

UNIVERSIDAD DE ORIENTE
NUCLEO DE ANZOATEGUI
ESCUELA DE INGENIERIA Y CIENCIAS APLICADAS
DEPARTAMENTO DE INGENIERIA DE PETROLEO
AREAS ESPECIALES DE GRADO
MENCION GAS



**ANÁLISIS DE LA CAÍDA DE PRESIÓN EN SISTEMAS GASEOSOS,
LÍQUIDOS Y BIFÁSICOS UTILIZANDO EL SOFTWARE COMERCIAL
PIPEPHASE Y CÁLCULOS MANUALES**

**Monografía de Grado Presentada ante la Universidad de Oriente como
Requisito Parcial para Optar al Título de:**

INGENIERO DE PETROLEO

Realizado por:

**ANÉS FERNÁNDEZ, NAYARIT ANDREINA
MARCANO MARCHAN, EDGYELIT JOSÉ**

Barcelona, Enero de 2014

UNIVERSIDAD DE ORIENTE
NUCLEO DE ANZOATEGUI
ESCUELA DE INGENIERIA Y CIENCIAS APLICADAS
DEPARTAMENTO DE INGENIERIA PETROLEO
AREAS ESPECIALES DE GRADO
MENCION GAS



**ANÁLISIS DE LA CAÍDA DE PRESIÓN EN SISTEMAS GASEOSOS,
LÍQUIDOS Y BIFÁSICOS UTILIZANDO EL SOFTWARE COMERCIAL
PIPEPHASE Y CÁLCULOS MANUALES**

ASESOR

Ing.MS.c. José Rondón
ASESOR ACADEMICO

Barcelona, Enero de 2014

UNIVERSIDAD DE ORIENTE
NUCLEO DE ANZOATEGUI
ESCUELA DE INGENIERIA Y CIENCIAS APLICADAS
DEPARTAMENTO DE INGENIERIA PETROLEO
AREAS ESPECIALES DE GRADO
MENCION GAS



**ANÁLISIS DE LA CAÍDA DE PRESIÓN EN SISTEMAS GASEOSOS,
LÍQUIDOS Y BIFÁSICOS UTILIZANDO EL SOFTWARE COMERCIAL
PIPEPHASE Y CÁLCULOS MANUALES**

El jurado hace constar que asignó a esta Monografía la calificación de:

Ing.MS.c. José Rondón
Asesor Académico

Ing. Simón Ruiz
Jurado Principal

Ing. José Cermeño
Jurado Principal

Barcelona, Enero de 2014

RESOLUCIÓN

De acuerdo al artículo 41 del reglamento de trabajos de grado (Vigente a partir del II Semestre 2009, según comunicación CU-034-2009)

“Los Trabajos de grado son exclusiva propiedad de la Universidad de Oriente y solo podrán ser utilizadas a otros fines con el consentimiento del consejo de núcleo respectivo, quien lo participara al Consejo Universitario”

DEDICATORIA

A mi DIOS TODOPODEROSO, sin tu guía y compañía nada hubiese sido posible.

A mis padres, Virginia Fernández y José Anés, este triunfo es de ustedes, por su apoyo incondicional.

A mis hermanos, Haydee Virginia, José Agustín, Trina Margarita, José Antonio, se que están orgullosos de mi y espero sea así siempre, este triunfo también es de ustedes.

A mis abuelos y abuela, Trina “Mamaita, y que desde el cielo se que siempre me han cuidado.

A mi abuela María “Mamaita”, Dios te de mucha fuerza.

A todos mis familiares que de alguna u otra forma me brindaron su apoyo y creyeron en mí. Dios los bendiga, los llene de Salud, Felicidad y Larga Vida...Amén.

Nayarit A. Anés F.

Esta monografía, la cual es la conclusión de todas mis evaluaciones para optar por el título de Ingeniero De Petróleo lo dedico con mucho cariño:

Primeramente a mi Dios todopoderoso, porque gracias a Él tuve la paciencia, sabiduría e inteligencia para siempre vencer todos los obstáculos que se me presentaban en el camino, porque gracias a Él nunca me rendí, me dio la fuerza necesaria para alcanzar mi meta, GRACIAS MI DIOS...

A mi virgencita Del Valle, por protegerme he interceder por mi cuando más lo necesite...

A mi hermosa madre, que no solo es mi madre sino mi amiga, confidente y en muchas ocasiones mi profesora, a ti más que nadie te dedico este triunfo por que no es solo mío sino tuyo también gracias MAMI, Te Amo...

A mi padre que siempre me apoyo en todo lo que necesite y que sin su ayuda no hubiese llegado donde estoy, por creer en mí, este logro también es tuyo PAPI...

A mi hermano, a quien amo y adoro, este triunfo también es tuyo...

A mi esposo, a mi ángel de la guarda, siempre estuviste a mi lado, apoyándome en todo, dándome ánimos cuando sentía que iba a decaer, en mis malos momentos nunca me dejaste sola, me ayudaste en todo lo que podías, TE AMO, este logro también es tuyo..

A todas aquellas personas que de una u otra manera me apoyaron y ayudaron a hacer realidad mi meta tan anhelada... Este logro también es de ustedes.

Edgyelit J. Marcano M.

AGRADECIMIENTOS

Primeramente quiero agradecer a DIOS TODOPODEROSO por colmarme de sabiduría, salud y amor. Por llenarme de fuerza para poder superar todos aquellos obstáculos que se presentaron pasos antes de lograr mi más preciada meta. Por iluminarme y guiarme siempre por el camino del bien.

A mis padres por darme la vida, por siempre contar con amor y cariño; y por el apoyo y confianza que siempre me brindaron. LOS AMO Y SIEMPRE LOS AMARE.

A mis hermanos, que han sido los mejores, siempre a mi lado apoyándome en todo momento, se que siempre contare con ustedes. Los adoro, al igual que mis padres SON MI TODO.

A mis amigos, Dany y Verónica por su apoyo incondicional, por las palabras de aliento en los momentos difíciles, más que amigos son mis hermanos.

A Carlos, Christian y Rauser más que compañeros de estudios se convirtieron en parte importantes de mí día a día, los días y noches de estudios hicieron que nos uniéramos más, gracias por todo el apoyo.

A mi mejor amiga Marian, que desde el primer semestre me ha brindado una amistad sincera, que poco a poco fue formando parte de mi familia.

A una excelente persona y amiga, que en los momentos más difíciles de mi carrera estuvo a mi lado levantándome el ánimo, con palabras de aliento para que siguiera adelante; gracias por tu compañía y por estar ahí siempre Suralbis.

A mi amiga y compañera de tema, Edgyelit, el verdadero compromiso que tomamos fue de gran importancia para la culminación de este trabajo.

A la universidad de Oriente, a sus profesores, en especial a todos los profesores del Departamento de Ingeniería de Petróleo, a los profesores de las áreas de grado (Isvelia Avendaño, José Rondón y Jairo Uricare), por los conocimientos impartidos.

A todos los que de alguna u otra forma compartieron conmigo los diferentes tropiezos y la infinidad de pequeños logros que al final se convirtieron en la conquista de esta gran y anhelada meta que cierra una etapa de mi vida y me abre las puertas de nuevos retos.

Un millón de gracias a todos, estarán siempre en mi corazón... los quiero, Dios los bendiga.

Nayarit A. Anés F.

A mi Dios todopoderoso porque siempre recibí una respuesta en mis momentos de angustia, de tristeza, de felicidad, por darme la fuerza necesaria para seguir adelante, por darme tanto amor, por escucharme... Gracias Mi Dios.

A mi MAMI y a mi PAPI, por la educación que me dieron, por creer en mí, por enseñarme a luchar por lo que quiero, por estar siempre a mi lado, por ese amor incondicional que me dan.. Agradecida con dios por que sean mis padres. LOS AMO..

A mi Hermano por brindarme su apoyo, siempre estaré para ti. TE QUIERO.

A mi ESPOSO, porque siempre estuviste conmigo, gracias por tu ayuda incondicional, tú me ayudaste a pasar mucho de los obstáculos que se interpusieron en mi camino, me diste la fuerza para vencer un llegar a donde estoy, por la fe que depositaste en mi... Gracias NEGRO.

A mis compañeros de áreas de grado por el gran equipo que formamos.

A mi amiga Nayarit, por el apoyo que me brindo durante el desarrollo de este proyecto y a lo largo de la carrera. Eres única amiga.. Gracias..

A los profesores Isvelia Avendaño, José Rondón y Jairo Uricare por los conocimientos impartidos y los consejos dados durante las áreas de grado para mi formación académica y personal. Gracias profe.

A todos mis compañeros de estudios, con los que compartí e intercambie conocimientos y experiencias...

Edgyelit J. Marcano M.

RESUMEN

En el presente trabajo se estudia la caída de presión en una tubería para diferentes tipos de flujo, monofásico (gas y petróleo) y bifásico (gas-petróleo). Para el desarrollo de este proyecto se adquirió información de fuentes bibliográficas sobre las características de los fluido a manejar y la descripción de la tubería, como, caudal (MMPCD para gas y BPD para liquido), temperatura, gravedades específicas, presiones de entrada, longitud de la tubería, diámetro de la tubería, entre otros. A partir de dicha información y mediante el uso de las diferentes correlaciones y el simulador PIPEPHASE, se calcula la caída de presión de manera general y seccionando la tubería, obteniendo valores de presión final en la línea de transmisión. Se realizo una comparación entre los resultados obtenidos por los distintos métodos empleados para cada tipo de fluido con la información obtenida de campo. Para liquido se utilizaron las correlaciones de Bernoulli, Hazen-Williams y Osisanya; para gas Weymouth, Panhandle A y Panhandle B; y para flujo bifásico la correlación recomendada de American Petroleum Institute (API). Resultando, que las ecuaciones ya planteadas para líquido arrojaron porcentajes de desviación con respecto a los valores obtenidos de campo, menores al 1%, lo que indica que cualquiera de las ecuaciones utilizadas proporcionan datos confiables de caída de presión, de igual manera cabe destacar que, proporcionan resultados más precisos para las tuberías de mayor diámetro. Se observan que para las ecuaciones de gas para se obtuvieron resultados variables dependiendo de la velocidad de flujo, la presión y el diámetro de la tubería; en donde la igualdad de resultados se acentuaba más para pequeños diámetros, bajas velocidades de flujo y bajas presiones. En cuanto al flujo bifásico, para la ecuación API proporciona datos confiables que se asemejan a los datos de campo.

