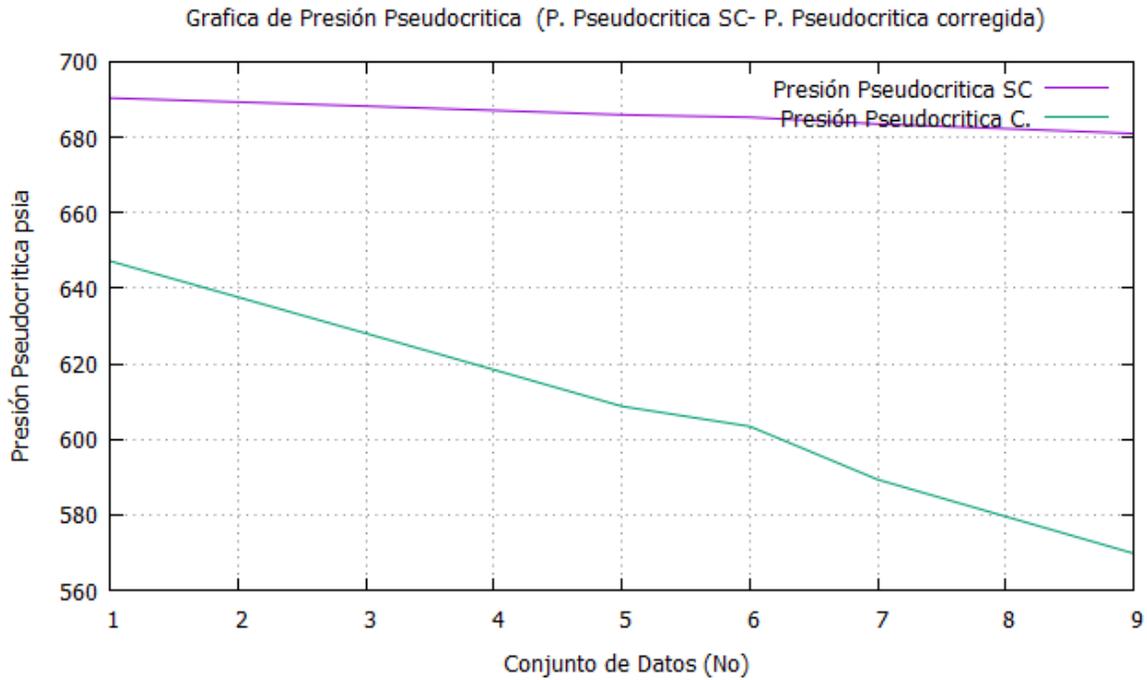


Fig. 6.4 Gráfica en Gnuplot de la presión pseudocrítica corregida y sin corregir.

En la Fig. 6.4 se muestra una gráfica comparativa de la presión pseudocrítica corregida y sin corregir. En ella se puede visualizar que el valor corregido (línea verde) disminuye considerablemente a medida que aumenta la cantidad de gas no hidrocarburo y se aleja totalmente del valor no corregido (línea morada) y aquí, su importancia, ya que si no se corrige este parámetro (al igual que el de temperatura pseudocrítica) es posible tener errores en el cálculo de z y consecuentemente en el cálculo del gasto.

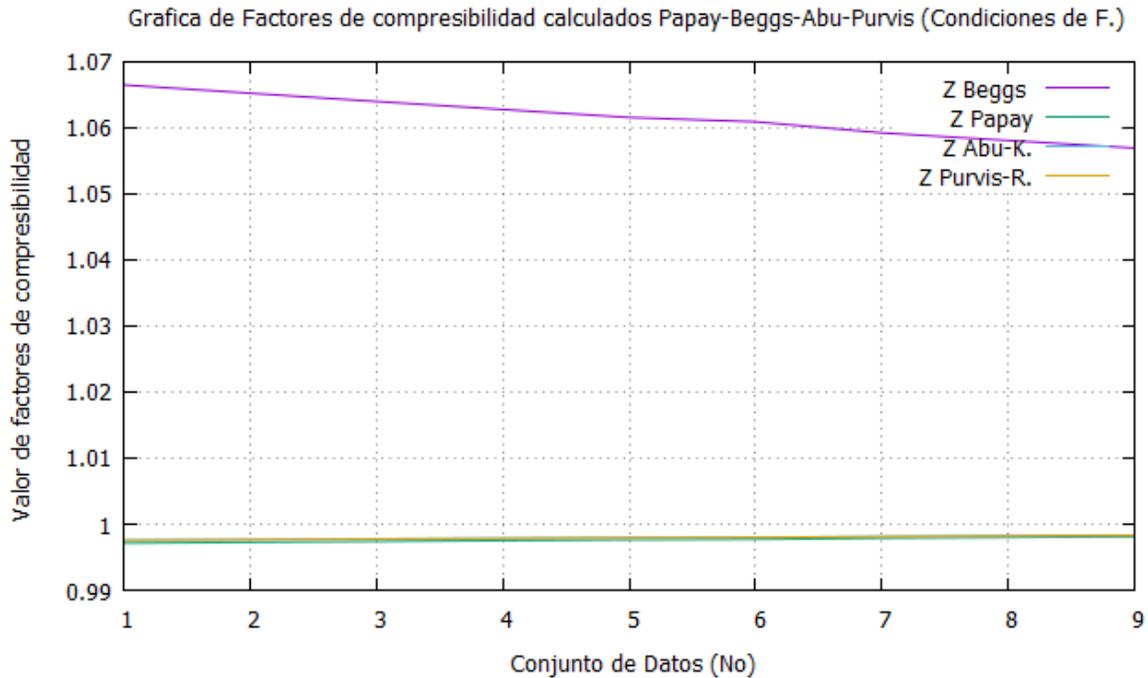


Fig. 6.5 Gráfica comparativa en Gnuplot de factores z de compresibilidad a condiciones de flujo.

En la Fig. 6.5 se muestra el comportamiento de los factores de compresibilidad a condiciones de flujo con diferentes correlaciones (métodos directos e iterativos). Nótese que los factores de compresibilidad calculados por la correlación de Beggs presenta mayor desviación al cambiar las proporciones mol de nitrógeno y metano, y así mismo presenta cambios en las propiedades mismas que permiten su cálculo (propiedades pseudocríticas y pseudoreducidas). Por otro lado, se tiene los factores de compresibilidad calculados por las correlaciones de Papay, Abu-K y Purvis-R en los cuales se puede observar en la misma gráfica (Fig. 6.5) una variación insignificante en comparación a los factores calculados con la correlación de Beggs. También se puede observar que los valores de z que se obtienen con estas correlaciones son muy parecidos (valores que están entre .99).

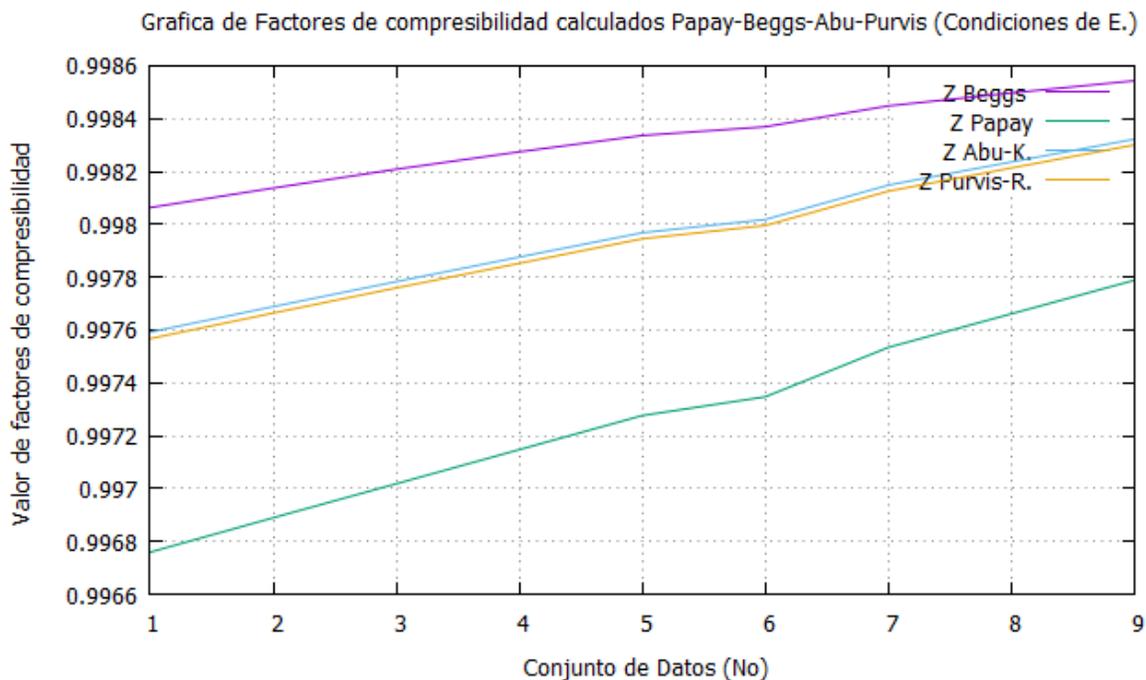


Fig. 6.6- Gráfica comparativa en Gnuplot de factores z de compresibilidad a condiciones estándar.

En la Fig. 6.6 se muestra una gráfica comparativa de los factores de compresibilidad calculados a condiciones estándar por las correlaciones de Papay, Beggs, Purvis-R. y Abu-K. Dentro del valor numérico se puede observar que solo las correlaciones de Purvis-R. y Abu-K. se asemejan, desviándose totalmente de los valores obtenidos por las correlaciones de Papay y Beggs.

Se debe mencionar que sí, estrictamente se desea calcular de manera correcta los factores de compresibilidad del gas con respecto a la normatividad actual, el software utilizado en el computador de flujo debe tener adicionalmente programado el método estipulado en el reporte AGA No. 8, en el cual, se especifica a detalle la forma que debe calcularse los factores de compresibilidad.

Sin embargo, el programa propuesto es una buena herramienta que sustenta los valores de z variando propiedades y dando la posibilidad de que este software pueda ser instalado en un computador de flujo que adicionalmente contenga la ayuda esencial de un cromatógrafo de gas de alta sensibilidad junto con sensores de temperatura y presión con la misma característica. De esta forma se puede lograr una medición óptima con reportes volumétricos con mayor sustento y confiabilidad.

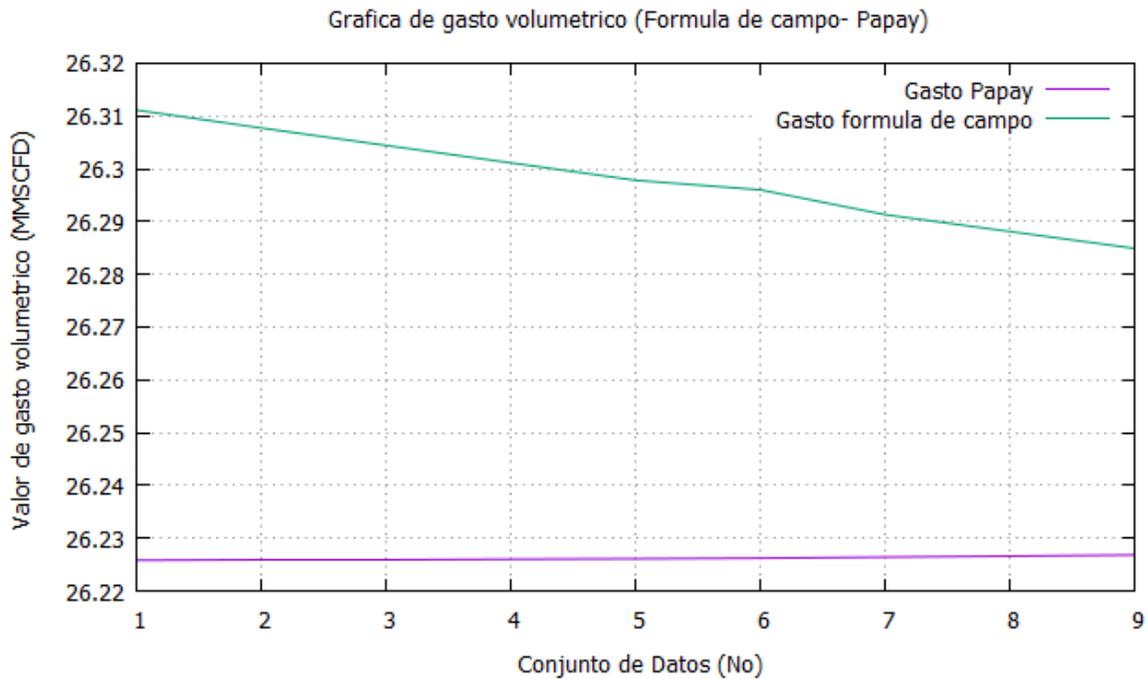


Fig. 6.7- Gráfica comparativa en Gnuplot de gastos volumétricos formula de campo vs Papay.

En la Fig. 6.7 se muestra una gráfica comparativa de los gastos calculados por el método comúnmente utilizado en campo y el método adecuado, en donde se empleó la correlación de Papay para el cálculo de z (en uno y otro método). Como se muestra al utilizar el método de campo se puede notar que existe una variación significativa al variar la composición mol de nitrógeno (línea verde). Por otro lado, al utilizar el método correcto (línea morada) para el cálculo del gasto a condiciones base, se puede notar que la desviación del resultado no varía en comparación con el método utilizado en campo a medida que aumenta la cantidad de gas no hidrocarburo. Sin embargo, se debe aclarar que el resultado obtenido en uno u otro método (Formula exacta y de campo) es totalmente diferente.

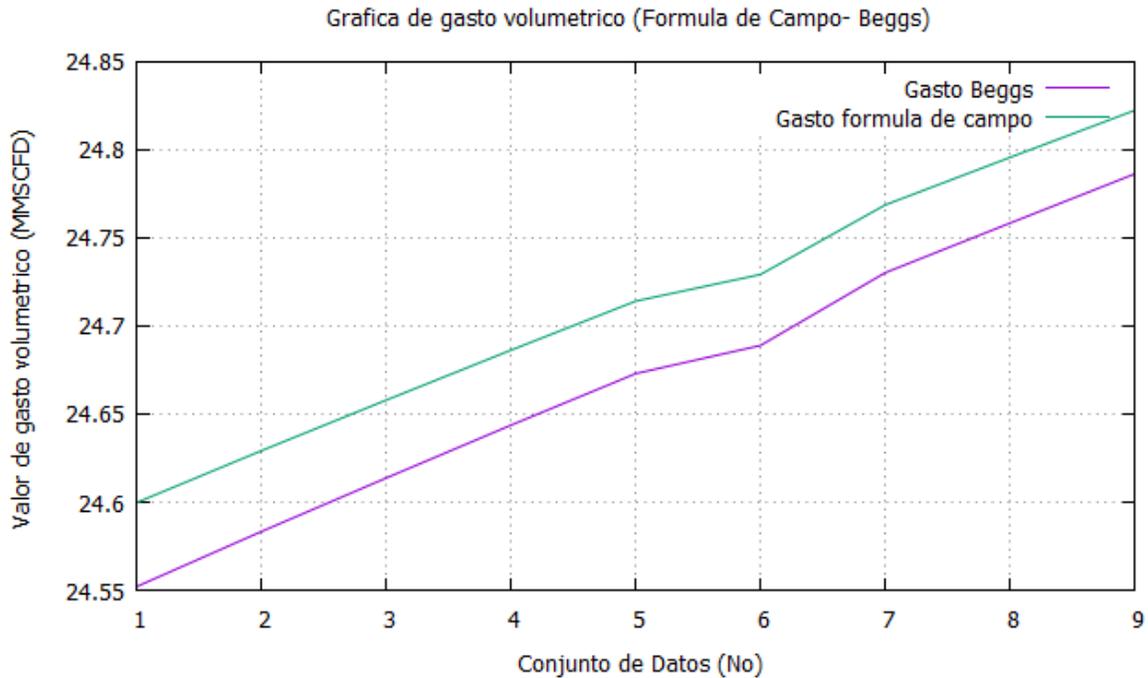


Fig. 6.8- Gráfica comparativa en Gnuplot de gastos volumétricos formula de campo vs Beggs.

En la Fig. 6.8 se muestra de forma comparativa el gasto volumétrico calculado por el método comúnmente utilizado en campo y el método correcto, empleando para el cálculo de los factores de compresibilidad del gas la correlación de Beggs para ambos casos. En la gráfica se puede notar que los resultados del programa muestran tendencias similares utilizando uno u otro método, pero se debe recalcar que al utilizar la fórmula correcta (línea morada) el gasto calculado es mucho menor al gasto reportado por el método de campo.

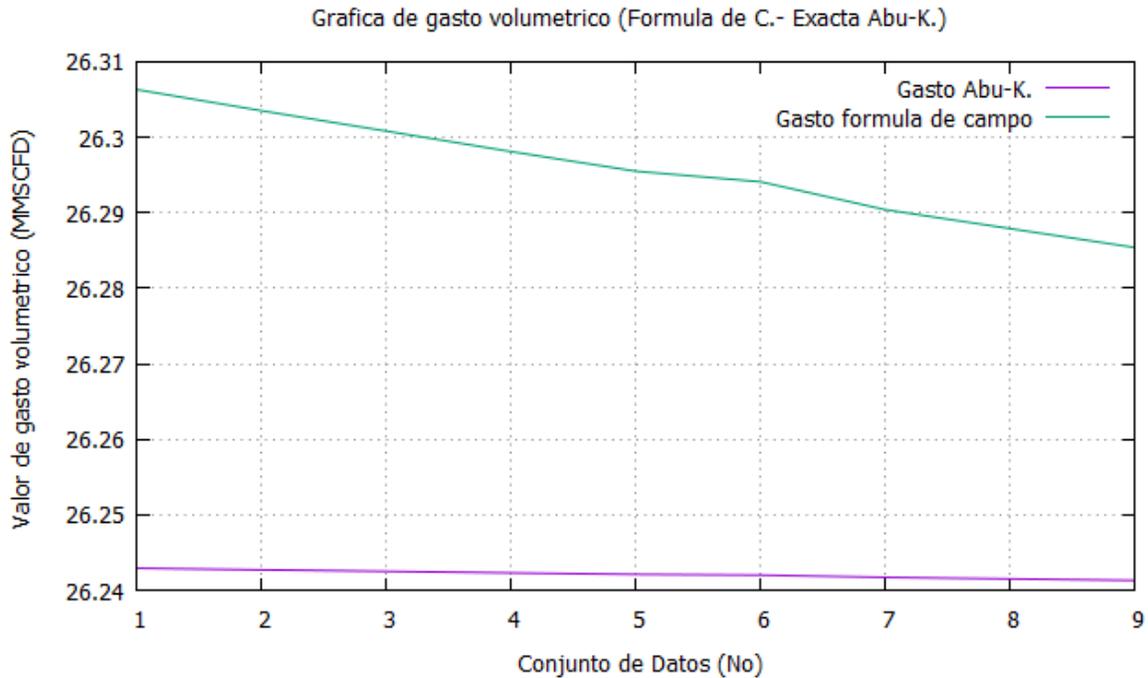


Fig. 6.9- Gráfica comparativa en Gnuplot de gasto volumétrico con formula de campo y método exacto (Abu-K.).

La Fig. 6.9 muestra una gráfica que esquematiza los gastos resultantes utilizando para el cálculo de z la correlación de Abu-K.; Por un lado, en la línea morada se tienen los gastos calculados por el método exacto y, por otro lado, en la línea verde, se muestra el gasto calculado por el método de campo. Los valores numéricos de gasto de cada análisis (1,2,3,4,5,6,7,8 y 9) por el método de campo, son mayores a los calculados por el método exacto, siendo esto indicio de una variación que a largo plazo podría resultar como una afectación millonaria para el operador petrolero (si se tratara el caso de la comercialización de gas natural).

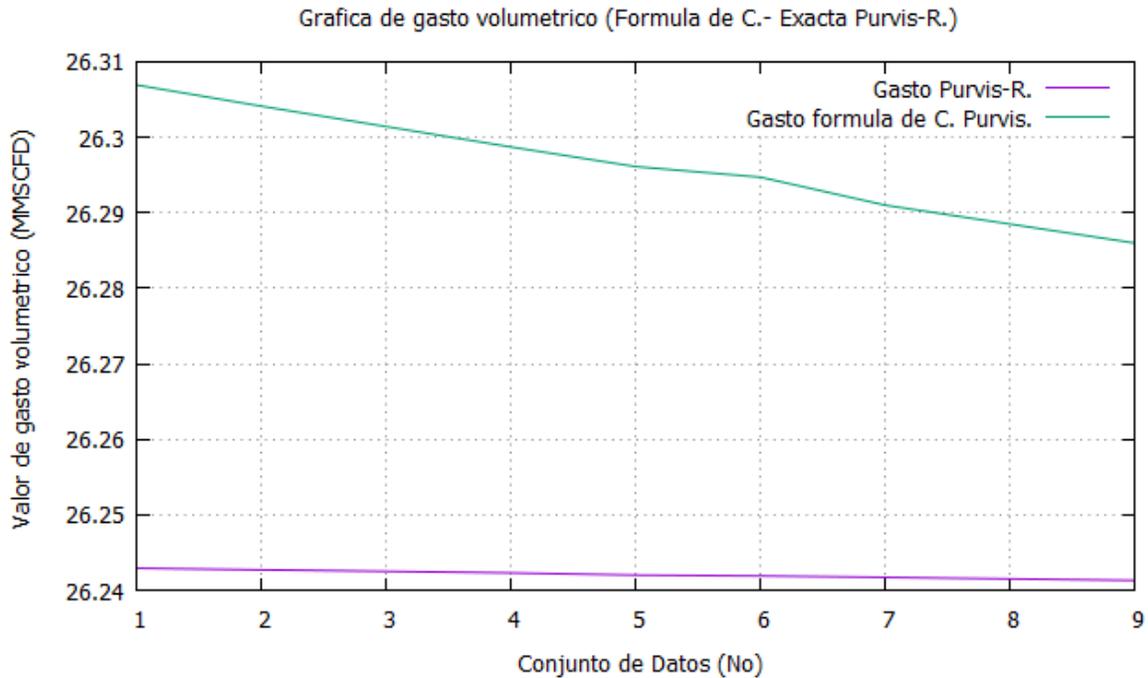


Fig. 6.10- Gráfica comparativa en Gnuplot de gasto volumétrico con formula de campo y método exacto (Purvis-R.).

La Fig. 6.10 ilustra una gráfica comparativa de los gastos obtenidos utilizando para el cálculo de z la correlación de Purvis-R.; Por un lado, se tiene el método exacto (línea morada) y por otro lado se tiene el método utilizado en campo (línea verde). Se puede notar que los valores correspondientes de gasto para cada conjunto de datos en la línea verde (método de campo) son superiores a los valores presentados en la línea morada (método exacto) y que a medida que aumenta la cantidad de gas no hidrocarburo ambas líneas descienden en su valor numérico.

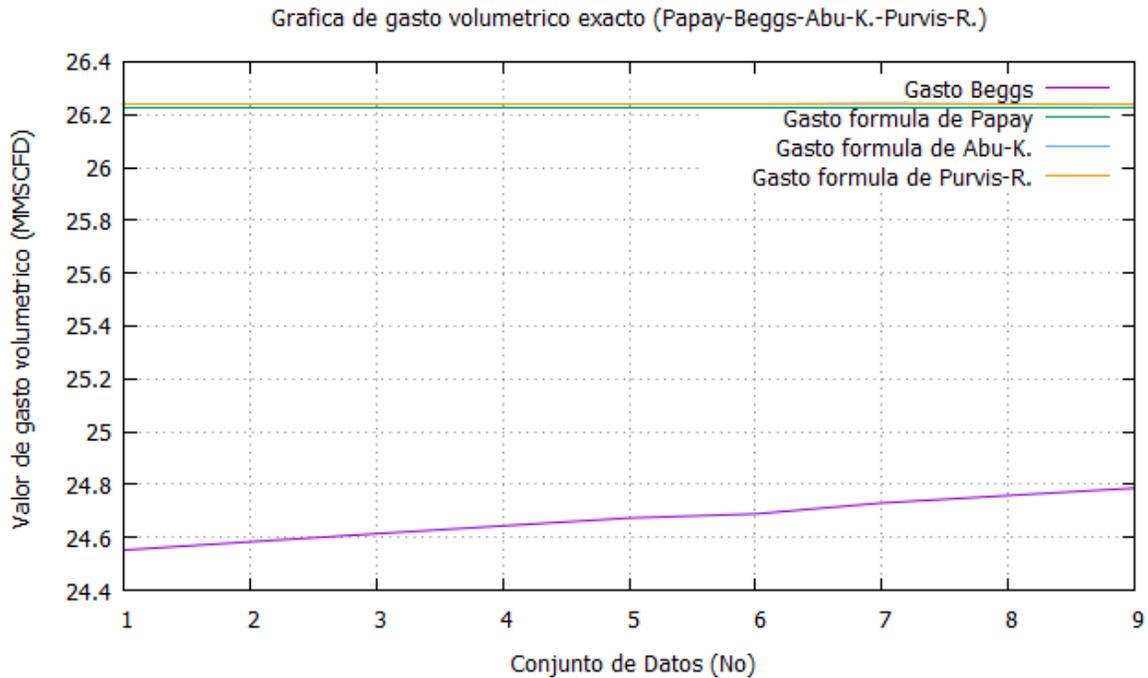


Fig. 6.11- Gráfica comparativa en Gnuplot de gastos volumétricos Papay –Beggs-Abu-K.-Purvis-R. método exacto.

En la Fig. 6.11 se muestra una gráfica comparativa de los gastos calculados utilizando para el cálculo de los factores de compresibilidad del gas diferentes correlaciones anteriormente mencionadas (Papay, Beggs, Abu-K y Purvis-R). En esta gráfica se puede visualizar en forma general que los resultados correspondientes a los gastos calculados utilizando para el cálculo de z las correlaciones de Papay, Abu-K. y Purvis-R. son muy parecidos y con muy poca desviación, en comparación al gasto calculado utilizando la correlación de Beggs para el cálculo de z .

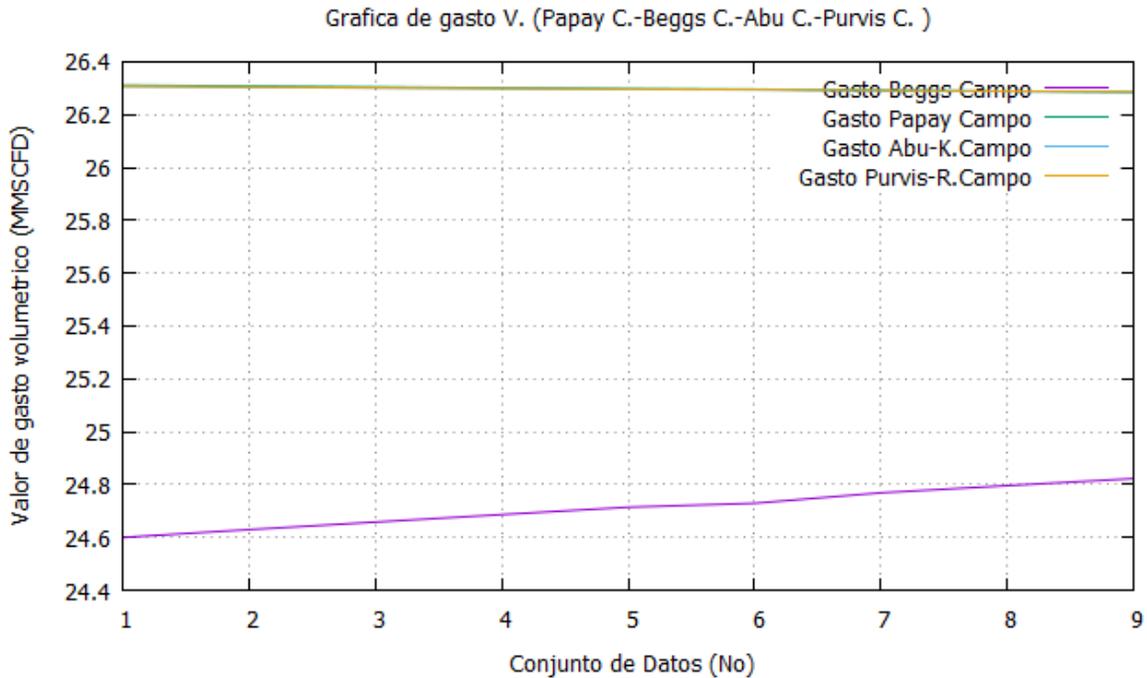


Fig. 6.12- Gráfica comparativa en Gnuplot de gastos volumétricos Papay –Beggs-Abu-K.-Purvis-R. método de campo.

En la Fig. 6.12 se muestra de forma general los gastos calculados con las diferentes correlaciones anteriormente mencionadas. Se observa que al utilizar la fórmula de campo con ayuda de las cuatro diferentes correlaciones para el cálculo de z , se presenta una diferencia significativa en el cálculo del gasto entre las correlaciones de Beggs y correlaciones de Papay , Abu- K. y Purvis-R. . Adicionalmente, se puede visualizar que los gastos calculados por la correlación de Beggs ascienden a medida que aumenta la proporción de la cantidad de gas no hidrocarburo y por otro lado en las demás correlaciones el valor permanece casi constante y es muy similar numéricamente.

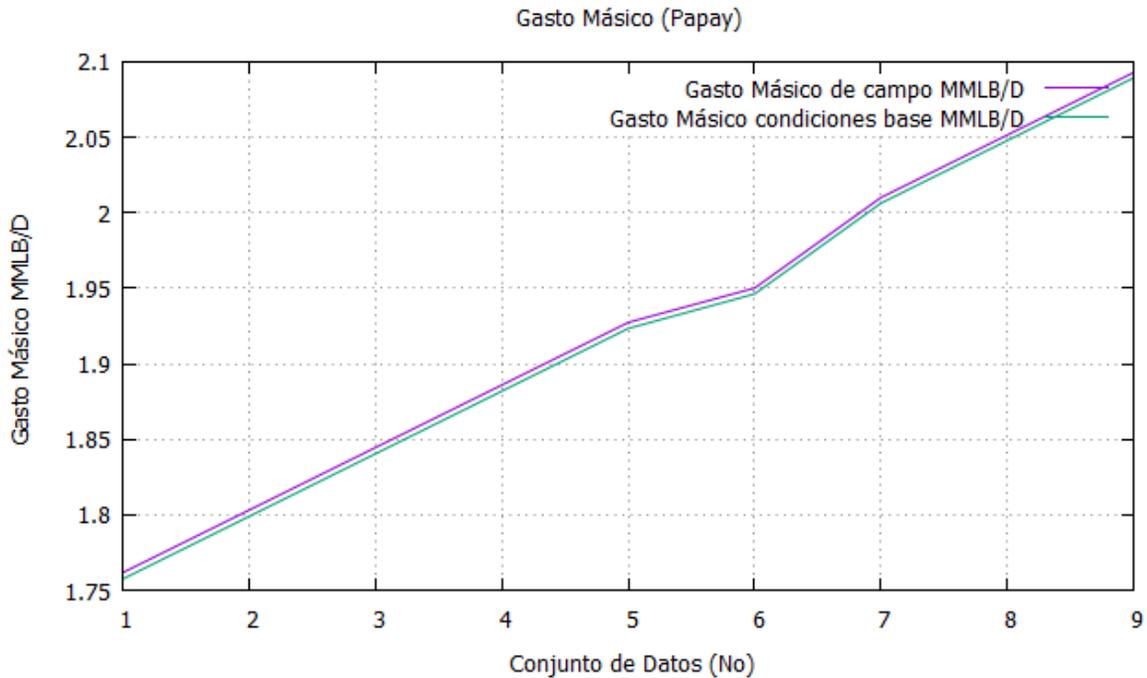


Fig. 6.13- Gráfica comparativa en Gnuplot de gastos máxicos método de campo y método exacto (Papay) .

En la Fig. 6.13 se ilustra una gráfica comparativa de los gastos máxicos calculados a partir de la forma exacta y la fórmula de campo (utilizando para esto la correlación de Papay para el cálculo de z). Se puede visualizar que ambos métodos al aumentar la fracción de gas no hidrocarburo presentan la misma tendencia de forma gráfica. Sin embargo, el resultado a condiciones base partiendo de la fórmula exacta (línea azul) numéricamente es mucho menor al valor obtenido con el método de campo (línea morada).