INDICE DE CONTENIDO

RESOLUCIÓN	IV
DEDICATORIA	V
AGRADECIMIENTOS.....	VII
RESUMEN	X
INDICE DE CONTENIDO.....	XI
LISTA DE TABLAS.....	XVII
LISTA DE FIGURAS.....	XIX
INTRODUCCIÓN	XX
CAPITULO I.....	21
EL PROBLEMA	21
1.1 Planteamiento del problema	21
1.2 Objetivos.....	22
1.2.1 Objetivo general.....	22
1.2.2 Objetivos específicos	23
CAPITULO II	24

MARCO TEÓRICO	24
2.1 Consideraciones básicas del gas natural.....	24
2.1.1 Definición del gas natural.....	24
2.1.2 Importancia del gas natural.....	25
2.1.3 Clasificación del gas natural.....	25
2.1.4 Características y composición del gas natural	28
2.1.5 Impurezas del gas natural	30
2.2 Especificaciones del gas a ser utilizado en el mercado interno.....	30
2.2.1 Contenido de CO ₂	31
2.2.2 Contenido de H ₂ S.....	31
2.2.3 Contenido de agua	31
2.2.4 Contenido de COS	31
2.2.5 Contenido de RSH.....	32
2.2.6 Contenido de azufre total.....	32
2.3 Almacenamiento y transporte del gas natural	32
2.3.1 Almacenamiento del gas natural.....	32
2.3.2 Transporte del gas natural.....	33
2.4 Líneas de transmisión.....	34
2.4.1 Oleoductos	37
2.4.2 Gasoductos.....	38
2.5 Propiedades físicas de los fluidos	41
2.5.1 Viscosidad.....	41
2.5.2 Densidad	41
2.5.3 Gravedad específica de un gas.....	42
2.5.4 Gravedad API	42
2.5.5 Relación gas-petróleo o condensado	42

2.5.6 Presión de burbujeo	43
2.5.7 Presión de rocío	43
2.5.8 Factor volumétrico.....	43
2.6 Flujo de fluidos en tuberías.....	43
2.6.1 Flujo Monofásico.....	43
2.6.2 Flujo Bifásico.....	44
2.6.3 Flujo Multifásico	44
2.7 Patrones de flujo	46
2.7.1 En tuberías horizontales o ligeramente inclinadas.....	46
2.7.2 Tuberías Verticales	50
2.8 Régimen de flujo	53
2.8.1 Flujo Laminar	53
2.8.2 Flujo Turbulento	54
2.8.3 Fluidos newtonianos	54
2.8.4 Fluidos no newtonianos	54
2.8.5 Fluido compresible	55
2.8.6 Fluido incompresible	55
2.9 Principio del flujo de fluidos compresibles en tuberías.....	55
2.9.1 Número de Reynolds	56
2.9.2 Ecuación de Energía	59
2.9.3 Ecuación de Darcy	60
2.9.4 Factor de fricción.....	61
2.10 Flujo de líquidos.....	65
2.11 Flujo de gas.....	69

2.11.1 Ecuación de Weymouth.....	71
2.11.2 Ecuación de Panhandle A.....	73
2.11.3 Ecuación de Panhandle B.....	74
2.12 Flujo bifásico.....	75
2.13 Características de las tuberías.....	79
2.13.1 Velocidad de neblina.....	79
2.13.2 Diámetro de las tuberías.....	80
2.13.3 Diámetro nominal.....	80
2.13.4 Diámetro exterior (OD).....	81
2.13.5 Diámetro interno (ID).....	81
2.13.6 Espesor de la tubería.....	81
2.13.7 Líneas de transmisión.....	82
2.13.8 Áreas de flujo.....	83
2.13.9 Área de la sección de metal.....	83
2.13.10 Superficie externa de la tubería.....	83
2.13.11 Peso.....	83
2.13.12 Peso del agua.....	84
2.14 Simulación de procesos.....	84
2.14.1 Simulador PIPEPHASE.....	85
CAPITULO III.....	89
MARCO METODOLÓGICO.....	89
3.1 Metodología empleada.....	89
3.1.1 Revisión Bibliográfica.....	89
3.1.2 Análisis De La Información.....	90

3.1.3 Análisis Técnico	90
3.2 Cálculo de forma manual de la caída de presión a través de una tubería que transporta un flujo de líquido.....	90
3.2.1 Parámetros del Fluido y tubería.....	91
3.2.2 Estimación de la caída de presión.....	92
3.3 Cálculo de forma manual de la caída de presión a través de una tubería que transporta un flujo de gas	94
3.3.1 Parámetros del Fluido y tubería.....	95
3.3.2 Estimación de la caída de presión.....	96
3.4 Cálculo de forma manual de la caída de presión a través de una tubería que transporta un flujo bifásico.....	99
3.4.1 Parámetros del Fluido y Tubería.....	100
3.4.2 Estimación de la caída de presión.....	101
3.5 Obtención de la caída de presión en la tubería por medio del simulador PIPEPHASE	102
3.5 Cálculo del porcentaje de desviación para cada una de las fases manejadas y las correlaciones empleadas	106
CAPITULO IV.....	107
DISCUSIÓN DE RESULTADOS	107
4.1 Cálculo manual de la caída de presión a lo largo de una tubería que transporta un fluido en fase líquida.	107
4.2 Cálculo manual de la caída de presión a lo largo de una tubería que transporta un fluido en fase gaseosa	116

4.3 Cálculo manual de la caída de presión a lo largo de una tubería que transporta un fluido bifásico.....	120
CONCLUSIONES	122
RECOMENDACIONES	124
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	125
METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO	125

LISTA DE TABLAS

Tabla 2.1. Composición del gas natural de acuerdo a sus componentes	29
Tabla 2.2 Rugosidad de la tubería según el material	63
Tabla 2.3. Coeficiente Hazen-Williams para materiales comunes	67
Tabla 3.1. Características de la tubería	91
Tabla 3.2. Condiciones de entrada	92
Tabla 3.3. Características de la tubería	95
Tabla 3.4. Condiciones de entrada	96
Tabla 3.5. Condiciones de trabajo para el líquido	100
Tabla 3.6. Condiciones de trabajo para el gas	100
Tabla 4.1. Resultados de caída de presión de forma manual y por el simulador PIPEPHASE, con un diámetro de tubería de 41”	108
Tabla 4.2. Resultados de caída de presión de forma manual y por el simulador PIPEPHASE, con un diámetro de tubería de 35.1”	109
Tabla 4.3. Resultados de caída de presión de forma manual y por el simulador PIPEPHASE, con un diámetro de tubería de 23.3”	110
Tabla 4.4. Desviación de la caída de presión, comparando la calculada de forma manual, con respecto a los valores de campo, para una tubería con un diámetro de 41”	111
Tabla 4.5. Desviación de la caída de presión, comparando los resultados obtenidos por el simulador PIPEPHASE, con respecto a los valores de campo, para una tubería con un diámetro de 41”	112
Tabla 4.6. Desviación de la caída de presión, comparando la calculada de forma manual, con respecto a los valores de campo, para una tubería con un diámetro de 35.1”	112

Tabla 4.7. Desviación de la caída de presión, comparando los resultados obtenidos por el simulador PIPEPHASE, con respecto a los valores de campo, para una tubería con un diámetro de 35.1”	113
Tabla 4.8. Desviación de la caída de presión, comparando la calculada de forma manual, con respecto a los valores de campo, para una tubería con un diámetro de 23.3”	114
Tabla 4.9. Desviación de la caída de presión, comparando los resultados obtenidos por el simulador PIPEPHASE, con respecto a los valores de campo, para una tubería con un diámetro de 35.1”	114
Tabla 4.10. Desviación de la caída de presión, comparando los resultados obtenidos por calculo manual y el simulador PIPEPHASE, con respecto a los valores de campo, para el caso N°1	116
Tabla 4.11. Desviación de la caída de presión, comparando los resultados obtenidos por calculo manual y el simulador PIPEPHASE, con respecto a los valores de campo, para el caso N°2	117
Tabla 4.12. Desviación de la caída de presión, comparando los resultados obtenidos por calculo manual y el simulador PIPEPHASE, con respecto a los valores de campo, para el caso N°3	118
Tabla 4.13. Desviación de la caída de presión, comparando los resultados obtenidos por calculo manual y el simulador PIPEPHASE, con respecto a los valores de campo, para el caso N°4	119
Tabla 4.14. Desviación de la caída de presión, comparando los resultados obtenidos por cálculo manual, con respecto a los valores de la publicación de Arnold & Stewart.....	121