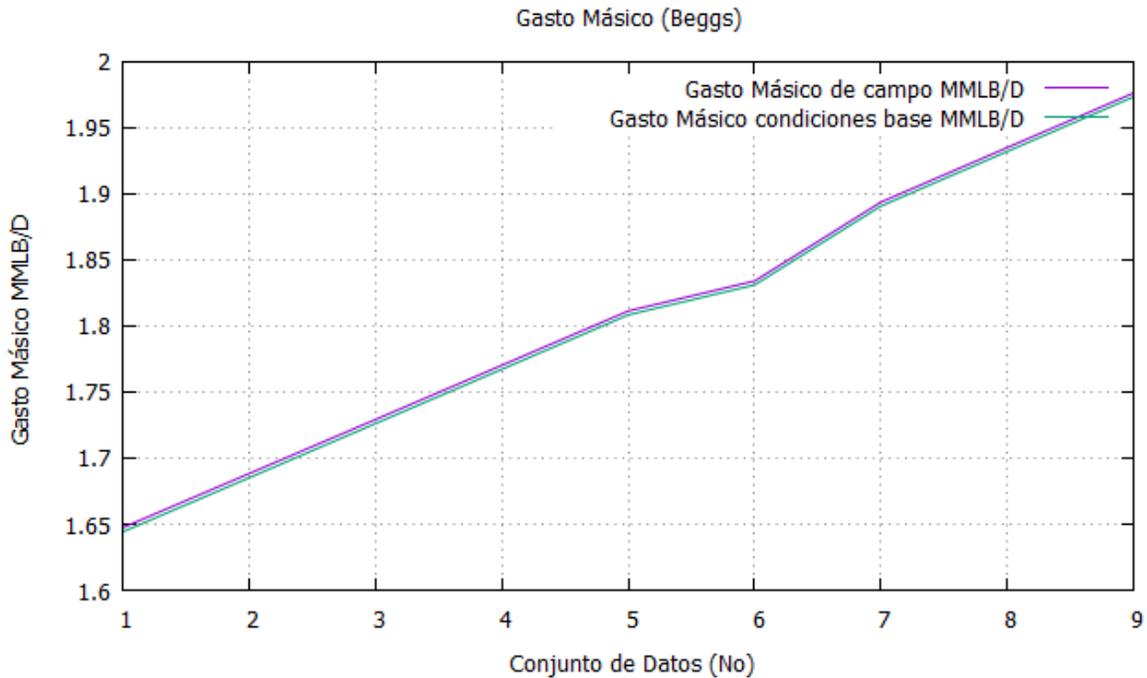


Fig. 6.14- Gráfica comparativa en Gnuplot de gastos máxicos método de campo y método exacto (Beggs) .

En la Fig. 6.14 de manera muy similar a la Fig. 6.13 se ilustra una gráfica comparativa de los gastos máxicos calculados a partir de la forma exacta y la fórmula de campo (utilizando para esto la correlación de Beggs para el cálculo de z). Se puede visualizar que ambos métodos al aumentar la fracción de gas no hidrocarburo presentan la misma tendencia de forma gráfica. Sin embargo, el resultado a condiciones base partiendo de la fórmula exacta (línea azul) numéricamente es mucho menor al valor obtenido con el método de campo (línea morada).

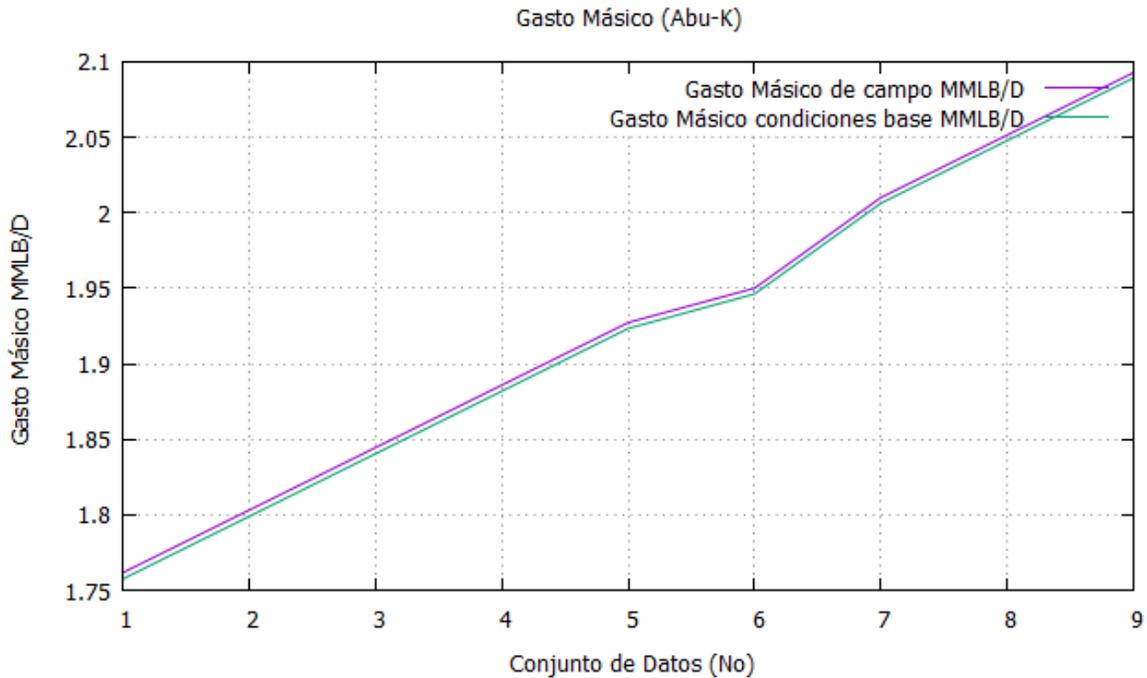


Fig. 6.15- Gráfica comparativa en Gnuplot de gastos máxicos método de campo y método exacto (Abu-K).

En la Fig. 6.15 de manera muy similar a la Fig. 6.14 se ilustra una gráfica comparativa de los gastos máxicos calculados a partir de la fórmula exacta y la fórmula de campo para la obtención de gastos volumétricos (utilizando para esto la correlación de Abu-K. para el cálculo de z). Se puede visualizar que ambos métodos al aumentar la fracción de gas no hidrocarburo presentan la misma tendencia de forma gráfica. Sin embargo, el resultado a condiciones base partiendo de la fórmula exacta (línea azul) numéricamente es mucho menor al valor obtenido con el método de campo (línea morada). Otra observación precisa es que los valores obtenidos de gastos máxicos por el programa, para el mismo conjunto de datos, son muy similares a los obtenidos utilizando para el cálculo de z la correlación de Papay, lo que hace que la gráfica mostrada consecuentemente presente valores muy similares a la Fig. 6.13.

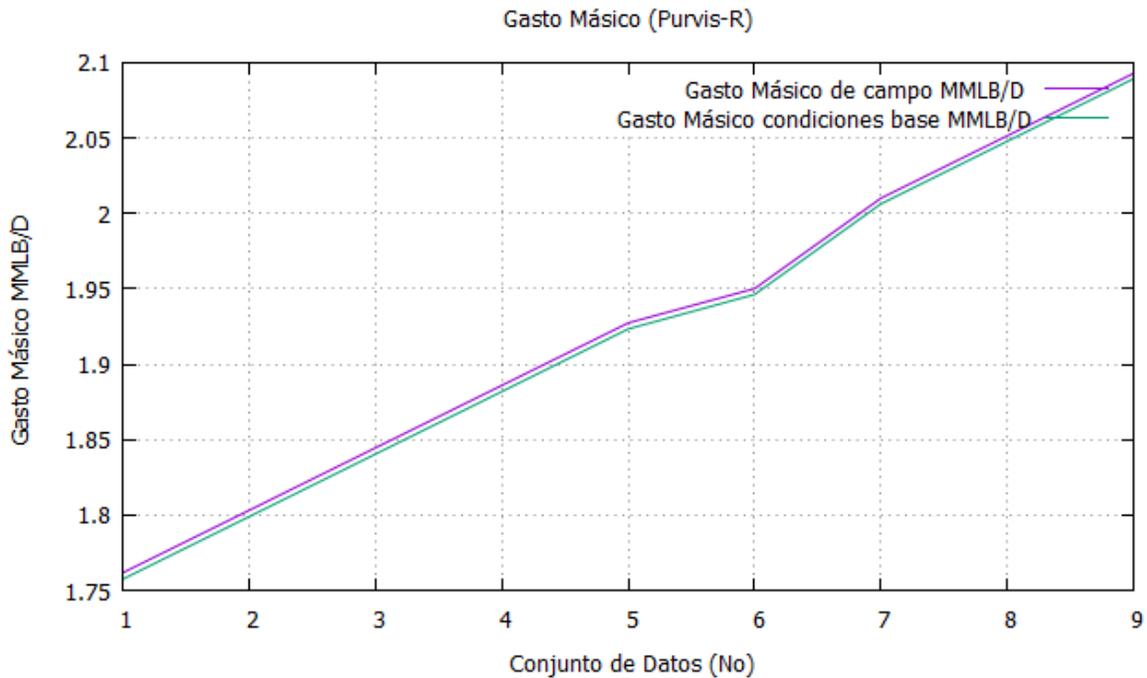


Fig. 6.16- Gráfica comparativa en Gnuplot de gastos máxicos método de campo y método exacto (Purvis).

En la Fig. 6.16 de manera muy similar a la Fig. 6.15 se ilustra una gráfica comparativa de los gastos máxicos calculados a partir de la fórmula exacta y la fórmula de campo para la obtención de gastos volumétricos (utilizando para esto la correlación de Purvis-R. para el cálculo de z). Se puede visualizar que ambos métodos al aumentar la fracción de gas no hidrocarburo presentan la misma tendencia de forma gráfica. Sin embargo, el resultado a condiciones base partiendo de la fórmula exacta (línea azul) numéricamente es mucho menor al valor obtenido con el método de campo (línea morada). Otra observación precisa es que los valores obtenidos de gastos máxicos por el programa, para el mismo conjunto de datos, son muy similares a los obtenidos utilizando para el cálculo de z las correlaciones de Papay y Abu-K, lo que hace que la gráfica mostrada consecuentemente presente valores muy similares a la Fig. 6.13 y la Fig.6.15.

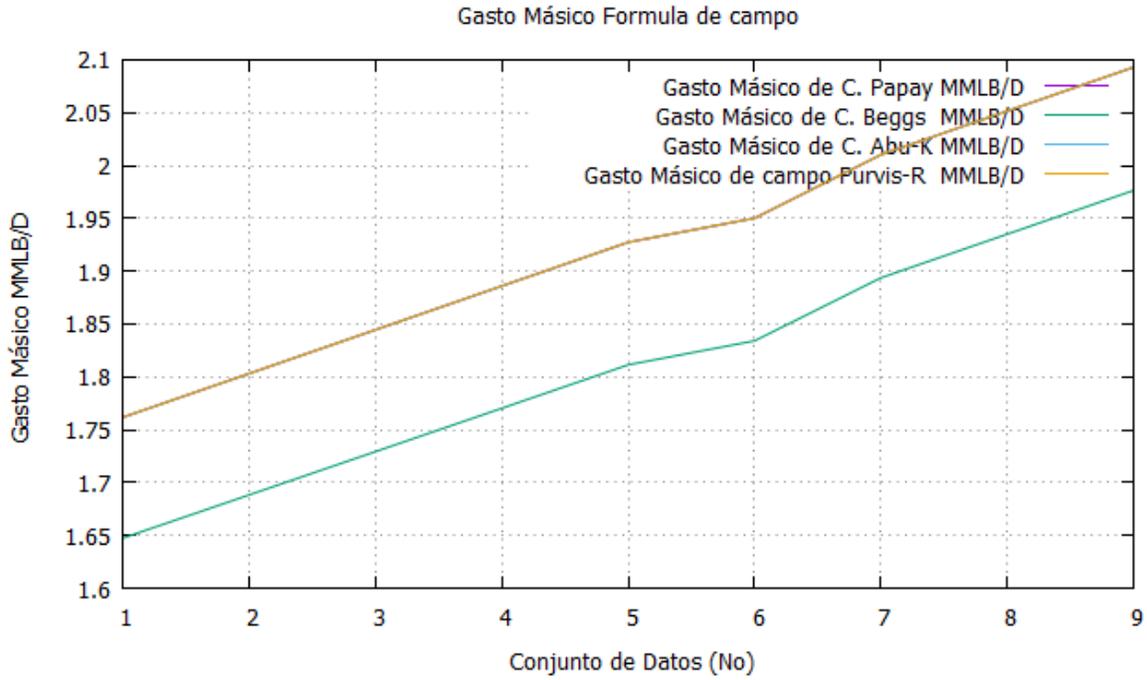


Fig. 6.17- Gráfica comparativa en Gnuplot de gastos máxicos método de campo (Papay-Beggs-Abu-K.-Purvis-R).

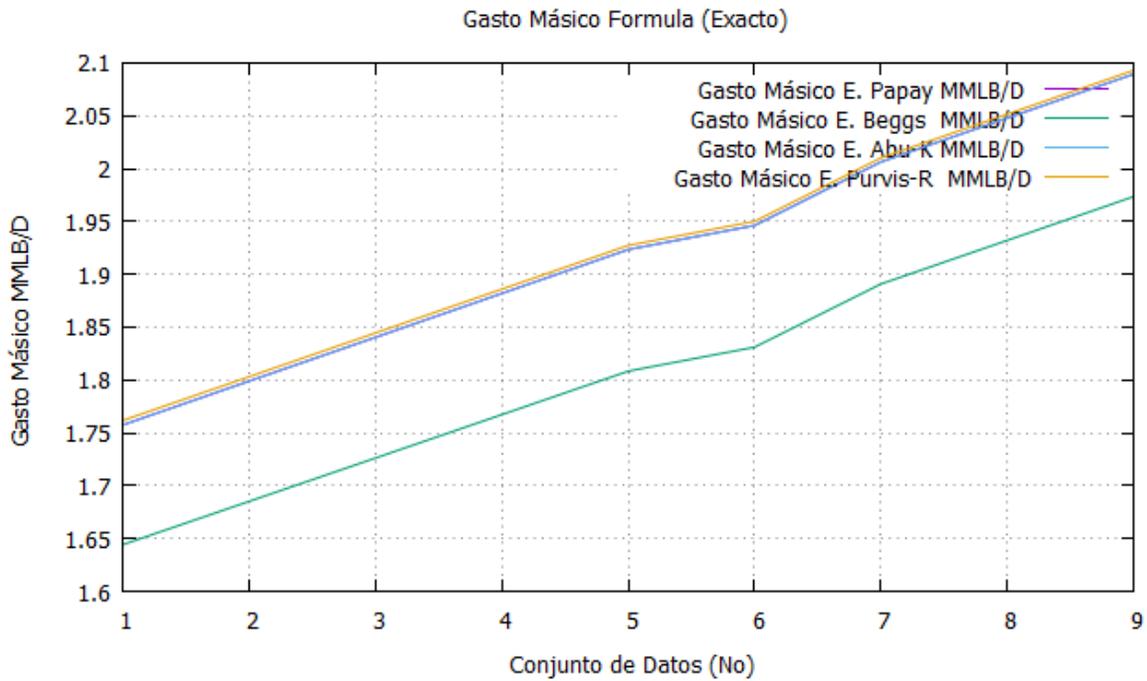


Fig. 6.18- Gráfica comparativa en Gnuplot de gastos máxicos método exacto (Papay-Beggs-Abu-K.-Purvis-R).

En la Fig. 6.17 y 6.18 se muestra un resumen grafico de los resultados obtenidos, previamente explicados de los gastos máscicos, calculados a partir de las fórmulas de gastos volumétricos a condiciones base por el método de campo y el método exacto. Para ambos gráficos se puede observar que los resultados obtenidos de gastos máscicos, obtenidos por el método de Beggs para el caculo de z son totalmente diferentes a los calculados por los demás métodos (Abu-K., Papay y Purvis R.)

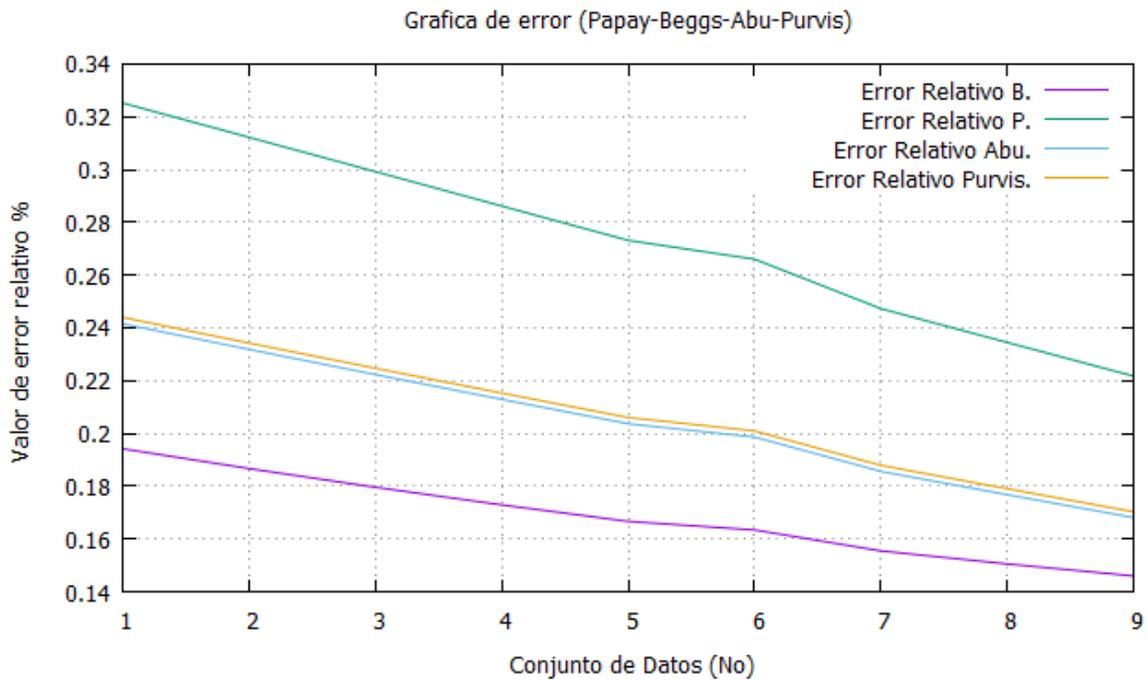


Fig. 6.19- Gráfica comparativa en Gnuplot de errores relativos de gastos volumétricos.