LISTA DE FIGURAS

Figura 2.1. Composición del gas natural de acuerdo a sus componentes.....	29
Figura 2.2. Flujo burbuja alargada.....	47
Figura 2.3. Flujo tapón de líquido	47
Figura 2.4. Flujo burbuja dispersa	48
Figura 2.5. Flujo neblina.....	48
Figura 2.6. Flujo estratificado liso	49
Figura 2.7. Flujo estratificado ondulado.....	49
Figura 2.8. Flujo anular	50
Figura 2.9. Flujo de burbuja	51
Figura 2.10. Flujo tapón	52
Figura 2.11. Flujo Anular	53
Figura 2.12. Flujo de Transición.....	52
Figura 2.13. Representación de caída de presión entre dos puntos de una tubería.	56
Figura 2.14. Perfil de velocidad del flujo laminar	59
Figura 2.15. Perfil de velocidad del flujo turbulento.....	59
Figura 2.16. Grafica de Moody.....	62
Figura 2.17. Ventana principal de PIPEPHASE.....	86
Figura 3.1. Ventana principal del simulador	102
Figura 3.2. Ventana inicial del simulador PIPEPHASE.....	103
Figura 3.3. Datos de entrada al source.....	104
Figura 3.4. Datos de salida en sink	105
Figura 3.5. Datos del PIPE en el simulador.....	106

INTRODUCCIÓN

En la industria petrolera, el transporte de los hidrocarburos, ya sea en su estado gaseoso o líquido, desde el cabezal de pozo hasta las instalaciones de producción y posterior a los usuarios finales (consumidores), es una de las partes más importantes de las operaciones de producción. El medio más común y más seguro de transporte del hidrocarburo, desde los pozos hasta los consumidores, es a través de gasoductos. Las líneas de transmisión son utilizadas para transportar los fluidos de la boca del pozo a través de diferentes equipos, teniendo en cuenta los requisitos de presión del productor y el cliente. Los pasos básicos en el proceso de diseño de una tubería es el cálculo de los cambios en la presión a lo largo de la tubería, el tamaño de la línea, la presión nominal, y la selección del material de la tubería. El material de las tuberías elegido depende tanto de las propiedades del fluido a transportar, tipo de flujo esperado en la línea, así como también las temperaturas y presiones de operación.

Un conocimiento de las ecuaciones más relevantes de flujo es muy importante para el cálculo de los requisitos de capacidad y de presión de la tubería, debido a afectan la economía del transporte por ductos. Todas las ecuaciones usadas en el diseño de tuberías requieren una comprensión de los principios básicos de los regímenes de flujo, número de Reynolds (para indicar si el flujo es laminar o turbulento), el teorema de Bernoulli, factor de fricción de Moody y un conocimiento general de las ecuaciones de energía. La energía total contenida en el gas, se debe a la energía debido a la velocidad, la presión, y la elevación, es por ello que la ecuación de Bernoulli ha sido constantemente modificada en base a la conservación de la energía, en donde se conectan todos estos componentes de energía para el petróleo y gas, cuando fluyen de un punto a otro.

CAPITULO I

EL PROBLEMA

1.1 Planteamiento del problema

El gas natural es considerado el combustible de este siglo, cuya importancia como recurso energético radica principalmente en el bajo impacto ambiental que tiene en el uso como combustible, en comparación con otros carburantes y también en que es usado como materia prima en la industria petroquímica y de gran utilidad para los sectores domésticos y comerciales una vez refinado.

Para la operación de transporte, se utiliza generalmente tuberías de diversas características y diámetros; estos sistemas de transmisión comprenden tuberías de alta presión que transportan hidrocarburos entre puntos de abastecimiento y puntos de distribución a las áreas de consumo. El hidrocarburo distribuido en las áreas de mercado ingresa al sistema de distribución a presión más baja para ser distribuida a los consumidores finales.

Cuando el fluido fluye a través de una tubería puede presentarse una pérdida de presión, es por ello que es de suma importancia para el proceso de diseño de las tuberías conocer cuáles serán dichas pérdidas de presión, estas pueden ser generadas por la presencia de válvulas, accesorios y codos que forman parte del ensamblaje del sistema de tuberías.

Considerando la importancia del proceso del transporte de los hidrocarburos, se han realizado diversos estudios para el cálculo de la caída de presión, donde se pudo determinar que algunos de los factores más influyentes para que este fenómeno

ocurra son, la fricción, la velocidad del fluido y las elevaciones de la tubería. En base a estos estudios se desarrollaron varias ecuaciones que permiten el cálculo del caudal que relacionan tanto las propiedades del hidrocarburo así como también las características de la tubería y a su vez en función de las presiones aguas arriba y aguas abajo, en las que se puede obtener la variación de la presión a lo largo de la tubería. En vista que el hidrocarburo puede transportarse en fase gaseosa o líquida se desarrollaron ciertas correlaciones para cada fase, como por ejemplo para líquido se tienen la ecuación modificada de Bernoulli y Fanning y la ecuación de Hazen-Williams; para el caso de gas tenemos: la Ecuación de Weymouth, la ecuación de Panhandle A y Panhandle B. Para el cálculo de la caída de presión en un flujo bifásico se lleva a cabo usando una ecuación recomendada por American Petroleum Institute (API).

El objetivo de esta monografía es evaluar la precisión de las ecuaciones, antes mencionadas, para el cálculo de caída de presión en una tubería y realizar una comparación con los valores reales de campo con los obtenidos mediante el uso del simulador PIPEPHASE para así determinar cuál de ellas describe mejor el comportamiento real de las variaciones de presión en la tubería.

1.2 Objetivos

1.2.1 Objetivo general

Analizar la caída de presión de un fluido en fase líquida, gaseosa y bifásica en una tubería utilizando la herramienta informática PIPEPHASE.

1.2.2 Objetivos específicos

1. Estimar de forma manual la caída de presión en cada tramo de la tubería aplicando las correlaciones correspondientes para cada tipo de flujo.
2. Obtener la caída de presión en la tubería por medio del simulador PIPEPHASE.
3. Comparar los valores reales de caída de presión en la tubería con los valores obtenidos, tanto en cálculos manuales como los del simulador.

CAPITULO II

MARCO TEÓRICO

2.1 Consideraciones básicas del gas natural

2.1.1 Definición del gas natural

El gas natural es una mezcla de hidrocarburos ligeros compuestos principalmente de metano, etano, propano, butanos y pentanos. Proviene de la degradación de materia orgánica. En muchos casos va asociado a yacimientos de petróleo, aunque en otras ocasiones se descubre aislado. El componente fundamental del gas natural, el metano, también puede producirse artificialmente mediante la fermentación bacteriana de materia orgánica (por ejemplo en una depuradora de aguas residuales). El metano posee una estructura de hidrocarburo simple, compuesto por un átomo de carbono y cuatro átomos de hidrógeno (CH_4); y tiene como propiedades que es un gas altamente inflamable, se quema fácilmente y casi totalmente y emite muy poca contaminación.

El gas natural no es ni corrosivo ni tóxico, su temperatura de combustión es elevada y posee un estrecho intervalo de inflamabilidad, lo que hace de él un combustible fósil seguro en comparación con otras fuentes de energía. Además por su densidad relativa de 0.60 Kg/l, inferior a la del aire (1 Kg/l), no se acumula en zonas bajas en estancias evitando intoxicaciones. Es generalmente admitido que el carbono y el hidrógeno contenidos en el gas natural provienen de una serie de organismos descompuestos como animales y plantas, que quedaron sepultados bajo lodo y arena,

en lo más profundo de antiguos lagos y océanos durante millones de años. En la medida que se acumulaba lodo, arena y sedimento, se fueron formando capas de roca a gran profundidad. La presión causada por el peso sobre éstas capas más el calor emitido por el núcleo terrestre, transformaron lentamente el material orgánico en petróleo crudo y en gas natural.

2.1.2 Importancia del gas natural

El gas natural ha sido el combustible que frente a otros combustibles fósiles ha presentado el crecimiento más rápido en el consumo mundial; durante los primeros diez años, el consumo de energía primaria en el mundo se ha transformado de tal manera que, las diversas formas de energía primaria han modificado su participación. Por razones ambientales principalmente, se ha disminuido el uso de combustible como carbono y se ha favorecido gradualmente el consumo de combustibles mucho más limpio y menos contaminantes, como es el gas natural.

La importancia del gas natural es en dos sentidos, primeramente es que como recurso energético representa aproximadamente el 47% de los combustibles utilizados en el país y en segundo lugar constituye el 72% de los requerimientos de la industria petroquímica nacional.

2.1.3 Clasificación del gas natural

Cuando el gas está presente en yacimientos donde el producto principal del mismo es el petróleo, se habla de gas asociado; en cambio cuando el producto

principal del yacimiento es el gas se llama gas no asociado. Sin embargo hay una clasificación más detallada del gas natural según la clasificación del yacimiento.

Como ya sabemos los Yacimientos de Gas son aquellos en los cuales la mezcla de hidrocarburos se encuentra inicialmente en fase gaseosa en el subsuelo y se clasifican en yacimientos de:

- Gas seco
- Gas húmedo
- Gas condensado

En los yacimientos de gas seco la mezcla de hidrocarburos permanece en fase gaseosa, tanto en el subsuelo como en superficie, durante su vida productiva (a cualquier presión). Además, la temperatura de estos yacimientos es mayor que la temperatura cricondentérmica de la mezcla.

En cambio, los Yacimientos de Gas Húmedo producen líquido en superficie al pasar la mezcla a través del sistema de separación, generando relaciones gas-líquido (RGL) mayores de 15000 PCN/BN. A diferencia de los anteriores, los Yacimientos de Gas Condensado presentan condensación retrógrada en el yacimiento a presiones por debajo de la presión de rocío y temperaturas entre la crítica y la cricondentérmica de la mezcla. En este caso las relaciones gas-líquido son superiores a 3200 PCN/BN.