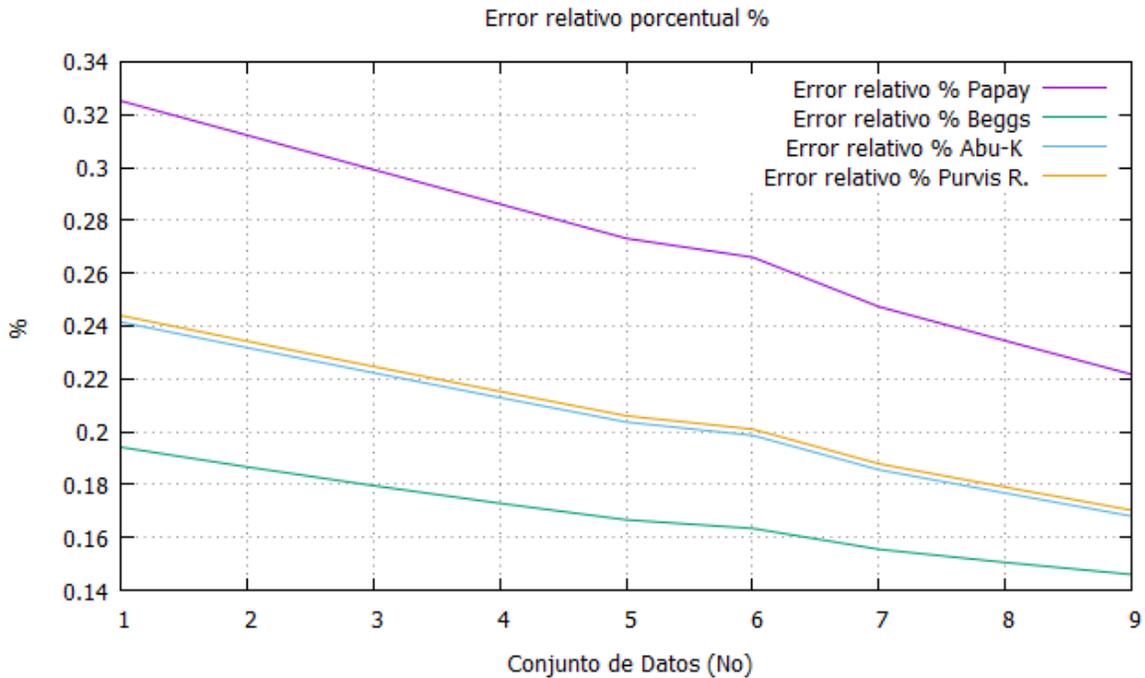


Fig. 6.20- Gráfica comparativa en Gnuplot de errores relativos de gastos máxicos.

Las figuras 6.19 y 6.20 muestran el comportamiento del error relativo porcentual del gasto volumétrico y el gasto máxico, utilizando diferentes correlaciones para el cálculo de z mencionadas anteriormente. Se puede observar de forma general que los errores relativos se comportan de forma similar en todos los casos (gráficamente) tanto para gasto volumétrico como para gasto máxico, pues en cada uno a medida que aumenta la cantidad de gas no hidrocarburo disminuye el error relativo porcentual. Sin embargo el lector debe poner especial atención en que la correlación que presenta el mayor error porcentual es la correlación de Papay, y la que presenta una mayor exactitud es la correlación de Beggs a pesar de no ser un método iterativo. A continuación, se muestra la fórmula utilizada para calcular el error relativo porcentual:

$$Error\ relativo\ \% = \frac{|Q_{calculado} - Q_{aproximado}|}{Q_{calculado}} * 100 \dots\dots\dots (6.1)$$

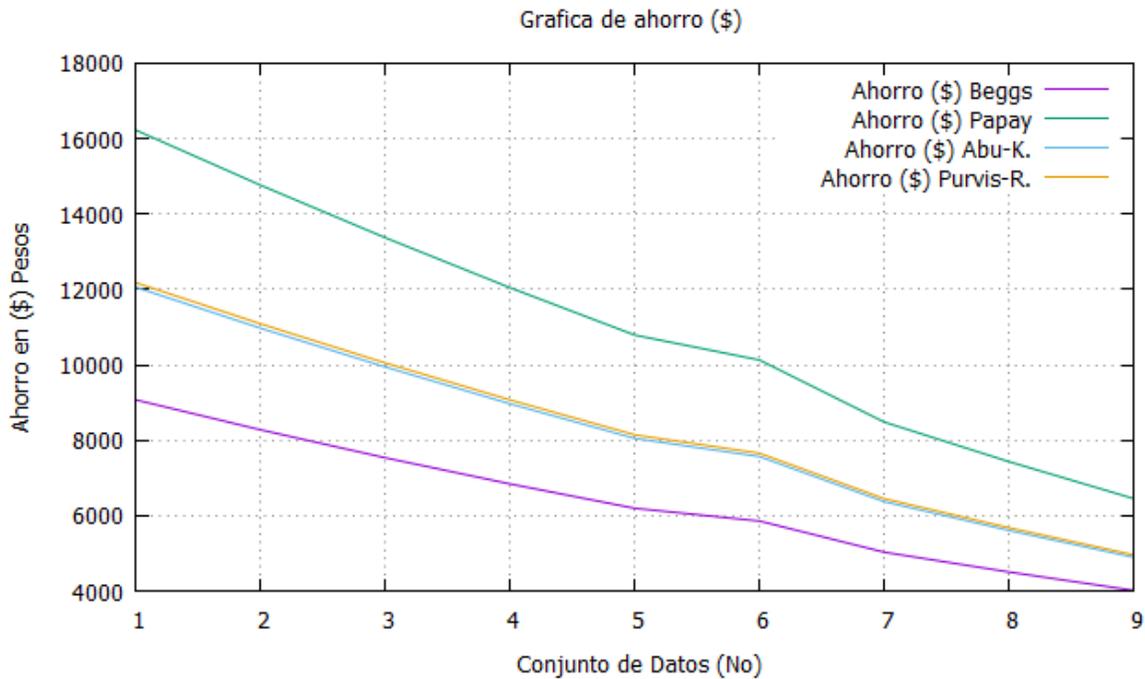


Fig. 6.21- Gráfica comparativa en Gnuplot de ahorro Papay vs Beggs.

En la Fig. 6.21 se muestra el ahorro generado en pesos por día al utilizar el método correcto para calcular el gasto de gas a condiciones base utilizando para el cálculo de los factores de compresibilidad del gas la correlación de Beggs, Papay, Abu-K y Purvis-R. Se debe mencionar que al ser mayor el error que se tiene al utilizar la correlación de Papay (Fig. 6.21) consecuentemente se tiene una amplia diferencia en el valor numérico calculado con el método convencionalmente utilizado en campo y el método correcto. Por lo tanto, el ahorro también será mayor que al utilizar otros métodos para el cálculo de z . Aunque se debe hacer especial hincapié en que esto no quiere decir que este sea el método más exacto en comparación a los demás métodos empleados.

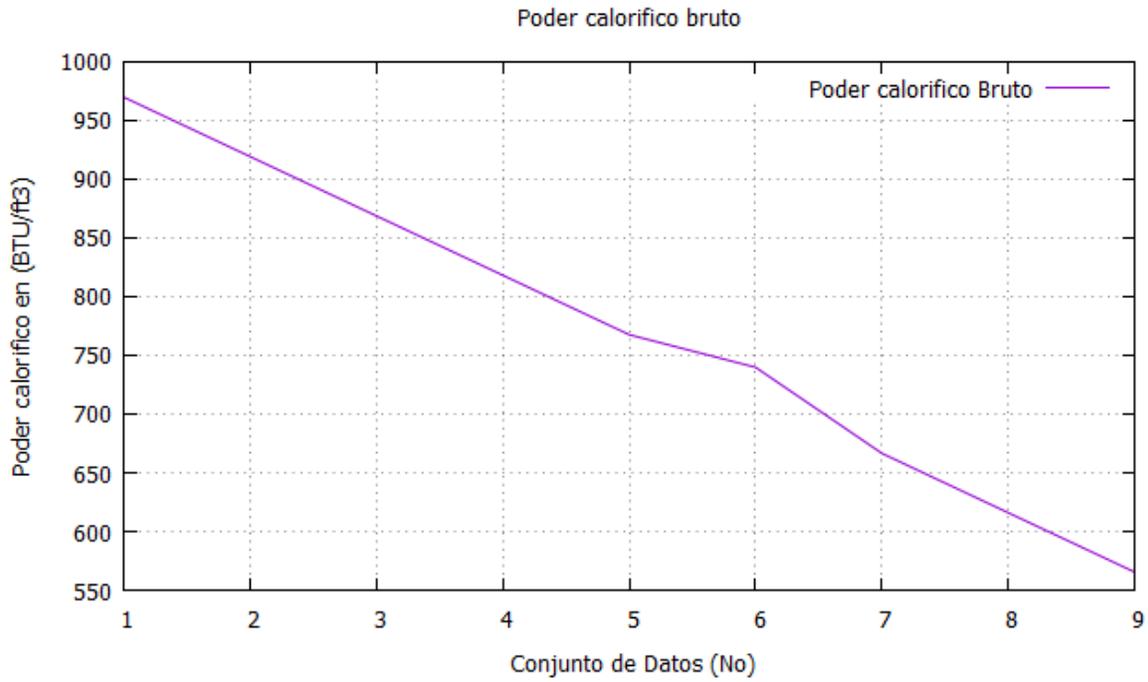


Fig. 6.22- Gráfica comparativa en Gnuplot de poder calorífico bruto.

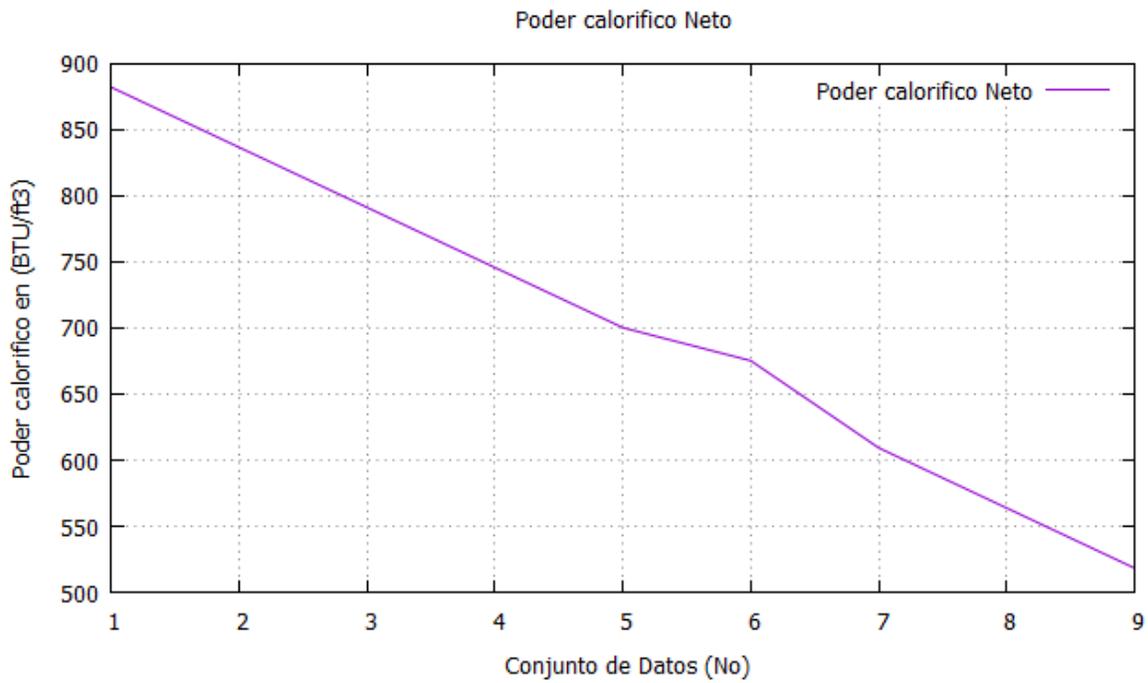


Fig. 6.23- Gráfica comparativa en Gnuplot de poder calorífico neto.

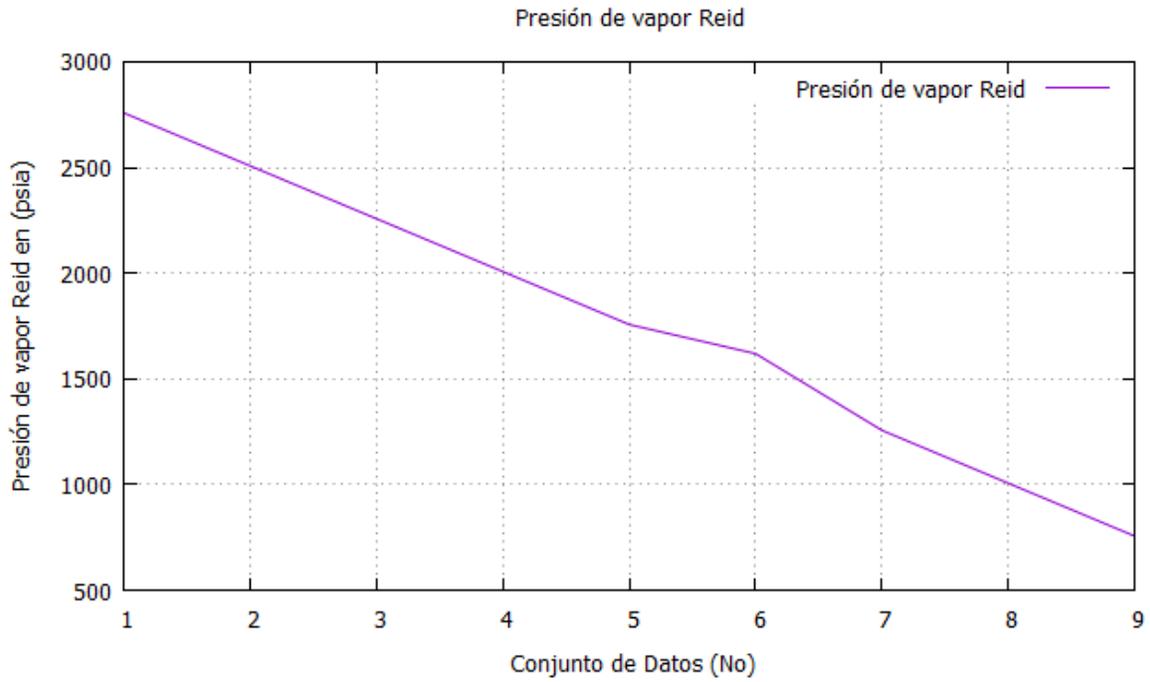


Fig. 6.24- Gráfica comparativa en Gnuplot de presión de vapor Reid.