También existe una clasificación según los componentes del gas:

- **Gas rico (húmedo):** Es aquél gas natural del cual se puede obtener apreciables cantidades de hidrocarburos líquidos (C3+) aproximadamente de 3 GPM (galones por mil pies cúbicos en condiciones estándar) debido a que contienen alta proporción de componentes pesados. Es utilizado en petroquímica y en la elaboración de la gasolina natural.

- **Gas pobre (Seco):** Está formado prácticamente por metano (85-90 %). Se utiliza directamente como combustible o en proyectos de mantenimiento de presiones de yacimientos, así como en la producción de hidrógeno. También se utiliza en sistemas de compresión de gas, se habla de “Gas Húmedo” cuando se encuentra saturado de vapor de agua y “Gas Seco o Deshidratado” que contiene vapor de agua en pequeñas cantidades a niveles de partes por millón (ppm).
- **Gas agrio (Ácido):** Es aquél que contiene impurezas como H₂S y CO₂, los cuales son altamente corrosivos en presencia de agua. No tiene ninguna relación con el contenido de vapor de agua que pueda contener el gas.
- **Gas dulce:** Es aquél que no contiene o que contiene muy poca cantidad de impurezas (H₂S y CO₂). Contiene cantidades de sulfuro de hidrógeno menores a 4 ppm. La GPSA (Gas Processors Supplies Association) define un gas apto para ser transportado por tuberías como aquél que contiene menos de 4 ppm de H₂S, menos de 3 % de CO₂ y 6 a 7 libras de agua por millón de pies cúbicos en condiciones estándar (60 °F, 14.7 psia).
- **Gas condensado:** los gases condensados son también denominados gases retrógrados, y en su composición química todavía predominan un alto porcentaje de metano, pero posee una cantidad relativamente mayor de hidrocarburos pesados en comparación a los gases húmedos y secos; los gases retrógrados contienen líquidos disueltos. Su relación gas-condensado (RGC) es mayor a 3200 PCN/BN, la gravedad API del condensado oscila entre 40 y 60 °API.

2.1.4 Características y composición del gas natural

El gas natural es una mezcla de hidrocarburo parafínicos que incluyen el metano (CH_4), en mayor proporción, y otros tales como etano, propano, butano y pentano, en proporciones menores y decrecientes. Esta mezcla contiene, generalmente, impurezas tales como vapor de agua, sulfuro de hidrogeno, dióxido de carbono y otros gases inertes.

La composición del gas natural es variable y dependerá del campo y el yacimiento del cual se extrae. El gas producido en un pozo de gas o el producido con el petróleo, normalmente difiere en su composición con respecto al gas producido en otro pozo de gas o de petróleo, aun cuando los pozos estén en el mismo campo y su producción provenga del mismo yacimiento.

Además de los hidrocarburos presentes, por análisis se detecta la presencia o no de otros componentes que merecen atención debido a que pueden ocasionar problemas de las operaciones de manejo, tratamiento y procesamiento industrial del gas. En la figura 2.1 se muestra la variación de porcentajes que podrían tener los componentes del gas. Se indica que el componente principal del gas natural es el metano. Los otros hidrocarburos, unos en forma de gas y otros como líquidos, son partes del gas en menores porcentajes. Sin embargo, por medio del porcentaje real que resulte del análisis de las muestras de gas de un yacimiento se podrá calcular la cantidad de líquidos susceptibles de extracción y las posibilidades de comercialización.

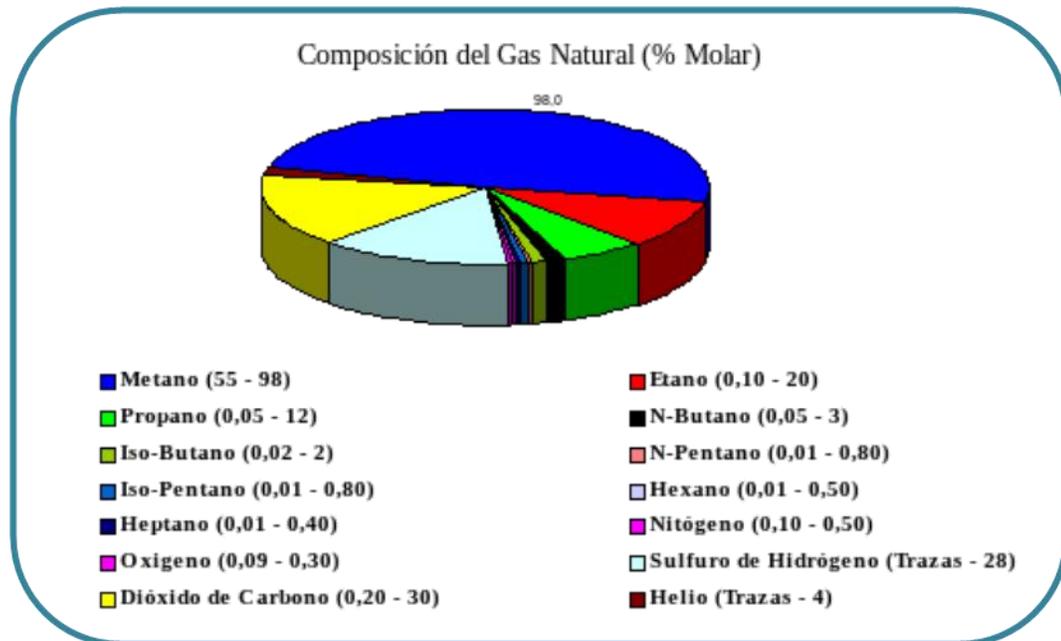


Figura 2. 1. Composición del gas natural de acuerdo a sus componentes

Tabla 2.1. Composición del gas natural de acuerdo a sus componentes

Componente	Gas Seco	Gas Húmedo	Gas Condensado
C ₁	96	90	75
C ₂	2	3	7
C ₃	1	2	4.50
n-C ₄ -iC ₄	0.50	2	3
n-C ₅ -iC ₅	0.50	1	2
C ₆	-----	0.50	2.5
C ₇	-----	1.5	6
MC ₇ ⁺	-----	115	125

2.1.5 Impurezas del gas natural

- Sulfuro de Hidrógeno H_2S .
- Monóxido de Carbono CO .
- Dióxido de Carbono CO_2 .
- Sulfuro de Carbonilo COS .
- Disulfuro de Carbono CS_2 .
- Mercaptanos RSH .
- Nitrógeno N_2 .
- Agua H_2O .
- Oxígeno O_2 .
- Mercurio Hg .

2.2 Especificaciones del gas a ser utilizado en el mercado interno

Dentro de las características que se hacen mención, se destacan los contenidos máximos permitidos de contaminante, los cuales han sido fijados atendiendo a los requerimientos de calidad del gas a venta, considerando las siguientes especificaciones:

2.2.1 Contenido de CO₂

Para el contenido de CO₂ se establecen dos especificaciones: 3% molar máximo, para gas no deshidratado, equivalente a 25.5 Lpcm de presión parcial de CO₂, calculada a 850 Lpcm de presión de operación, la cual dentro del rango considerado de “corrosión moderada”, según criterios de la API para corrosión por CO₂ en tuberías. Así mismo para gas deshidratado (7lb H₂O/MMPCN), se establece una especificación de 8% molar máximo.

2.2.2 Contenido de H₂S

Límite máximo recomendado entre 10 y 12 ppm; estos valores están por debajo de los requerimientos para prevenir corrosión (presión parcial de H₂S inferior a 0.05psig), en los sistemas de distribución doméstico e industrial, considerando el valor de la tolerancia establecida por la Occupational Safety and Health Act, EEUU (OSHA). El valor tope de 12 ppm se debe considerar de manera eventual o temporal.

2.2.3 Contenido de agua

El límite del contenido de agua se encuentra entre 7-10 lb/MMPCN.

2.2.4 Contenido de COS

El máximo contenido del sulfuro de carbonilo es de 5 ppm.

2.2.5 Contenido de RSH

El límite máximo de mercaptanos es de 5 ppm.

2.2.6 Contenido de azufre total

El máximo contenido es de 20ppm.

2.3 Almacenamiento y transporte del gas natural

2.3.1 Almacenamiento del gas natural

Se requiere almacenar los recursos energéticos para controlar mejor su producción, transporte, distribución y utilización, a fin de asegurar un abastecimiento seguro, abundante y uniforme para los consumidores. Así, hoy día el gas natural se licúa y almacena para ser transportado de una región a otra; posteriormente se regasifica para usos finales o puede ser inyectado en sitios de almacenamiento subterráneo.

Los almacenamientos de gas natural suelen ser subterráneos, seleccionándose frecuentemente para ello formaciones geológicas naturales con características similares a las de los yacimientos, no afectando así al ecosistema. En general, se ubican cerca de los centros de mercado que requieren el suministro. El mercado del gas natural sigue un comportamiento estacional, generalmente con mayor demanda en el invierno. Así, el gas almacenado juega el papel de asegurar que cualquier exceso

de oferta entregado durante una temporada está disponible para cubrir la mayor demanda en otra temporada.

Hay tres tipos básicos de almacenamiento subterráneo: yacimientos agotados, acuíferos y domos salinos (cavernas o cavidades generadas en formaciones salinas). Además del almacenamiento subterráneo, el gas natural se puede almacenar como GNL tomando menos espacio que en forma gaseosa.

Actualmente, el 78.3% por ciento de los almacenamientos de gas natural se realizan en yacimientos agotados de gas o petróleo, 11.4% más en acuíferos, 6.5% en domos salinos y el resto en otro tipo de instalación.

2.3.2 Transporte del gas natural

Una vez extraído de los pozos, el gas, es llevado a las plantas de procesamiento donde es posible separar el metano de los componentes más pesados y licuables, la gasolina natural y las impurezas.

El gas proveniente de los sistemas de tratamiento o procesamiento, según proceda de yacimientos de gas seco o de yacimiento de gas asociado o condensado, es recibido en centros o estaciones de recepción y distribución primaria, de los cuales parten las líneas de transmisión o gasoductos, transportándose a través de los mismos hasta los centros de consumo, donde a través de estaciones principales, ramales, redes de distribución y estaciones de medición y regulación se entrega finalmente el gas a los clientes.

Debido a que normalmente los centros de consumo se encuentran distantes de los yacimientos, se pierde progresivamente la presión para transportarlos en los gasoductos, es necesario intercalar plantas compresoras, a través de las cuales se

eleva o se restituye la presión a los niveles requeridos. Dependiente de la presión con que provenga el gas de los yacimientos o plantas de procesamiento y de la presión requerida a la entrada de los sistemas de transmisión.

2.4 Líneas de transmisión

Un sistema de transmisión de gas natural comprende tuberías de alta presión que transportan gas entre puntos de abastecimiento y puntos de distribución a las áreas de consumo. Este apartado tiene un tratamiento especial más adelante.

El gas distribuido en las áreas de mercado ingresa al sistema de distribución a presión más baja para ser distribuida a los consumidores finales. El gas también puede ser transportado para su almacenaje o bien para su conexión a otros sistemas de transmisión.

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

Las presiones de operación máximas de los sistemas de transmisión son generalmente mayores a 3.450 KPa y pueden llegar a los 10.340 KPa.

Los sistemas de transmisión del gas se pueden dividir en: sistema de recolección, facilidades de compresión y tratamiento, sistema de tuberías principales y sistema de distribución. Los gasoductos que comprenden los sistemas de

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

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

Línea Matriz. Conjunto de tuberías y accesorios en acero que permiten transportar el gas desde la estación receptora hasta las estaciones reguladoras.

Línea Arteria. Conjunto de tuberías en un gasoducto urbano, que conducen el gas desde las estaciones reguladoras hasta los anillos.

Anillo. Tubería que conduce el gas desde una línea arteria a una zona habitada, a la cual se conectan las acometidas para el consumo final.

Acometida. Derivación comprendida entre una tubería de la red local de gas, generalmente un anillo, y el medidor de un inmueble que será alimentado con gas. El medidor forma parte de la acometida.

Instalación Interna. Comprende las tuberías, válvulas y accesorios utilizados para conducir el gas desde el medidor hasta los aparatos de consumo.

Medidor de Gas. Dispositivo utilizado para medir volúmenes de gas.

Estación Receptora. Conjunto de aparatos, tuberías, válvulas y accesorios que reciben el gas de un gasoducto troncal o ramal y que permiten la limpieza, la medición, la regulación de la presión y la odorización del gas.

Estación Reguladora. Es el conjunto de aparatos, tuberías, válvulas, reguladores y accesorios que reciben el gas de una línea matriz y que permiten odorizar, disminuir y mantener constante la presión de entrega de gas.

Odorización. Acción de agregar una sustancia química de olor característico a un producto inodoro para hacerlo fácilmente detectable en el evento de fugas o escapes.

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

Usando el sistema de flotamiento de tubería, los cálculos de pesos versus flotabilidad, deben ser calculados correctamente para evitar que la tubería flote superficialmente o se hunda hasta el fondo marino haciendo imposible que las demás sartas de tuberías puedan ser soldadas en tierra para luego ser jaladas por el barco-remolcador.

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

2.4.1 Oleoductos

Se denomina oleoducto a la tubería e instalaciones conexas utilizadas para el transporte de petróleo y sus derivados. Se construye mediante la unión por soldadura de tubos de acero que se colocan en la superficie o enterrados en estrechas zanjas, en cuyo caso se protegen con un revestimiento aislante. El crudo es transportado desde el pozo hasta las estaciones recolectoras mediante las líneas de flujo bifásicas y desde las estaciones es enviado a los patios de recolección y desde éstos a las refinerías y/o puertos de embarque a través de las tuberías principales u oleoductos. La energía necesaria para el transporte se logra mediante estaciones de bombeo intercaladas en la red de tuberías y el número de estas estaciones, así como su potencia, viene determinado por la viscosidad del crudo (o del refinado correspondiente), el diámetro de la tubería, la resistencia mecánica de ésta y los perfiles topográficos a partir de los cuales se construirá el oleoducto.

Para cada oleoducto se requiere un determinado tipo o clase de tubería. Generalmente, las dos características más comunes de un oleoducto son el diámetro externo y la longitud. Sin embargo, durante el proceso de diseño se toma en cuenta una variedad de factores que corresponden al funcionamiento eficaz y buen comportamiento físico del oleoducto.

Es esencial el tipo o calidad de acero de los tubos. Según especificaciones del American Petroleum Institute (API) la serie incluye desde el grado B que tiene un punto cedente mínimo de resistencia de 2.531 kg/cm² (36.000 lb/pulg²) hasta el grado X-70 cuyo punto cedente mínimo es de 4.921 kg/cm² (70.000 lb/pulg²). Esta resistencia denota la capacidad que tiene el material (acero) para resistir la deformación (elongación) bajo la acción de fuerzas que puedan aplicársele. La competencia de la tubería es muy importante debido a que el flujo del petróleo por

ella se logra por presión a lo largo del oleoducto. Por tanto, la tubería debe resistir también presiones internas porque de lo contrario estallaría.

2.4.2 Gasoductos

Son sistemas de tuberías de diferentes diámetros los cuales son utilizados para el transporte de gas desde un yacimiento de gas libre o asociado desde las estaciones de producción hasta las plantas de compresión, y desde éstas a los sistemas de inyección para recuperación secundaria, a la venta o a los centros de consumo (residencias, comercios e industrias). El diámetro depende del volumen a transportar y la presión bajo la cual el gas va ser transportado.

El material principal que se emplea para la construcción de los gasoductos es el acero al carbono de alta resistencia debido a que puede soportar altas presiones.

Además, si la longitud del gasoducto es importante, pueden ser necesarias estaciones de compresión a intervalos.

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

Para cruzar un río en el trazado de un gasoducto se utilizan principalmente dos técnicas, la perforación horizontal y la perforación dirigida. Con ellas se consigue que tanto la flora como la fauna del río y de la ribera no se vean afectadas. Estas técnicas también se utilizan para cruzar otras infraestructuras importantes como carreteras, autopistas o ferrocarriles.

El tendido por mar se hace desde barcos especialmente diseñados, los cuales van depositando sobre el lecho marino la tubería una vez soldada en el barco.

2.4.2.1 Importancia de los gasoductos

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

2.4.2.2 Clasificación de gasoductos dependiendo de la ubicación

- **Gasoducto urbano.** Conjunto de tuberías y accesorios que conforman una red de distribución de gas, dentro de una población para atender el suministro domiciliario residencial, comercial y/o industrial de este combustible.
- **Gasoducto troncal.** Conjunto de tuberías y accesorios para transportar gas desde las fuentes de abastecimiento hasta las estaciones receptoras, y que alimenta; directamente o a través de ramales, gasoductos urbanos, industrias y termoeléctricas.
- **Gasoducto ramal.** Conjunto de tuberías y accesorios para transportar gas, que se deriva de un gasoducto troncal y alimenta gasoductos urbanos, industrias y termoeléctricas. El ramal podrá hacer parte del gasoducto troncal.

2.4.2.3 Tipos de tubería

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

- **Tuberías de polietileno.** Normalmente se usa polietileno en las tuberías instaladas hasta la estación de reducción de presión de la industria. Son adecuadas cuando se trata de tuberías enterradas y cuando normalmente las presiones son inferiores a 6 bar.
- **Tuberías de acero.** Las tuberías de acero se pueden instalar en toda la red de distribución e instalaciones que van desde la estación de regulación hasta el aparato de consumo. Las tuberías de acero siempre deben ser protegidas contra corrosión.
- **Tubería de acero sin costura.** El mercado ofrece de aleación de alta calidad y tubería sin costura de acero de aleación mecánica para una amplia gama de industrias. Existen varios tipos: aceros de aleación mecánica para una amplia gama de industrias. Existen varios tipos: aceros de aleación y de carbón y acero de aleación intermedia para aplicaciones a alta temperatura y resistentes a la corrosión, las tuberías también pueden producirse según las especificaciones del cliente. Pueden ser de acero al carbón con o sin costura, y conexiones forjadas de acuerdo a la NMX-B-177-1990 con uniones roscadas, dicha tubería debe protegerse contra la corrosión.

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

2.5 Propiedades físicas de los fluidos

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

2.5.1 Viscosidad

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

2.5.2 Densidad

La densidad de una sustancia es su masa por unidad de volumen. También se define como el inverso del volumen específico. El efecto de la presión sobre la densidad de los líquidos carece de importancia en los problemas de flujo de fluidos;

sin embargo, las densidades de los gases y vapores deben ser consideradas, puesto que éstas tienen una gran variación con la presión.

2.5.3 Gravedad específica de un gas

Se define como la relación entre la densidad de un gas y la densidad del aire a las mismas condiciones de presión y temperatura, o como la razón entre el peso molecular del gas y el peso molecular del aire.

$$\gamma_g = \frac{\rho(\text{gas})}{\rho(\text{aire})} = \frac{M(\text{gas})}{M(\text{aire})} \quad \text{Ec.2.1}$$

2.5.4 Gravedad API

Es una escala arbitraria, del Instituto Americano del Petróleo, que guarda la relación con la gravedad específica del petróleo y sus derivados. Cuanto más ligero es el petróleo mayor es el grado.