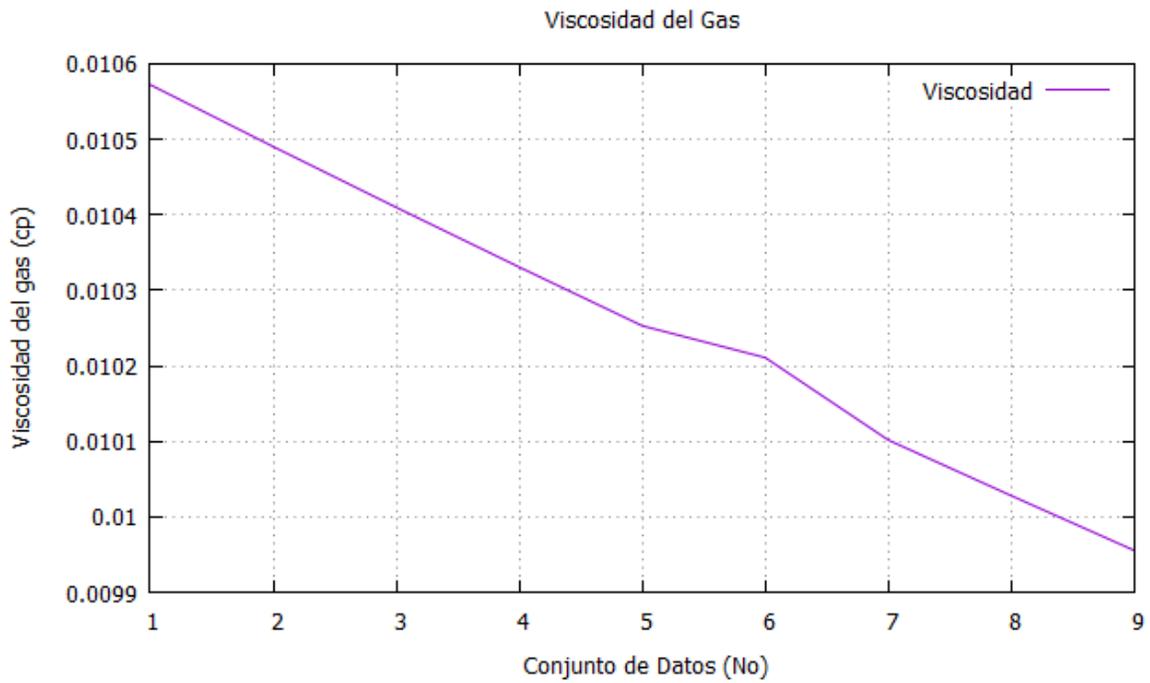


Fig. 6.25- Gráfica comparativa en Gnuplot de viscosidad.

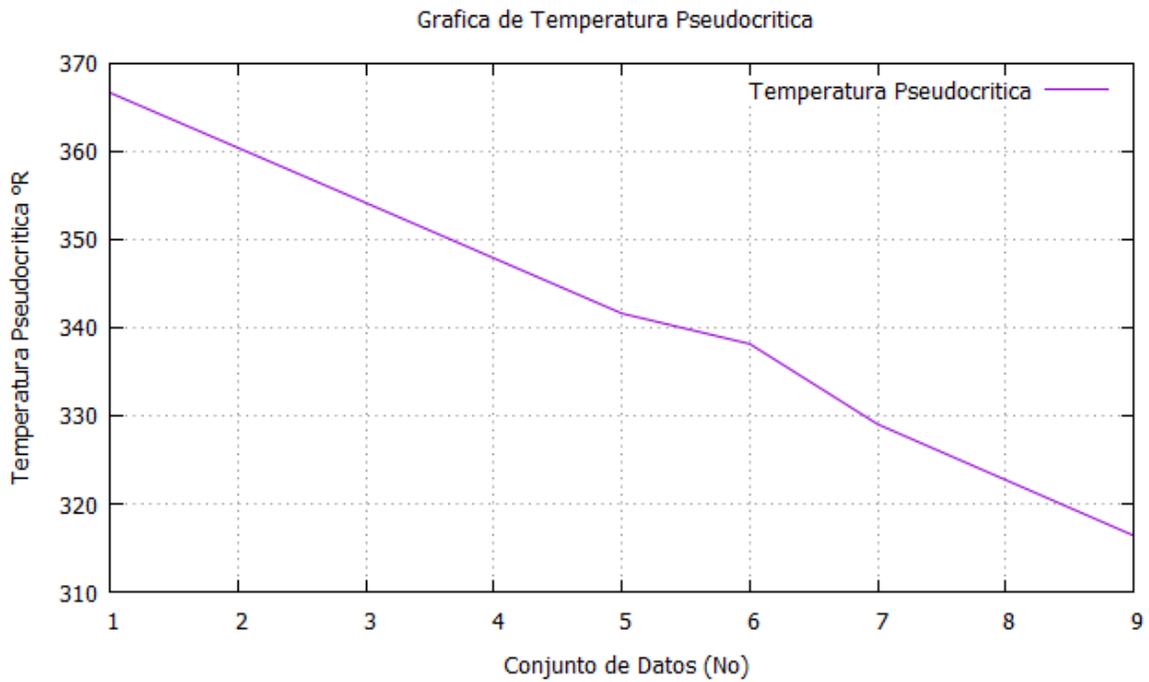


Fig. 6.26- Gráfica de temperatura pseudocrítica (°R).

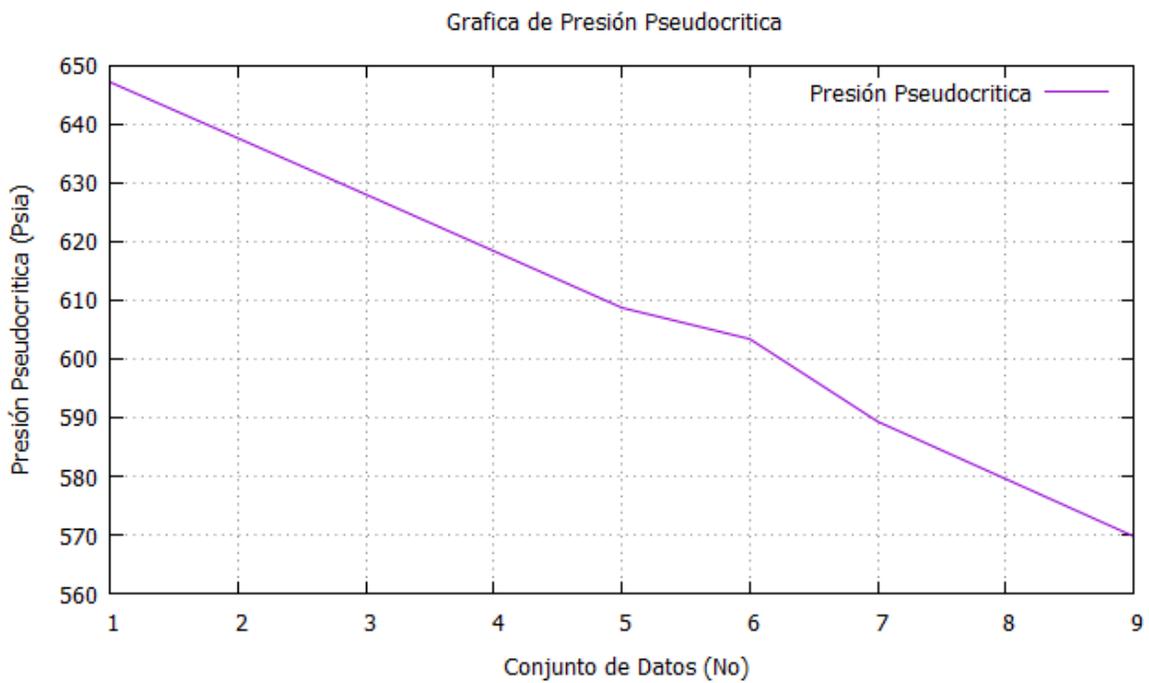


Fig. 6.27- Gráfica de presión pseudocrítica (Psia).

Por ultimo tenemos el conjunto de figuras anteriormente mostradas (de la 6.22 a la 6.27) donde se ilustra el comportamiento de algunas propiedades del gas (Poder calorífico bruto, poder calorífico neto, presión de vapor Reid, viscosidad, temperatura y presión pseudocrítica). En forma general se puede notar que todas estas propiedades disminuyen al aumentar la proporción mol de nitrógeno en la corriente y disminuir la proporción mol de metano.

Como hemos discutido en el análisis presentado, las proporciones de gases no hidrocarburos afectan considerablemente en la medición. Si las proporciones mol de estos gases no son controladas de manera adecuada pueden ser un problema potencial a la hora de realizar balances de producción y consecuentemente pérdidas considerables para el operador petrolero.

Aunque en la práctica es inevitable tratar de controlar estos fenómenos debido a que, en un complejo de producción, en muchas ocasiones no se cuenta con todo el equipo necesario o no se implementan las mejores prácticas, se pueden evitar algunos problemas por medio de un análisis integral de la instalación del medidor y así mismo teniendo un conocimiento íntegro del fluido que pasa a través de las tuberías y consecuentemente su afectación directa en el sistema de medición se pueden predecir posibles cambios volumétricos en dicha corriente. Así también al saber cómo se comportan distintas correlaciones propuestas para el cálculo de propiedades, se puede realizar una mejor elección en que es lo que se puede programar dentro de un computador de flujo para así erradicar la mayor cantidad de errores posibles y disminuir las pérdidas económicas derivables de malas prácticas.

Se vio que, al aumentar la proporción mol de nitrógeno y al disminuir la cantidad mol de metano en la corriente, el poder calorífico del gas neto y bruto, la presión de vapor Reid, viscosidad y la temperatura y presión pseudocrítica disminuyen. En la práctica debemos recordar que algunos de estos parámetros son de vital importancia en la comercialización de gas en línea, por lo que se debe tener especial cuidado en la composición. Por otro lado, parámetros calculados en el programa diseñado previamente explicado, como son las propiedades pseudoreducidas, densidad relativa, peso molecular aparente y límites de inflamabilidad inferior y

superior nos pueden servir como parámetro para saber si se presenta un aumento o una disminución de gases no hidrocarburos (en este caso como el nitrógeno) y consecuentemente evitar posibles problemas suscitados por el desconocimiento de su afectación.

A continuación, se muestran graficas en donde se puede visualizar, la variación de las propiedades anteriormente mencionadas en el párrafo anterior del presente texto, que ayudan a estudiar el comportamiento mediante el aumento de la proporción mol de nitrógeno y la disminución de la proporción mol de metano de la corriente de gas.

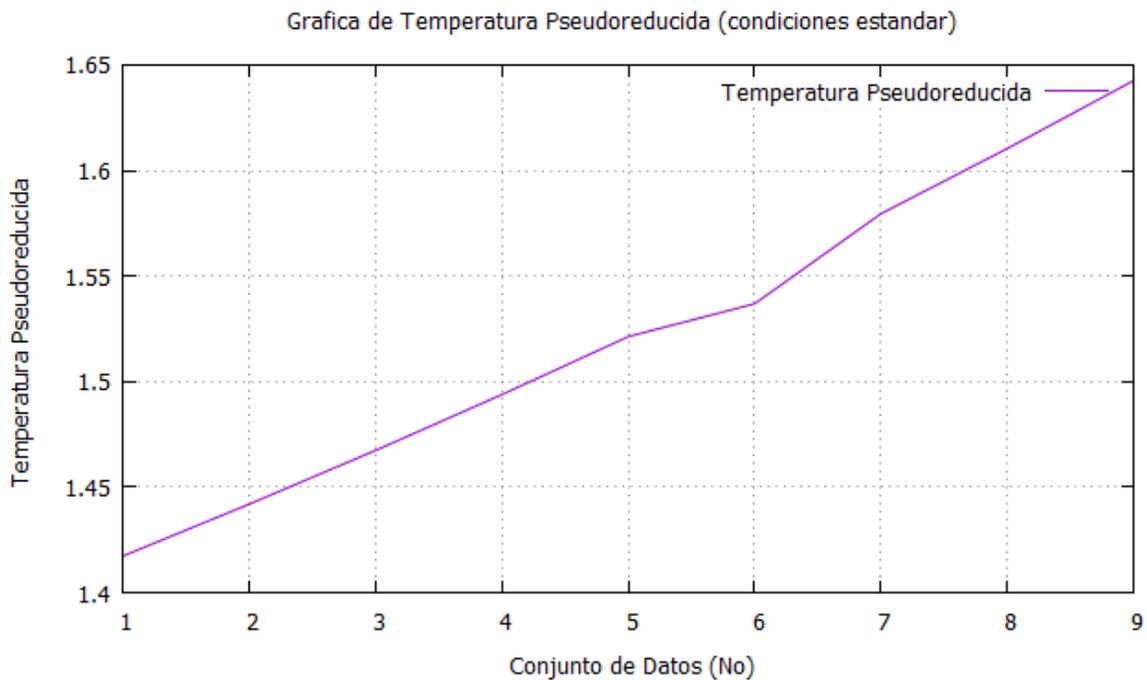


Fig. 6.28- Gráfica de temperatura pseudoreducida a condiciones estándar.

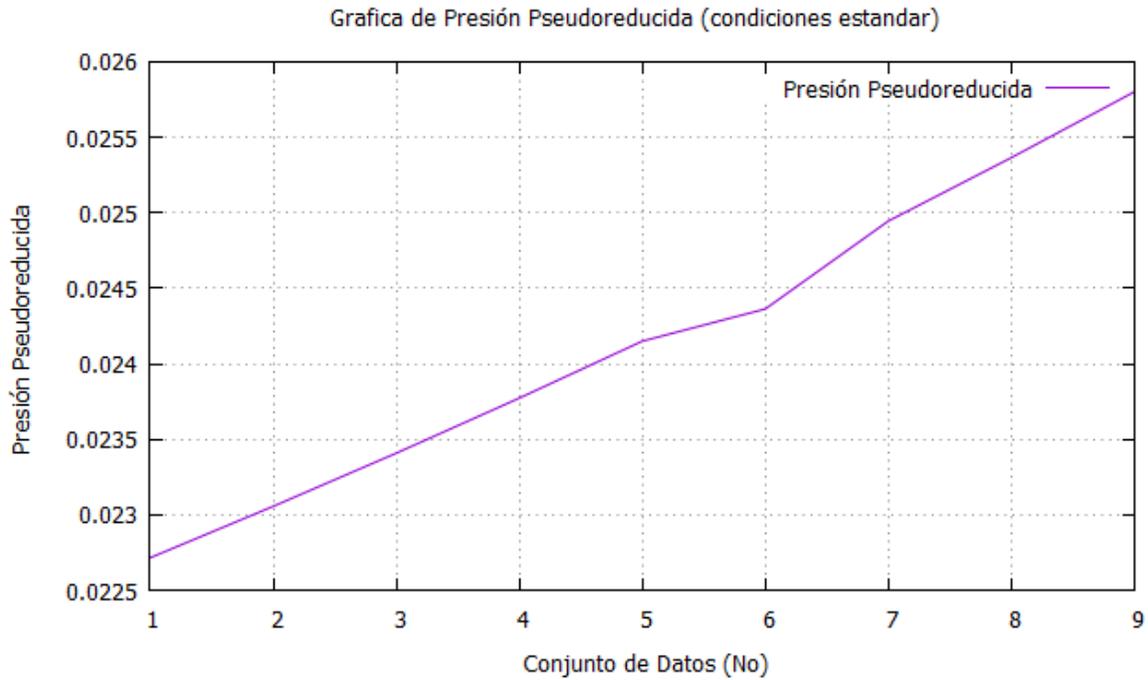


Fig. 6.29- Gráfica de presión pseudoreducida a condiciones estándar.

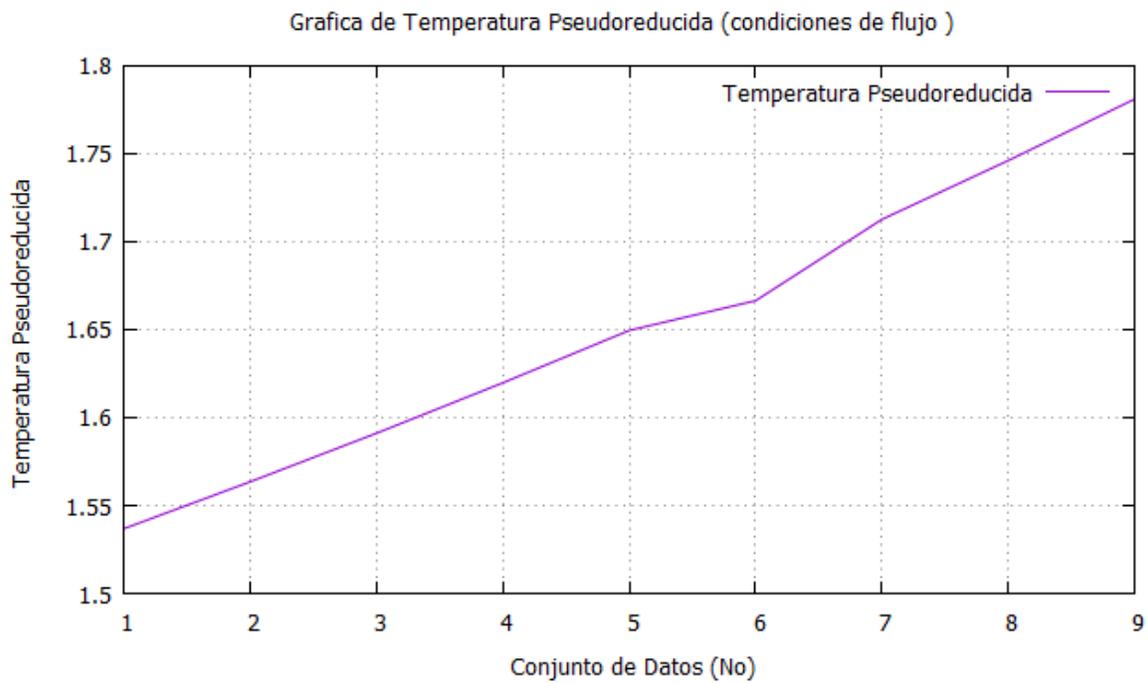


Fig. 6.30- Gráfica en Gnuplot de temperatura pseudoreducida a condiciones de flujo.