2.5.5 Relación gas-petróleo o condensado

Es la relación gas-liquido, que se produce en un pozo de petróleo. Se expresa en pies cúbicos medidos a condiciones estándar por barril de líquido en el tanque.

2.5.6 Presión de burbujeo

Es la presión, a la cual se forma la primera burbuja de gas, al pasar un sistema del estado líquido al estado de dos fases, donde la fase líquida esta en equilibrio con una cantidad infinitesimal de gas libre.

2.5.7 Presión de rocío

Es la presión a la cual se forma la primera gota de líquido, al pasar de un sistema del estado gaseoso al estado de dos fases, donde la fase gaseosa esta en equilibrio con una cantidad infinitesimal de líquido.

2.5.8 Factor volumétrico

Es el volumen que ocupa a las condiciones de yacimiento, la unidad volumétrica del fluido a condiciones normales.

2.6 Flujo de fluidos en tuberías

2.6.1 Flujo Monofásico

El flujo monofásico en tuberías es definido como el movimiento concurrente en el interior de ella, de una sola fase. En la industria petrolera es común encontrar que

el flujo está conformado por gas, petróleo y agua, en otros casos también se presenta sólidos en forma de arena, arcillas y otros. El flujo que se asemeja puede ser corrosivo, dependiendo de la existencia de las condiciones que favorezcan este fenómeno.

En el caso de transporte de gas por gasoductos, donde en ocasiones tiene que desplazarse en grandes distancias, el gas fluye debido a la diferencia de presiones entre los extremos de un gasoducto. Donde el flujo se ve afectado por la composición del gas, la diferencia de altura sobre el nivel del mar, la temperatura, por las características físicas del gasoducto (diámetro, rugosidad de las paredes y la longitud).

2.6.2 Flujo Bifásico

Es el flujo simultáneo de líquido y gas en una tubería. Por ejemplo, los pozos petroleros producen una mezcla de hidrocarburos, los cuales se separan parcialmente en gas y líquido cuando se reduce la presión. Además la producción de gas y crudo generalmente viene acompañada de agua y de partículas sólidas. Esta mezcla puede estudiarse como un flujo bifásico cuyos componentes son básicamente gas y líquido.

2.6.3 Flujo Multifásico

El flujo multifásico es el movimiento de gas libre y de líquido, el gas puede estar mezclado en forma homogénea con el líquido o pueden existir formando un oleaje donde el gas empuja al líquido desde atrás o encima de él, provocando en algunos casos crestas en la superficie del líquido, puede darse el caso en el cual el

líquido y el gas se mueven en forma paralela, a la misma velocidad y sin perturbación relevante sobre la superficie de la interfase gas-líquido. Cuando el fluido se desplaza desde el yacimiento hacia la superficie, se libera energía tanto en el flujo vertical como en el horizontal. Esta energía la posee el fluido durante su permanencia en el yacimiento. Por lo tanto, para utilizarla al máximo se requiere realizar un buen diseño de los equipos del pozo, línea de flujo, estranguladores, separadores y de otras conexiones. El diseño óptimo, necesita de un estudio detallado del comportamiento del flujo multifásico en cada uno de estos componentes, lo cual debe tomar en cuenta las diferentes variables que afecten el proceso. El flujo multifásico se desplaza a través de la tubería vertical y horizontal, el cual comprende el estrangulador, la línea de flujo, hasta llegar al separador y los tanques de almacenamiento. El flujo multifásico de gas y líquido, ocurre frecuentemente durante la fase de extracción de petróleo, en el área química y en industrias que guarden relación con dichos parámetros. Durante el trayecto del flujo vertical y horizontal, la producción del pozo puede encontrar restricciones por la existencia de válvulas, reducción de tuberías y los necesarios estranguladores de flujo. La última restricción está generalmente colocada en el cabezal o en algunos casos en el fondo del pozo o a nivel del múltiple de producción, todos principalmente con el objeto de controlar el caudal, imponiendo una contra-presión a la formación. Además, el flujo de fluidos en una tubería involucra elementos que favorecen o impiden su movimiento, entre los cuales se puede mencionar la fricción, factor que se produce por el contacto del fluido con las paredes de la tubería. La mayor o menor velocidad con que fluyen los fluidos a través de las tuberías permite determinar el régimen de flujo que se tiene, (laminar o turbulento), el porcentaje de líquido que se encuentra en un momento cualquiera en un intervalo de tubería determina el factor de entrapamiento. Otros parámetros, son la relación gas-líquido y el porcentaje de agua y sedimentos, el diámetro de la tubería, la viscosidad del petróleo, reuniéndose una cantidad de variables que regulan las ecuaciones de balance de energía y presión.

2.7 Patrones de flujo

La diferencia entre el flujo de una sola fase y bifásico es que en este último las fases gaseosa y líquida pueden ser distribuidas en la tubería en una variedad de configuraciones de flujo, las cuales difieren unas de otras por la distribución espacial de la interfase, resultando en características diferentes de flujo tales como en los perfiles de velocidad y el factor de entrapamiento.

La existencia de patrones de flujo en un sistema bifásico dado depende de las siguientes variables:

- Parámetros operacionales, es decir, tasa de flujo de gas y líquido.
- Variables geométricas; diámetro de la tubería y ángulo de inclinación.
- Las propiedades físicas de las dos fases tales como: densidades, viscosidades y tensiones superficiales del gas y del líquido.

2.7.1 En tuberías horizontales o ligeramente inclinadas

En un flujo bifásico (líquido-vapor), las interacciones entre la fase líquida y el vapor, están influenciadas por sus propiedades físicas, caudales de flujo y por el tamaño, rugosidad y orientación de la tubería, los cuales causan varios tipos de patrones de flujo.

2.7.1.1 Flujo de burbuja alargada

Las burbujas alargadas y separadas de gas flotan en la porción superior de la línea cuando la cantidad de líquido es intermedia y la velocidad del gas es baja. A

velocidades bajas del gas, estas burbujas se aglomeran y forman el equivalente distorsionado de una burbuja uniformemente cilíndrica. En la figura 2.2 se muestra este tipo de flujo.

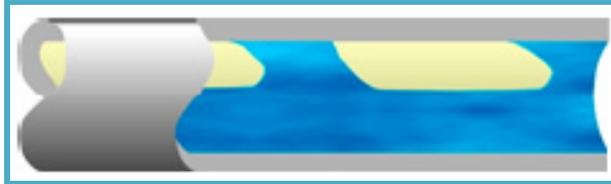


Figura 2.2. Flujo burbuja alargada

2.7.1.2 Flujo tapón

Las proporciones intermedias de líquido y de gas originan que las burbujas alargadas de extremos redondeados se alarguen aun más y ocupan una porción mayor de la sección transversal de la línea y sufren más distorsión. Además se encuentran separadas por tapones de líquido que puede contener burbujas de gas. El flujo tapón es una transición del patrón de burbuja alargada al flujo de neblina anular. En el flujo tapón el gas viaja a una velocidad notablemente mayor que el líquido. En la figura 2.3 se observa este tipo de flujo.

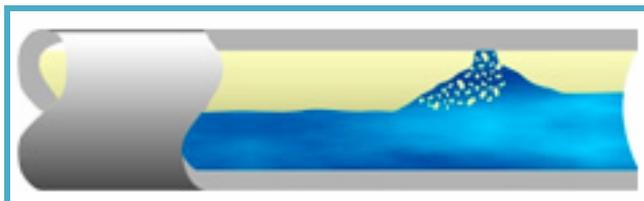


Figura 2.3. Flujo tapón de líquido

2.7.1.3 Flujo de burbuja dispersa

En este patrón de flujo, las burbujas del gas están casi uniformemente distribuidas por todo el líquido. El perfil de concentración de burbujas es un asimétrico y llega al máximo cerca del tope de la línea. Las fases de vapor y de líquido tienen igual velocidad de flujo. En la figura 2.4 se muestra este tipo de flujo.

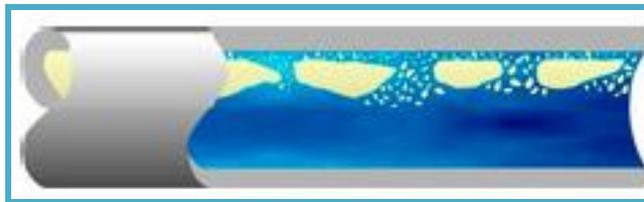


Figura 2.4. Flujo burbuja dispersa

2.7.1.4 Flujo de neblina

Cuando en el flujo anular la velocidad del gas llega a ser suficientemente alta, la película del líquido se desprende de las paredes y es transportado como pequeñas gotas por el gas. En el flujo de neblina, las fases de vapor y líquido están íntimamente mezcladas, y la mezcla bifásica se asemeja mucho a una fase homogénea. La figura 2.5 representa este tipo de flujo.

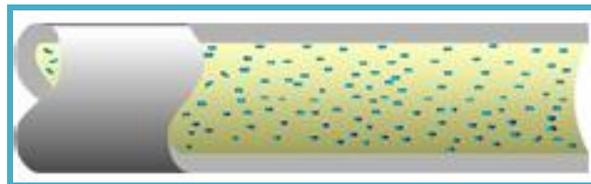


Figura 2.5. Flujo neblina

2.7.1.5 Flujo estratificado liso

A baja velocidad del líquido y muy baja velocidad del gas, ocurre una completa estratificación de los fluidos ocupando el gas la porción superior de la línea sobre una interfase calmada de gas y líquido. Este es el patrón de flujo estratificado de interfase calmada. El incremento de la velocidad del gas produce agitación en la interfase del gas y líquido y ocurre el patrón de flujo estratificado de interfase agitada. En la figura 2.6 muestra este tipo de flujo.



Figura 2.6. Flujo estratificado liso

2.7.1.6 Flujo estratificado ondulado

Una mayor proporción de flujo de gas ocasiona que la velocidad del gas es mayor que la velocidad del líquido, lo cual origina ondas en la superficie del líquido. La amplitud de onda incrementa al hacerse mayor la proporción de gas. En la figura 2.7 se muestra este tipo de flujo.



Figura 2.7. Flujo estratificado ondulado

2.7.1.7 Flujo anular

La alta cantidad de líquido origina que el líquido fluya como una película anular a lo largo de las paredes, mientras que el gas fluye como un núcleo de alta velocidad en el centro de la línea. Este núcleo de vapor transporta algunas gotas del líquido porque el gas desprende parte del líquido de la película. El flujo anular tiene mucha estabilidad y unida al hecho de que se favorece la transferencia en masa del flujo de gas y líquido, hace muy beneficioso este régimen de flujo para algunas reacciones químicas. En la figura 2.8 se muestra este flujo.

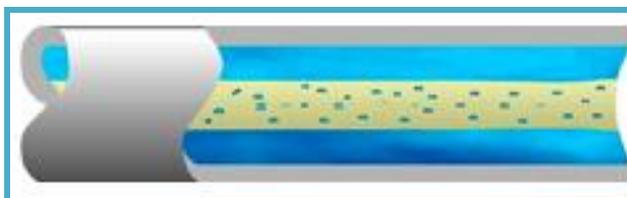


Figura 2.8. Flujo anular

2.7.2 Tuberías Verticales

El comportamiento de flujo en tuberías verticales donde la gravedad juega un papel muy importante ha sido menos investigado que en tuberías horizontales. La mayor parte de la información disponible de tubería vertical se refiere a flujo ascendente.

Las condiciones bajo las cuales existen ciertos tipos de regímenes de flujo, dependen principalmente de la orientación de la tubería y de la orientación del flujo.

2.7.2.1 Flujo de burbuja

La tubería se encuentra prácticamente llena de líquido y la fase de gas libre se presenta en pequeñas burbujas las cuales se mueven a diferentes velocidades exceptuando aquellas que por su densidad tienen pequeños efectos en el gradiente de presión. La pared de la tubería está siempre en contacto con la fase líquida. Figura 2.9.



Figura 2.9. Flujo de burbuja

2.7.2.2 Flujo tapón (Slug)

La fase gaseosa es más significativa. Sin embargo la fase líquida sigue siendo continua, las burbujas de gas coalescente y forman tapones o slug's los cuales ocupan prácticamente toda la sección transversal de la tubería. El líquido que rodea la burbuja puede moverse a bajas velocidades en forma descendente. El gas y el líquido tienen efectos significativos en la caída de presión. Figura 2.10.

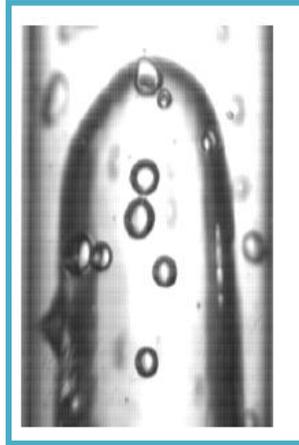


Figura 2.10. Flujo tapón

2.7.2.3 Flujo de transición (churn)

Es cuando ocurre el cambio de la fase líquida continua a la fase de gas continua. Las burbujas de gas pueden unirse y el líquido puede entrar en la burbuja. Aunque los efectos del líquido son significantes, dominan los de la fase gaseosa. Figura 2.11.



Figura 2.11. Flujo de Transición

2.7.2.4 Flujo anular

La fase gaseosa es continua y la mayor parte del líquido se introduce en ésta en forma de gotitas. La pared de la tubería está cubierta por una película de líquido y la fase gaseosa controla la caída de presión. Figura 2.12

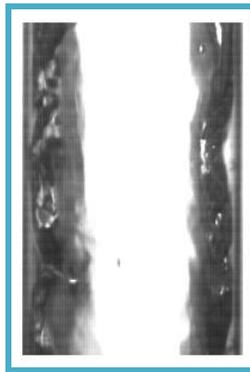


Figura 2.12. Flujo Anular

2.8 Régimen de flujo

2.8.1 Flujo Laminar

En el flujo laminar las partículas del fluido se mueven a lo largo de trayectorias lisas en capas o láminas, deslizándose una fina capa sobre la adyacente con solo un intercambio molecular de cantidades de movimiento. En este tipo de flujo la acción de la viscosidad frena la tendencia a la turbulencia.

2.8.2 Flujo Turbulento

El flujo turbulento es el más frecuente en las aplicaciones prácticas de la ingeniería. Esta clase de flujo las partículas del fluido (pequeñas masas moleculares) se mueven siguiendo trayectorias muy irregulares, originando un violento intercambio de cantidad de movimiento de una porción del fluido a otra. En cuanto a la zona de transición, existen en las literaturas grandes desacuerdos en los valores del número de Reynolds que definen esta zona y por razones de seguridad, para el diseño, se aplican formulas de flujos turbulentos si $Re > 2000$.

2.8.3 Fluidos newtonianos

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

2.8.4 Fluidos no newtonianos

Son fluidos en los cuales la viscosidad, depende del esfuerzo cortante o del tiempo. Ejemplo de estos fluidos son, las lechadas, emulsiones y la mayoría de los líquidos con viscosidad mayor de 20 Pa a baja tasa de esfuerzo cortante.

2.8.5 Fluido compresible

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

2.8.6 Fluido incompresible

El flujo es incompresible, si la sustancia en movimiento es un líquido, o si se trata de un gas cuya densidad, cambia el valor en el sistema en un valor no mayor al 10%.

2.9 Principio del flujo de fluidos compresibles en tuberías

La determinación exacta de la pérdida de presión de un fluido compresible que circula por una tubería requiere un conocimiento de la relación entre presión y volumen específico; esto no es fácil de determinar para cada problema en particular. Los casos extremos considerados normalmente son el flujo adiabático y el flujo isotérmico. El flujo adiabático se supone que ocurre en tuberías cortas y bien aisladas. Esto es debido a que no se transfiere calor desde o hacia la tubería, excepto la pequeña cantidad de calor que se produce por fricción que se añade al flujo, y el flujo isotérmico ocurre en tuberías largas.

La densidad de los gases varía considerablemente con la presión; por lo tanto, si la caída de presión entre P1 y P2 en la figura 2.2 es grande, la densidad y la velocidad cambian de manera significativa.

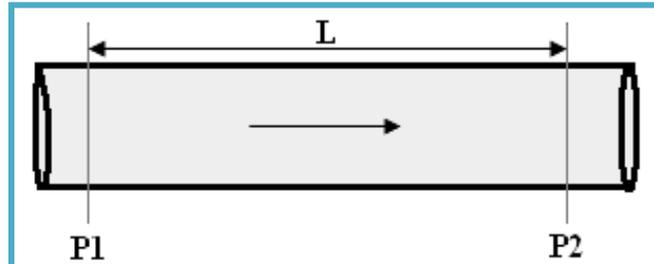


Figura 2.13. Representación de caída de presión entre dos puntos de una tubería.

2.9.1 Número de Reynolds

El régimen de flujo existente, se caracteriza por el número de Reynolds (Re). Las investigaciones de Osborne Reynolds han demostrado que el régimen de flujo en tuberías (laminar o turbulento) depende de cuatro variables que son: diámetro de la tubería, velocidad de flujo, densidad y viscosidad del fluido. El valor numérico de una combinación adimensional de estas cuatro variables, conocido como el número de Reynolds puede considerarse como la relación de las fuerzas dinámicas de la masa del fluido respecto a los esfuerzos de deformación ocasionados por la viscosidad.

$$Re = \frac{\text{Fuerza de inercia}}{\text{Fuerzas Viscosas}} = \frac{\frac{\rho V^2}{D}}{\frac{\mu V}{D^2}} = \frac{\rho V D}{\mu} = \frac{V D}{\nu} = \frac{Q D}{\nu A} \quad \text{Ec.2.2}$$

El numero de Reynolds

$Re \leq 2000$ Flujo Laminar

$2000 < Re < 4000$ Zona de transición

$Re > 4000$ Flujo Turbulento

Donde:

ρ = densidad

V = velocidad

D = diámetro interno de la tubería

μ = viscosidad

ν = viscosidad cinemática (μ/ρ)

Q = tasa de flujo volumétrico

El número de Reynolds se puede expresar en diferentes formas para líquidos y gases. Las ecuaciones (2.3), (2.4) y (2.5) dan la ecuación de Reynolds en unidades de campo para los líquidos y la ecuación (2.6) es para el flujo de gas.

$$Re = 7738 \frac{\gamma_l * d * V}{\mu} \quad \text{Ec.2.3}$$

$$Re = 7738 \frac{SG * Ql}{d * \mu} \quad \text{Ec.2.4}$$

$$Re = 928 \frac{\rho * d * V}{\mu} \quad \text{Ec.2.5}$$

Donde:

ρ = densidad, lbm/gal

V = velocidad, ft/sg

d = diámetro interno de la tubería, pulgadas.