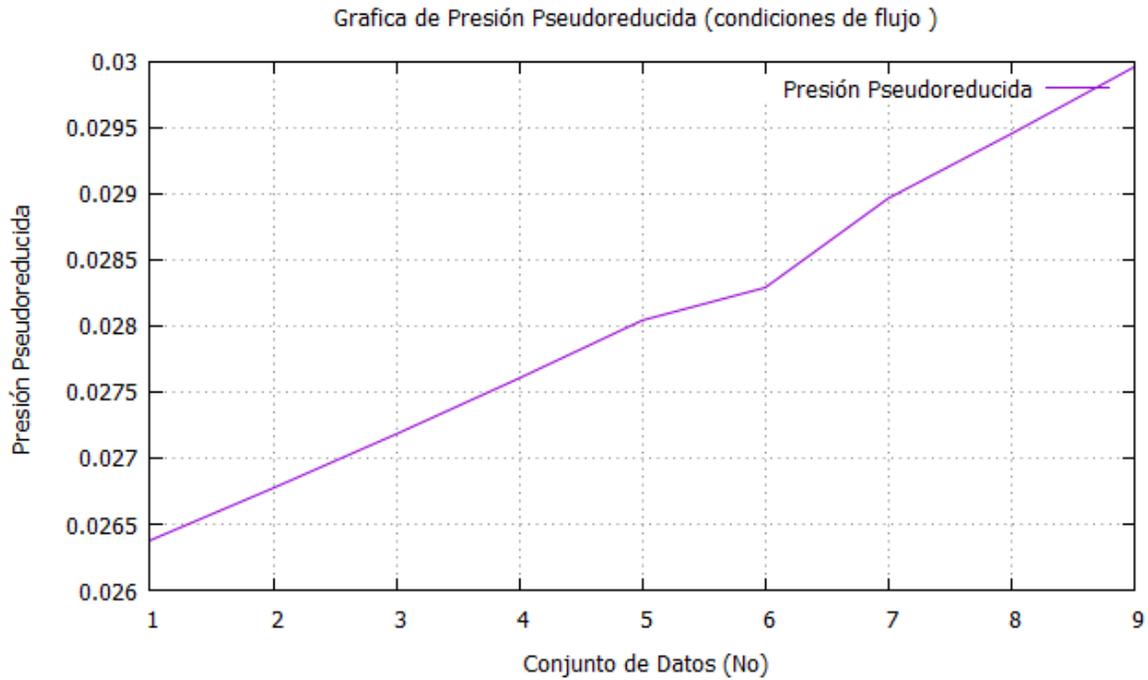


Fig. 6.31- Gráfica en Gnuplot de presión pseudoreducida a condiciones de flujo.

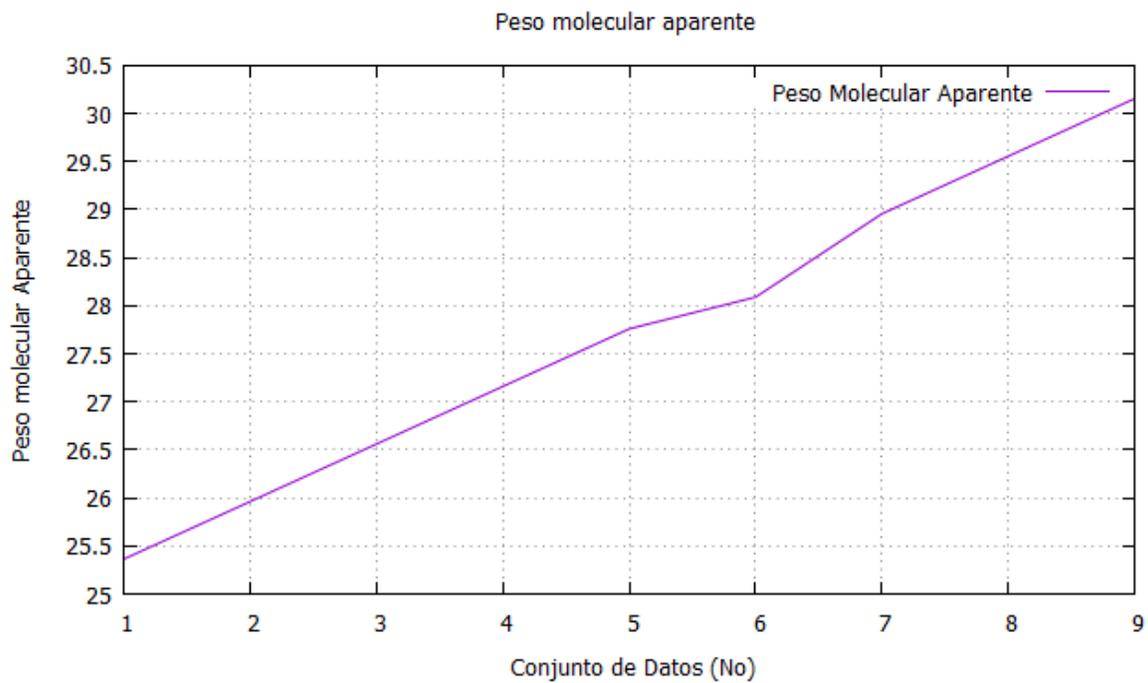


Fig. 6.32- Gráfica en Gnuplot de peso molecular aparente.

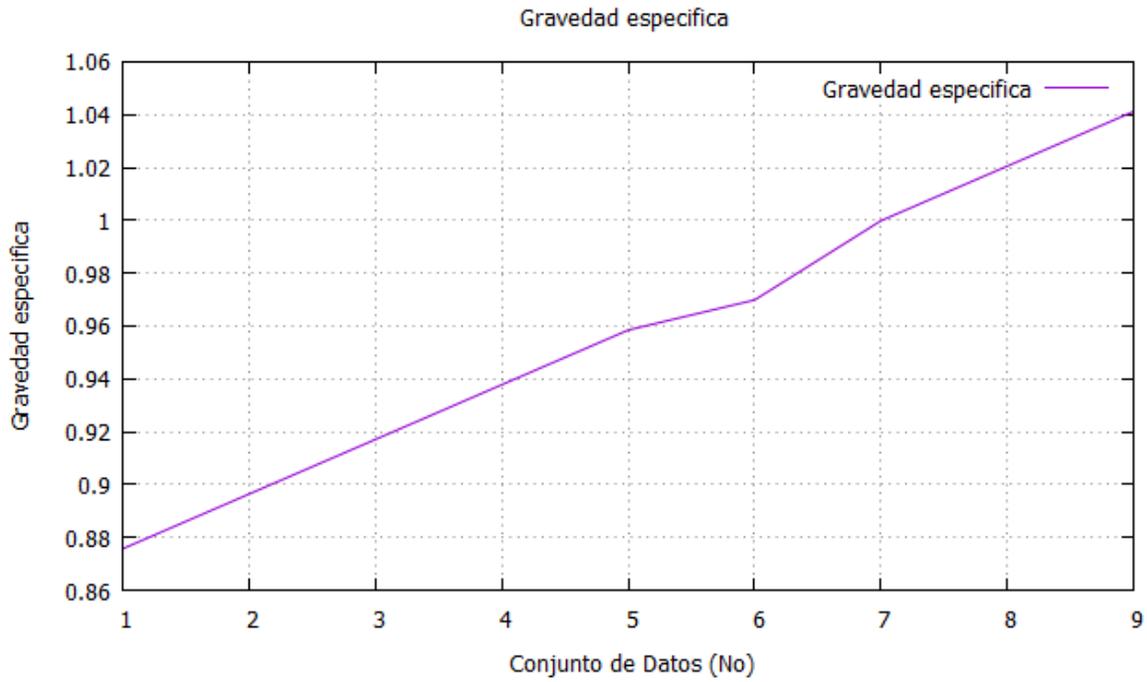


Fig. 6.33- Gráfica en Gnuplot de densidad relativa.

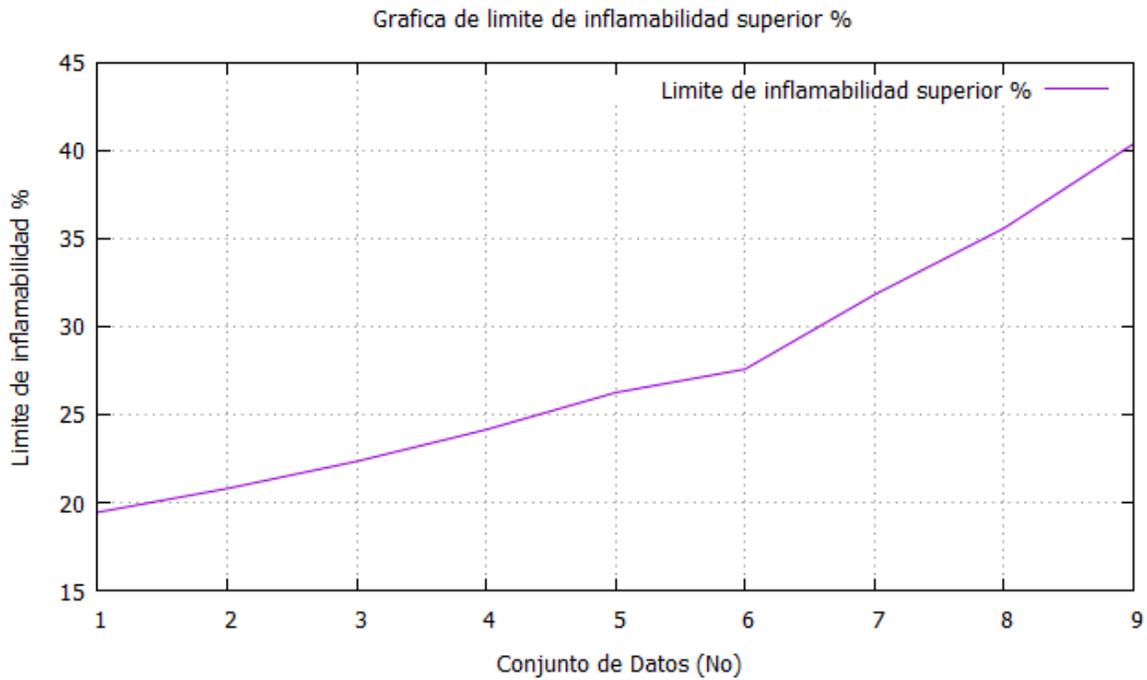


Fig. 6.34- Gráfica de límite de inflamabilidad superior.

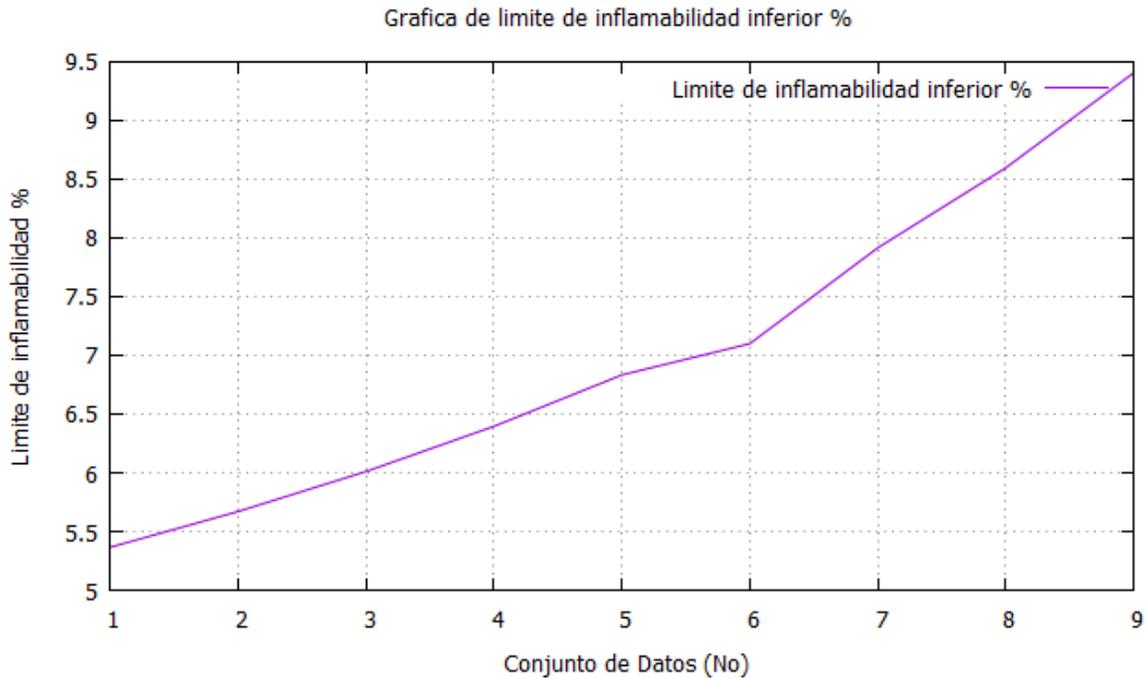


Fig. 6.35- Gráfica de límite de inflamabilidad inferior.

Como pudimos ver en las gráficas anteriormente mostradas (de las figuras 6.28 a la 6.35) se ilustra el comportamiento de las propiedades pseudoreducidas, peso molecular aparente, densidad relativa, y límites de inflamabilidad inferior y superior de la mezcla. Todas las gráficas mostradas (Figuras 6.27 a la 6.34) presentan un aumento en sus valores, mediante el aumento de nitrógeno en proporción mol y la disminución de metano.

Como se puede observar el conocimiento de la tendencia de estas graficas nos permite conocer el comportamiento normal del gasto volumétrico mediante el aumento de gas nitrógeno en la corriente y así mismo predecir los cambios suscitados por la alteración en la composición, o al menos partir de la premisa que la medición no está siendo del todo exacta, si no se cuenta con suficiente información en campo para poder visualizar este fenómeno.

6.2.1. Comparación de resultados de forma dinámica y obtenidos en campo.

Para tener un panorama más amplio entre la importancia de considerar las variaciones de composición y consecuentemente variaciones en las propiedades del gas en la corriente, se modificó la cromatografía original de manera aleatoria a diferentes tiempos haciendo énfasis en que, al realizar estos cambios, propiedades importantes como los factores de compresibilidad, a condiciones base y a condiciones de flujo cambian, ocasionando variaciones en el cálculo del gasto de gas.

De esta forma se puede demostrar que al implementar la metodología actualmente utilizada en campo de forma periódica y promediando propiedades importantes del gas para la realización de reportes de volúmenes manejados, es posible tener múltiples errores en la medición para comercialización, transferencia de custodia o quema de gas.

Como parte integral del presente estudio a continuación se mostrarán tablas y gráficos con los cálculos obtenidos del programa con la finalidad de contrastar lo que se tendría en campo sin realizar las consideraciones previamente explicadas y cambiando de forma aleatoria las proporciones mol de nitrógeno y metano.

A continuación, se muestra en la Tabla 6.6 la cromatografía utilizada para el análisis comparativo de manera dinámica y el método empleado en campo (Realizando modificaciones a la proporción mol de metano y nitrógeno de forma aleatoria).

Tabla 6.6 Tabla de la cromatografía a diferentes tiempos (aleatorio).

Datos de cromatografía a diferentes tiempos.							
Componente.	Tiempo 1.	Tiempo 2.	Tiempo 3.	Tiempo 4.	Tiempo 5.	Tiempo 6.	Tiempo 7.
1)Nitrógeno (N ₂).	0.3	0.7	0.2	0.52749	0.4	0.35	0.6
2)Bióxido de carbono (CO ₂).	0.0177	0.0177	0.0177	0.0177	0.0177	0.0177	0.0177
3)Ácido sulfhídrico (H ₂ S).	0	0	0	0	0	0	0
4)Metano (CH ₄).	0.54306	0.14306	0.64306	0.31557	0.44306	0.49306	0.24306
5)Etano (C ₂ H ₆).	0.04213	0.04213	0.04213	0.04213	0.04213	0.04213	0.04213
6)Propano (C ₃ H ₈).	0.03030	0.03030	0.03030	0.03030	0.03030	0.03030	0.03030
7)Butano normal (C ₄ H ₁₀).	0.01771	0.01771	0.01771	0.01771	0.01771	0.01771	0.01771
8)Iso-butano (iC ₄ H ₁₀).	0.0044	0.0044	0.0044	0.0044	0.0044	0.0044	0.0044
9)Pentano normal (C ₅ H ₁₂).	0.01197	0.01197	0.01197	0.01197	0.01197	0.01197	0.01197
10)Iso-pentano (iC ₅ H ₁₂).	0.00727	0.00727	0.00727	0.00727	0.00727	0.00727	0.00727
11)Hexano y más pesados (C ₆ H ₁₄).	0.02546	0.02546	0.02546	0.02546	0.02546	0.02546	0.02546
Total.	1						

Cabe señalar que los datos mostrados en la Tabla 6.6 solo se modificaron las cantidades de nitrógeno y metano ya que estos dos parámetros son los que en su mayoría se ven afectados al aumentar el tiempo de explotación y al implementar un método de recuperación mejorada como es la inyección de Nitrógeno. Sin embargo, se debe aclarar que esto se hace solo para fines de este estudio, puesto que, en la vida real, al ser prolongado el tiempo de explotación de un yacimiento la composición en fracción mol de todos los componentes de la corriente varían, y estas variaciones así mismo son percibidas de manera ideal por el cromatógrafo en línea dependiendo de la sensibilidad que este tenga.

En la Tabla 6.7 se muestran las condiciones a las cuales fueron hechos los cálculos con ayuda del software.

Tabla 6.7 Tabla de las condiciones de cálculo (aleatorio).

Datos.	
12) Presión a condiciones estándar (psia).	14.70
13) Temperatura a condiciones estándar (°R).	519.67
14) Temperatura del gas (Tr)(°R).	563.49
15) Presión de la línea (psia).	17.07
16) Diámetro interno de la tubería (in).	35.24
17) Coeficiente de expansión térmica.	0.00000961
18) Velocidad de flujo de gas (ft/s).	41.83
19) Precio del gas natural por MMBTU en pesos.	196.2

En la Tabla 6.8 se muestran los resultados obtenidos de gastos volumétricos en forma dinámica y estática, empleando para ello (para gastos obtenidos de forma dinámica) diferentes correlaciones anteriormente mencionadas con ayuda del programa de cómputo previamente explicado. Se debe aclarar que el Q estático fue obtenido mediante un reporte propiamente hecho de gente encargada de medición el cual no es retroalimentado por un cromatógrafo en línea de manera constante.

Tabla 6.8 Tabla de resultados de cálculos de gastos volumétricos (aleatorio).

Resultados de cálculo de gasto a condiciones base.					
Tiempo.	Q_{estático} (sin modificaciones) (MMPCSD).	Q_{dinámico} (Papay) (MMPCSD).	Q_{dinámico} (Beggs) (MMPCSD).	Q_{dinámico} (Abu-K.) (MMPCSD).	Q_{dinámico} (Purvis-R.) (MMPCSD)
1	23.431012	26.2258	24.5522	26.2429	26.2429
2		26.2268	24.7862	26.2413	26.2413
3		26.2258	24.4875	26.2434	26.2434
4		26.2262	24.6889	26.2420	26.2419
5		26.2259	24.6138	26.2425	26.2425
6		26.2259	24.5834	26.2427	26.2427
7		26.2264	24.7302	26.2417	26.2417

Tabla 6.9 Error porcentual del gasto volumétrico (aleatorio).

Diferencia porcentual del valor exacto con el valor estático de gasto volumétrico.						
Tiempo.	Dif.	%	Dif.	%	Dif. %	Dif. %
	(Papay).		(Beggs).		(Abu-K.).	(Purvis-R.).
1	10.6566358		4.56654801		10.7148524	10.7148524
2	10.6600424		5.46751015		10.7094085	10.7094085
3	10.6566358		4.31439714		10.7165535	10.7165535
4	10.6579985		5.0949536		10.7117903	10.71145
5	10.6569765		4.8053856		10.7134915	10.7134915
6	10.6569765		4.68766729		10.7141719	10.7141719
7	10.6586798		5.2534472		10.7107695	10.7107695

En la Tabla 6.9 se muestra el error porcentual que tiene el valor de gasto volumétrico reportado ($Q_{estatico}$), si en dado caso, la fracción de nitrógeno y metano en la corriente estuviese cambiando constantemente sin ser percibida por el operador, considerando como valor exacto el calculado por el programa elaborado en el presente trabajo.

Tabla 6.10 Resultados de los factores de compresibilidad condiciones de flujo (aleatorio).

Resultados de cálculo de factores de compresibilidad a condiciones de flujo					
Tiempo.	z_f Estático.	z_f (Dinámico Papay).	z_f (Dinámico Beggs).	z_f (Dinámico Abu-K.).	z_f (Dinámico Purvis-R.).
1	1	0.997129	1.06649	0.997592	0.997567
2		0.998123	1.05693	0.998322	0.998300
3		0.996874	1.06914	0.997395	0.997370
4		0.997703	1.06091	0.998018	0.997995
5		0.997383	1.06398	0.997783	0.997759
6		0.997257	1.06522	0.997688	0.997664
7		0.997882	1.05922	0.998148	0.998125

En la tabla 6.10 se muestra los z 's calculados por el programa con diferentes correlaciones anteriormente mencionadas y el z considerado de forma estática (Durante un tiempo prolongado sin realizar cambios en la composición mol de la corriente).

Tabla 6.11 Error porcentual de los factores de compresibilidad condiciones de flujo (aleatorio).

Error porcentual de z a condiciones de flujo.							
Tiempo.	z _f	Dif.	%	z _f	Dif.	%	z _f Dif. %
	(Papay).			(Beggs).			(Abu-K.).
							(Purvis-R.).
1	0.287926637			6.23447008			0.24138125
2	0.188052975			5.38635482			0.16808204
3	0.313580252			6.46687992			0.26118037
4	0.230228836			5.74129757			0.19859361
5	0.262386666			6.01327093			0.2221926
6	0.275054474			6.12267888			0.23173577
7	0.212249545			5.59090652			0.18554363
							0.18785222

En la tabla 6.11 se muestra el error porcentual de z a condiciones de flujo tomando en consideración como valor exacto el valor calculado por el programa de cómputo.

Tabla 6.12 Factores de compresibilidad condiciones estándar (aleatorio).

Resultados de cálculo de factores de compresibilidad a condiciones Estándar.					
Tiempo.	z_e Estático.	z_e (Dinámico Papay).	z_e (Dinámico Beggs).	z_e (Dinámico Abu-K.).	z_e (Dinámico Purvis-R.).
1	.99	0.996759	0.998063	0.997312	0.997288
2		0.997788	0.998543	0.998103	0.998082
3		0.996502	0.997902	0.997097	0.997073
4		0.997347	0.998369	0.997775	0.997752
5		0.997018	0.998208	0.997520	0.997496
6		0.996889	0.998137	0.997417	0.997393
7		0.997534	0.998448	0.997915	0.997893

En la tabla 6.12 se muestran los z 's calculados por el programa (a condiciones estándar) con diferentes correlaciones anteriormente mencionadas y el z considerado de forma estática (Durante un tiempo prolongado sin realizar cambios en la composición mol de la corriente).

Tabla 6.13 Error porcentual de los factores de compresibilidad condiciones estándar (aleatorio).

Error porcentual del valor exacto con el valor estático de z a condiciones estándar.												
Tiempo.	z _e	Dif.	%									
	(Papay).			(Beggs).			(Abu-K.).			(Purvis-R.).		
1	0.67809771			0.80786483			0.73317076			0.73078188		
2	0.78052652			0.85554653			0.81184006			0.80975311		
3	0.65248238			0.79186133			0.71176626			0.70937634		
4	0.73665434			0.83826721			0.7792338			0.77694658		
5	0.70389903			0.82227351			0.7538696			0.75148171		
6	0.69104986			0.81521875			0.74362077			0.74123239		
7	0.75526248			0.84611317			0.79315373			0.79096657		

En la tabla 6.13 se muestra el error porcentual de z a condiciones estándar tomando en consideración como valor exacto el valor calculado por el programa de cómputo.

Como se ha podido visualizar en las tablas anteriores (Tabla 6.8 a la 6.13), los datos obtenidos por la correlación de Beggs presentan una variación significativa mayor al cambiar la proporción mol de nitrógeno y metano, sin embargo, con esta correlación se presenta un error menor que al utilizar cualquiera de las demás correlaciones restantes. Por lo que podemos concluir que la correlación de Beggs es la más idónea para su implementación para el cálculo de z (véase en la prueba hecha en el capítulo 5 tabla 5.6 comparación con datos de cromatografía) y al usarla, permite obtener un valor más exacto al calcular el gasto volumétrico. Sin embargo, debe aclararse que todos los datos obtenidos anteriormente mostrados por las diferentes correlaciones difieren totalmente del valor utilizado en campo (el valor fijo estático).

A continuación, se muestran las gráficas del factor de compresibilidad a condiciones estándar, a condiciones de flujo y el gasto volumétrico a diferentes tiempos empleando para esto las correlaciones mencionadas anteriormente (Fig. 6.36 a la Fig. 6.38).

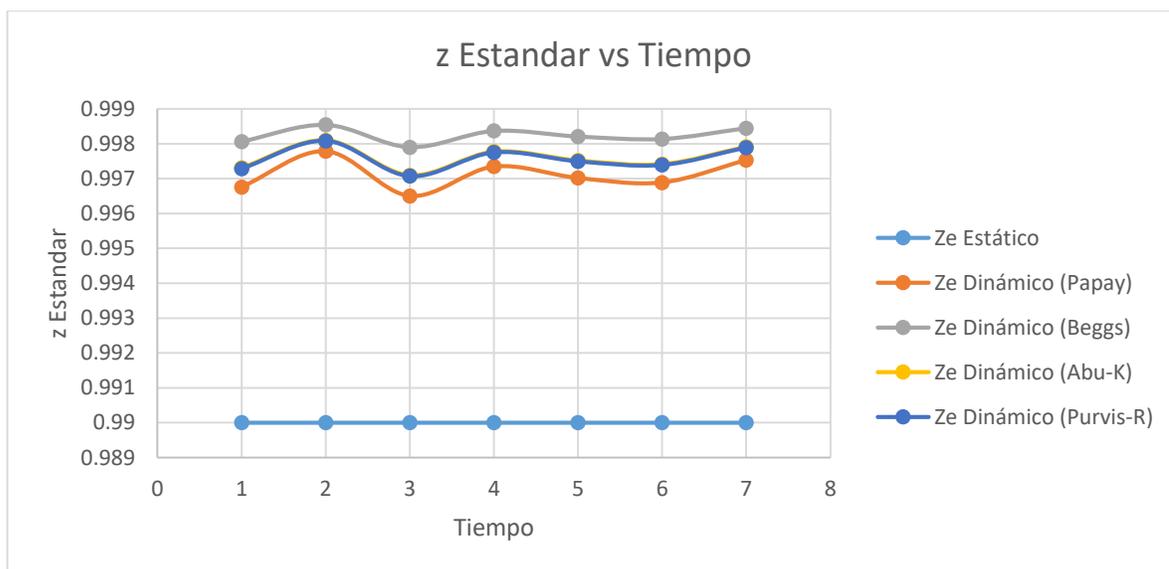


Fig. 6.36- Gráfica de z a condiciones estándar vs. tiempo.

En la Fig. 6.36 se muestra una gráfica de los factores de compresibilidad a condiciones estándar calculados con las correlaciones de Papay, Beggs, Abu-K. y Purvis-R. y así mismo se muestra graficado el dato tomado en campo a diferentes tiempos (valor estático). Como se puede notar los valores calculados con la correlación de Abu-K y Purvis-R presentan la misma tendencia con valores numéricos muy similares. En general también cabe la pena mencionar que en todas las correlaciones empleadas el valor que se obtiene de z a condiciones estándar siempre es superior al valor empleado en campo (z_e Estático).

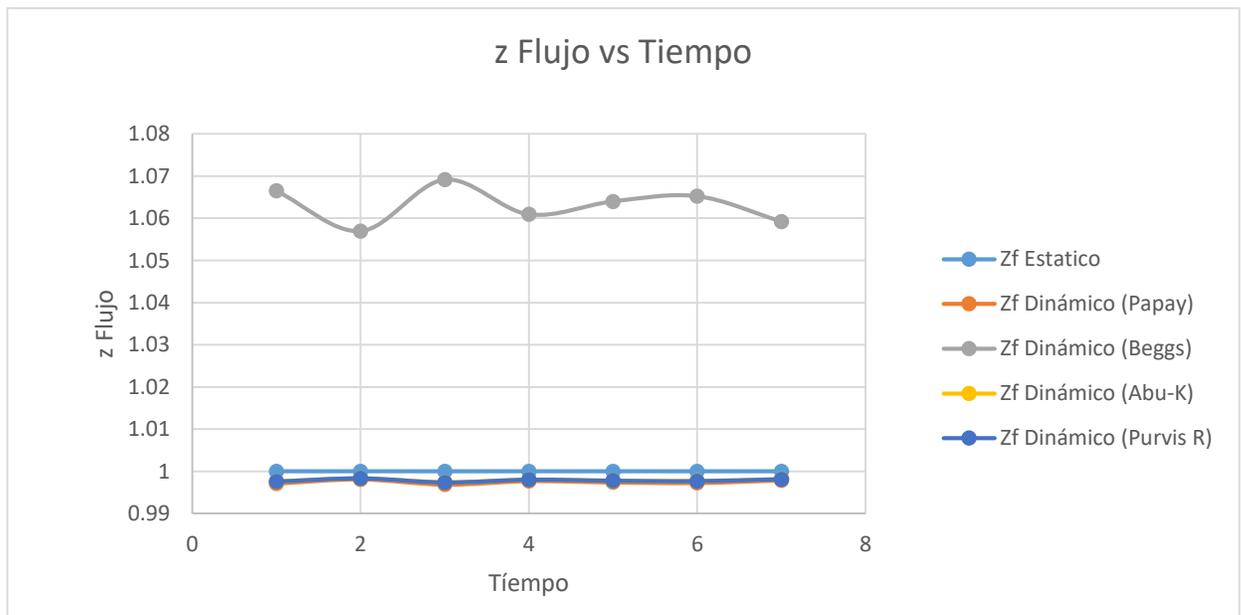


Fig. 6.37- Gráfica de z a condiciones de flujo vs. tiempo.

En la Fig. 6.37 se muestran los factores z calculados a condiciones de flujo por el método de Papay, Beggs, Abu-K., Purvis-R. y el método de campo. Como se puede notar, aunque los z 's calculados con las correlaciones de Papay, Purvis-R. y Abu-K. son muy cercanos al valor supuesto en campo, el que mayor ajusta para fines prácticos es el z calculado con la correlación de Beggs, debido a que al utilizar esta correlación como se mencionó, se tienen mejores resultados con menor error relativo porcentual del cálculo del gasto.

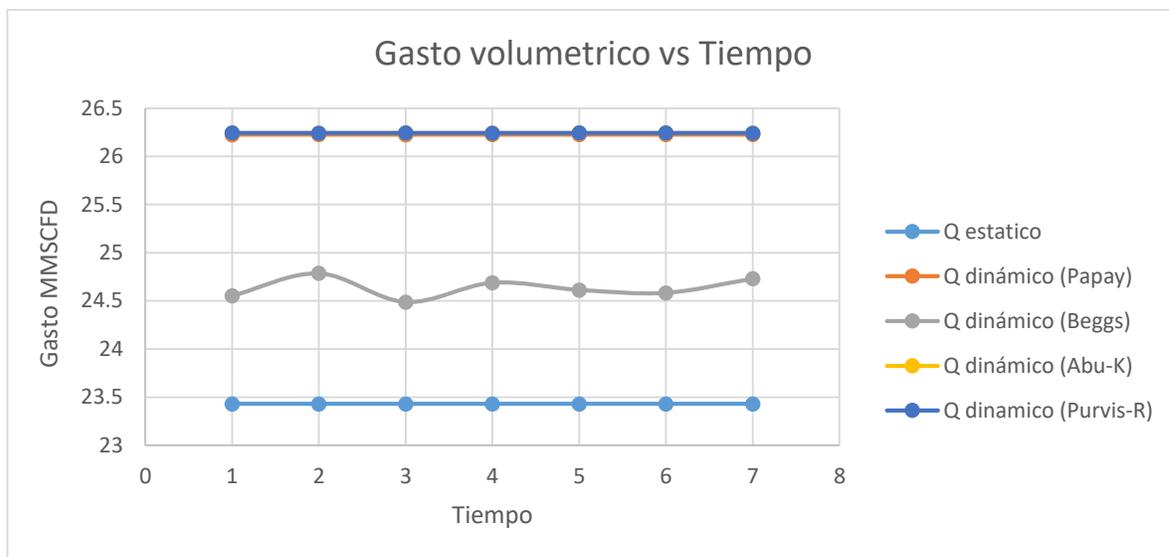


Fig. 6.38- Gráfica de Gasto a condiciones base vs. tiempo.

En la Fig. 6.38 se muestra los resultados obtenidos por el programa de los gastos volumétricos a condiciones base, así mismo se muestra el gasto considerado en campo de forma lineal. Como podemos ver el gasto varió en diferentes tiempos sin importar la correlación que se utilizó, por lo que se demuestra que si se ponderan o se realiza un promedio de las propiedades y se calcula puntualmente un solo valor de gasto para múltiples tiempos, tal como se realiza en campo (Q real estático), es muy probable que el valor del gasto sea erróneo y se acumule un error considerable.

Como se ha discutido en la tesis presente, es importante que se consideren y se inhiban el mayor número de factores posibles para tener una medición correcta sin omitir o minimizar aspectos que puedan afectarla. Por otro lado, el estudio de la existencia de elementos como el aumento de nitrógeno en las líneas de gas, permite predecir qué está pasando en el sistema de medición, y así mismo permite solucionar presuntos problemas que se pueden presentar por una mala administración y justificación errónea de los datos utilizados para reportes de balances volumétricos.

Sin lugar a dudas el presente trabajo fue una aproximación al estudio de sistemas de medición con elemento primario tipo ultrasónico. Por lo tanto, se debe resaltar que para para estudios futuros se deben considerar los efectos que se tienen en la velocidad de la transmisión de las ondas de los sensores del medidor ultrasónico , si se altera constantemente la composición en fracción mol de cada componente de la corriente de un gas natural proveniente de la explotación de un yacimiento con decaimiento en su producción, y de qué forma este fenómeno afecta a la medición para tener un estudio más completo de los sistemas de medición de tipo ultrasónico, sin dar por hecho que este medidor es exacto y no requiere análisis.

Conclusiones y Recomendaciones.

Conclusiones:

- Los resultados obtenidos en los capítulos cinco y seis muestran que el trabajo realizado con la ayuda de un software previamente explicado, permite realizar las correcciones en campo para evitar posibles sanciones y penalizaciones por parte de instancias nacionales encargadas de asegurar la contabilización correcta y la explotación de los hidrocarburos, tomando en cuenta para el análisis del sistema de medición, la instalación y el método correcto de cálculo del gasto (que debe programarse en el computador de flujo), e inherentemente las propiedades del gas involucradas, con la finalidad de reportar al usuario los volúmenes manejados de manera más exacta y con un sustento teórico sólido.
- Por otro lado, la herramienta realizada en el trabajo presente permite tener de forma detallada propiedades importantes a considerar en el manejo del gas, sin la necesidad de recurrir a análisis adicionales para sustentar la información en una operación cotidiana de trabajo mostrando cálculos adicionales, lo que permite ahorrar tiempo de manera eficiente para aquellos trabajadores encargados de validar información.
- El diseño de un programa que permite evitar problemas derivados por elementos poco considerados con relevancia dentro de los sistemas de medición con elemento primario tipo ultrasónico, permite tener un ahorro y consecuentemente una administración mejor de los recursos energéticos, como es el gas por parte del operador petrolero. Sin lugar a dudas la propuesta de la presente tesis es una herramienta útil y es un previo estudio que permite disminuir la inexactitud al tomar con mayor relevancia el cuidado de elementos que no se consideran de manera cotidiana como factores importantes que alteran los resultados en la actividad de medición.
- Se concluye que cuando se estudia una instalación de un sistema de medición con elemento primario de tipo ultrasónico en campo, se deben considerar

diversos factores, como son la instalación y metodología de cálculo del gasto volumétrico adicionalmente a los elementos electrónicos que conforman el medidor. Estrictamente para tener una mayor exactitud se debe verificar la metodología de cálculo de las propiedades del gas, y así mismo en algunos casos, estas deben ser calculadas mediante lo propuesto por los lineamientos nacionales e internacionales (Por mencionar algunos reportes AGA 8, AGA 9, AGA 10). Cabe señalar que también se debe tener especial cuidado en los factores ájenos al medidor como son accesorios, elementos electromagnéticos cercanos, fuentes potenciales que ocasionen un cambio brusco de temperatura, válvulas y composición del gas (que actualmente se le ha dado poca relevancia en la literatura en la afectación que estos elementos tienen en los resultados de cálculo volumétrico).

- Aunque este tipo de medidor en comparación de otros no tiene elementos que entran en contacto con la corriente (y por esta razón su desgaste es menor y su calibración solo puede ser realizada en laboratorios altamente especializados), no se debe descartar su análisis en campo, y así mismo no se debe descartar factores que influyen con su correcto funcionamiento (elementos electrónicos cercanos, y accesorios instalados).
- Por otro lado, con respecto al análisis hecho al sistema de medición previamente ilustrado en el Capítulo 6, se vio que este no cumple con los requerimientos de instalación y los requerimientos estipulados por el reporte AGA número 8 para el uso de medidores ultrasónicos con respecto a la composición que debe tener la corriente de gas para el uso de este tipo de medidor.
- El aumento de la proporción molar de la corriente de gas en línea, afecta directamente al cálculo del gasto volumétrico a condiciones base por lo que no es adecuado hacer suposiciones o cambios en la formula genérica pues aunque el resultado difiere por muy poco, a largo plazo es una perdida economica para el operador petrolero y posiblemente por un cálculo inexacto más de lo esperado, puede ocasionar que el operador petrolero presente

sanciones ante autoridades encargadas de validar el correcto funcionamiento del sistema de medición y la correcta contabilización .

- Con la investigación previamente hecha se verificaron las tendencias de las gráficas de las propiedades del gas al aumentar la fracción mol de nitrógeno de la corriente. Si no se tiene información detallada o solo se cuenta con los cambios en las propiedades, el operador petrolero puede predecir qué está pasando en las líneas, teniendo pleno conocimiento de las consecuencias que existen al haber nitrógeno en exceso en la corriente y la afectación que esto tiene en las propiedades comúnmente utilizadas como parámetro evaluativo.
- Se obtuvo con el presente estudio que, si se aumenta la fracción mol de nitrógeno y se disminuye la proporción mol de metano la tendencia de las gráficas de las propiedades pseudoreducidas, peso molecular aparente, densidad relativa, y límites de inflamabilidad inferior y superior presentan un aumento en sus valores. En el caso del poder calorífico bruto, poder calorífico neto, presión de vapor Reid, viscosidad, temperatura pseudocrítica y presión pseudocrítica, al calcular los valores estos presentaron una disminución, lo que indica que la alteración de las fracciones de los componentes de la mezcla puede cambiar considerablemente el resultado del cálculo del gasto volumétrico.
- También se debe decir que en el presente trabajo se utilizaron cuatro correlaciones para el cálculo de factores z (Papay, Beggs, Abu-K y Purvis-R), de las cuales la correlación de Beggs tuvo mayor exactitud a pesar de no ser un método iterativo. Esto se demostró calculando el error relativo porcentual de los gastos a condiciones base, de los cuales los que presentaron menor error fueron los gastos calculados con factores z con la correlación de Beggs y así mismo se puede demostrar este hecho con la prueba realizada al programa en el Capítulo 5 en el cual se realizó un comparativo de los datos obtenidos por el programa y los datos obtenidos por cromatografía de gases (Tabla 5.6) de los cuales la correlación de Beggs obtuvo un 0.0116708% de error porcentual.

- Se demostró que, para fines de reporte y validación de gasto, si solamente se toman las actuales consideraciones en campo, es incorrecto promediar propiedades para largos periodos de tiempo, debido a que la realidad demuestra que, al cambiar las proporciones molares de los componentes del gas, los factores de compresibilidad cambian y consecuentemente sus propiedades, y consecuentemente el gasto volumétrico puede aumentar o disminuir según sea el caso.

Recomendaciones:

- Para un buen uso de un sistema de medición con elemento primario de tipo ultrasónico, no solamente basta con hacer un análisis validado en el laboratorio, si no para que este funcione de manera adecuada, debe tomarse en cuenta aspectos adicionales como son, la metodología correcta de cálculo del gasto, las consideraciones hechas por el fabricante para el cálculo de los diferentes parámetros programados en el computador y así mismo, se debe considerar la normatividad nacional e internacional estipulada.
- Por otro lado, se debe tomar en consideración la instalación propiamente de los accesorios, tramos de tubería, codos o válvulas que son instaladas en los sistemas de medición pues estos pueden causar fenómenos que alteran el funcionamiento correcto de los elementos electrónicos del medidor ultrasónico y consecuentemente provoca un cálculo del gasto con una mayor inexactitud de lo que se espera.
- No solo se debe tener un cuidado especial en el medidor y en los elementos electrónicos que lo integran, si se está analizando un sistema de medición con elemento primario de tipo ultrasónico, sino que también se debe tener cuidado en las propiedades y proporciones en composición del fluido que se va medir, en este caso el gas natural. Este fluido al menos debe cumplir con los mínimos requerimientos estipulados en el reporte AGA 8 para asegurar de esta forma su funcionamiento correcto.
- Cuando no se cuenta con información cromatografía detallada, y se desea saber en campo que es lo que está pasando dentro de los ductos, en el aspecto volumétrico se debe usar como guía el estudio previamente hecho, como parámetro de predicción para saber si está o no aumentando la cantidad en proporción mol de gas nitrógeno graficando las tendencias de las gráficas de las propiedades previamente vistas.
- Aunque el trabajo hecho antecede una previa investigación más detallada de un sistema de medición de tipo ultrasónico, si se desea tener mucha mayor exactitud en los parámetros, se debe calcular cada uno de estos (como el factor

de compresibilidad, la velocidad del sonido) con respecto a lo estipulado en el reporte AGA 8 y AGA 10.

- Para el sistema que se analizó en el capítulo seis de la tesis presente, al presentar errores en su instalación se recomienda cambiar la configuración de instalación, si lo que se desea es ahorrar espacio y costos utilizando tramos de tubería más cortos sin comprometer el funcionamiento correcto del medidor. Por otro lado, en la cuestión de análisis del gasto volumétrico, se recomienda cuidar los requerimientos mínimos que se enuncian en el reporte AGA 8, para el funcionamiento correcto del medidor (como es la composición en fracción mol de nitrógeno y otros componentes)
- Si se quiere tener mayor exactitud en el reporte del cálculo del gasto, se debe cuidar el aumento de la proporción mol de nitrógeno en la corriente pues como se estudió, al aumentar, altera los resultados de gasto y por consecuente aumenta el error.
- Si se desean cuidar las propiedades del gas de manera puntual en operaciones de transferencia de custodia o comercialización, se debe analizar la afectación que los componentes del gas tienen en el medidor al aumentar en proporción mol en la corriente, pues como se discutió en el estudio presente al estudiar los efectos del nitrógeno en la medición, se puede notar que parámetros importantes como son el poder calorífico bruto, poder calorífico neto, presión de vapor Reid, viscosidad, temperatura y presión pseudocrítica, disminuyen. Por otro lado, se ha observado en la literatura que el nitrógeno afecta en gran medida la velocidad del sonido calculada por lo cual esta no puede ser tomarse como constante.
- De ninguna manera el usuario u operador petrolero debe alterar las fórmulas para el cálculo de gasto volumétrico a condiciones base, pues de esta forma se ocasionan muchos más errores y por lo tanto, puede traducirse a largo plazo en pérdidas monetarias y penalizaciones para la compañía, si se trata para la comercialización de gas, para la transferencia de custodia o quema.
- No se debe promediar o ponderar las propiedades del gas, debido a que, si se realiza esta acción para fines de validación se, tienen errores múltiples en el

cálculo del gasto. Por otro lado, cálculo realizado para la validación debe ir perfectamente fundamentado.

- Se recomienda instalar un cromatógrafo en línea con alta sensibilidad para que se puedan considerar en tiempo real las variaciones en composición del gas, y de esta forma inhibir problemas suscitados por una mala medición. La propuesta presenta permite al usuario sustentar una validación, con prácticas correctas y sustento técnico suficiente y así mismo mejorable para estudios futuros.

Referencias:

1. Centro Español de Metrología, “*Vocabulario Internacional de Metrología - Conceptos fundamentales y generales y términos asociados (VIM)*”. Tercera Edición en español, 2012: 27-46.
2. Ortiz Afanador J., Velosa Chacón F. “*Fundamentos de la medición de Gas húmedo*”, octubre 2015: 21-24.
3. Serna Reséndiz E., Millán Ricalde L., “*Análisis y Diagnóstico de una estación de Medición de Gas Natural con placa de orificio*” UNAM, México CDMX, julio 2016:10-100.
4. Pérez Palacio R. “*Ingeniería de gas natural*”, Venezuela, enero 1995:50-150.
5. Comisión Nacional de Hidrocarburos, “*Lineamientos Técnicos en materia de Medición de Hidrocarburos*”, México, septiembre 2015.
6. Congreso General de los Estados Unidos Mexicanos “*Ley de hidrocarburos*”, México, agosto 2014: 11-40.
7. Glosario Schlumberger, “*Oilfield Glossary*” disponible en: <http://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/l/lean_gas.aspx>[Acceso 21 de Mayo del 2018]
8. PEMEX Comercialización “*Gas licuado del Petroleo (LP)*” disponible en:< <http://www.pemex.com/comercializacion/productos/Paginas/gas/gas-lp.aspx>>[Acceso 21 de mayo del 2018]
9. Smith J. C., McCabe W.L., “*Operaciones básicas de Ingeniería Química*”, Editorial Reverte, 2003 :127-153.
10. Tarek A., “*Hidrocarbon Phase Behavior*”, Gulf Publishing Company , USA 1946: 77-136.
11. McCain W. D, “*The properties of Petroleum Fluids*”, Second edition, PennWell Publishing Company, Oklahoma, USA 1989: 90-146.
12. Durán Atilano I., “*Medición de fluidos por efecto de Coriolis*”, UNAM, México CDMX, Abril 2010:163-185.
13. Del Ángel del Ángel A., “*Gestión Integral de la Medición de Hidrocarburos*” UNAM, México CDMX ,2012: 8-87.
14. Automatización y control “*Medidores de desplazamiento positivo*” disponible en:< <https://sites.google.com/site/automatizacionycontrol4/medidas-de-caudal/medidores-de-desplazamiento-positivo>> [Acceso 21 de mayo del 2018]
15. Huey Gil Faneli Mireli “*Aplicación de medidores de flujo en hidrocarburos para transferencia de custodia*” UNAM, México CDMX,2015:7-29.
16. Adaniya Higa B., “*Metodología para la estimación de la incertidumbre asociada a los medidores de flujo de gas natural de tipos: ultrasónico y por presión diferencial*” Universidad Nacional de Ingeniería, Perú Lima, 2013: 99-134.

17. PEMEX “*Sistemas electrónicos de medición de flujo para hidrocarburos en fase gaseosa*” México, Abril 2004: 13-52.
18. Daniel Measurement and Control “*Ultrasonic Meter Station Design Considerations*” :1-17.
19. Daniel Measurement and Control “*An Overviem and update AGA report no.9*” Paper: 1-7.
20. Thompson Eric, “*Fundamentals of multipath ultrasonic flow meters for gas measurement*”, Houston Texas:1-23.
21. AGA Report No. 9,” *Measurement of Gas by Multipath Ultrasonic Meters*”, June 1998: 2-18.
22. Grimley T. A., “*Ultrasonic Meter Installation Configuration Testing*”, AGA Operations Conference, 2000, Denver, CO
23. AGA-American Gas Association, Report No 8. “*Compressibility Factors of Natural Gas and Other Related Hydrocarbon Gases*”. Second Edition, November 1992; 2nd Printing July 1994
24. División de Instrumentación de Control de Procesos, Panametrics, “*Medidor de flujo Ultrasónico de Gas de Antorcha Modelo GF868*”, Julio 1999:1-6.
25. Mott,Robert L.;*Mecánica de fluidos*; Sexta edición, Editorial Person: 231.
26. Bodurtha F.T.,*Industrial Explosion Prevention and Protection*, Nueva York, McGraw-Hill Book Company ,1980.