μ = viscosidad, cps

Q_l = tasa de flujo líquido, BPD

γ_l = gravedad específica del líquido, adimensional.

$$Re = 20.100 \frac{\gamma_g * Q_g}{d * \mu} \quad \text{Ec.2.6}$$

Donde:

Q_g = tasa de gas, MMPCE

γ_g = gravedad específica del gas a condiciones estándar (aire=1)

d = diámetro interno de la tubería, pulgadas.

μ = viscosidad, cps.

El número de Reynolds es muy esencial para la descripción de los regímenes de flujo de los fluidos que fluyen y luego se usa para determinar las ecuaciones necesarias para ser utilizados en el cálculo de pérdida de presión. Es importante saber qué régimen de flujo del fluido es en antes de seleccionar la ecuación a utilizar para calcular la pérdida de presión. Para solucionar problemas en el flujo de transición, los valores de flujo de transición se obtienen por interpolación entre los valores de flujo laminar y turbulento. Figuras 2.3 y 2.4 representan los perfiles de velocidad de flujo laminar y turbulento, respectivamente. En flujo laminar el perfil de velocidad es parabólico con la velocidad máxima en el centro de la tubería como se muestra en la figura 2.3. Para flujo turbulento sin embargo, las capas de fluido se mezclan completamente y esto se traduce en una más uniforme, ligeramente diferentes, perfil de velocidad como se muestra en la figura 2.4.

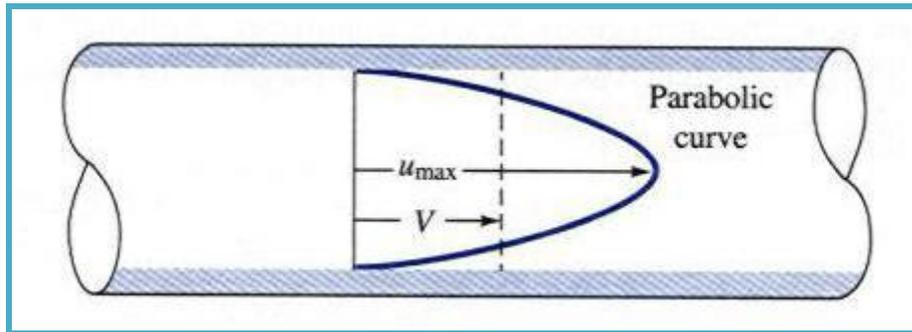


Figura 2.14. Perfil de velocidad del flujo laminar

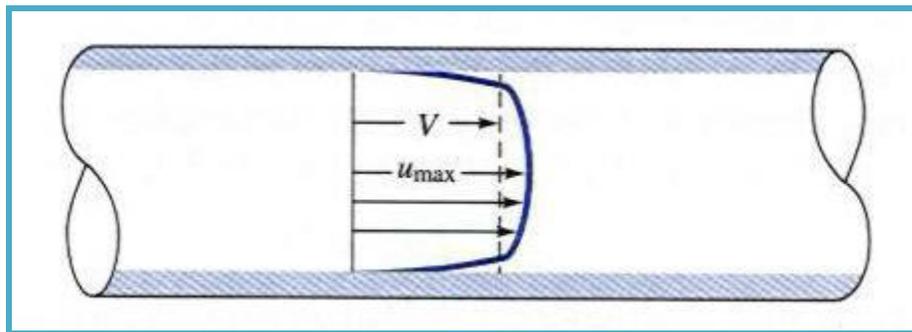


Figura 2.15. Perfil de velocidad del flujo turbulento

2.9.2 Ecuación de Energía

La forma más simple de expresar la ecuación de energía para fluido incompresible es la siguiente

$$Z_1 + \frac{P_1}{\rho_1 g} + \frac{V_1^2}{2g} = Z_2 + \frac{P_2}{\rho_2 g} + \frac{V_2^2}{2g} + H_L \quad \text{Ec.2.7}$$

2.9.3 Ecuación de Darcy

Ecuación de Darcy es otra ecuación fundamental al flujo de fluido. Ecuación de Darcy puede enunciarse de la siguiente manera:

$$H_L = \frac{fLV^2}{2gD} \quad \text{Ec.2.8}$$

La ecuación de Darcy anterior esta expresada para pérdida de carga sin embargo también puede expresarse para perdidas por presión. La ecuación para la pérdida de presión se puede escribir de la siguiente manera:

$$\Delta P_f = 0.0013 \frac{f\rho LV^2}{d} \quad \text{Ec.2.9}$$

Donde:

ΔP_f = perdidas por presión, psi

f= Factor de fricción por Moody

ρ = densidad, Lb/ft³

L= longitud de la tubería, ft.

V=velocidad, ft/seg

d = diámetro de la tubería, pulgadas

2.9.4 Factor de fricción

Tanto en flujo turbulento, como en laminar, el factor de fricción depende del número de Reynolds. Sin embargo, no es posible predecir en bases teóricas el factor de fricción (f) para el flujo turbulento.

El factor de fricción debe determinarse de manera empírica y no solo depende del número de Reynolds sino también de la rugosidad de la superficie de la tubería. Para flujo laminar, la rugosidad no produce efecto significativo.

Se han obtenido y correlacionado muchos datos experimentales de factores de fricción para tuberías de superficie tersa así como para diversos grados de rugosidad equivalente.

Parámetro f en la ecuación anterior se conoce como el factor de fricción de Moody. Puede ser obtenido de la grafica de Moody, la Figura 2.16, que relaciona el factor de fricción, número de Reynolds, y rugosidad relativa (Tabla 2.2). El factor de fricción Moody también se llama el factor de fricción de Darcy. Otro factor de fricción menos comúnmente utilizado es el factor de fricción de Fanning.

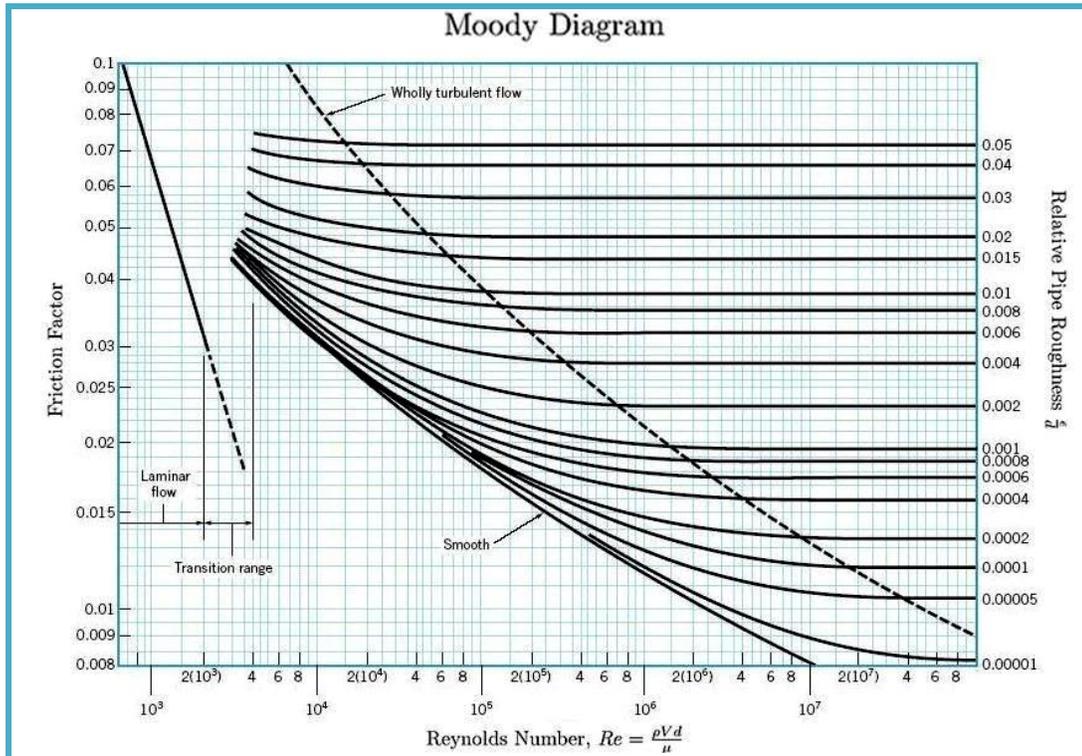


Figura 2.16. Grafica de Moody

Relación del factor de fricción Fanning con el factor de fricción Moody:

$$f_f = \frac{f}{4}$$

Ec.2.10

Donde:

f_f = factor de fricción Fanning

f = factor de fricción Moody

Si el flujo es laminar, el factor de fricción puede determinarse a partir de:

$$f = \frac{64}{Re} \quad \text{Ec.2.11}$$

Cuando el flujo es turbulento el factor de fricción depende no solo del número de Reynolds, sino también de la rugosidad de las paredes de la tubería. Para tuberías muy lisas, el factor de fricción disminuye más rápidamente con el aumento del número de Reynolds, que para tuberías con paredes más rugosas.

Como el tipo de la superficie interna de la tubería comercial es prácticamente independiente del diámetro, la rugosidad de las paredes tiene mayor efecto en el factor de fricción para diámetros pequeños. En consecuencia las tuberías de pequeño diámetro se acercan a la condición de gran rugosidad y en general tienen mayores factores de fricción que tuberías del mismo material pero de mayores diámetros.

Existen varias correlaciones para obtener el factor de fricción para el flujo turbulento ya sea en tuberías lisas y tuberías rugosas. Tabla 2.2 Valores de lista de rugosidad de la tubería.

Tabla 2.2 Rugosidad de la tubería según el material

Material de la tubería	Rugosidad, pulg	Rugosidad, mm
Acero Clavado	0.0354-0.354	0.9-9
Acero comercial/acero soldado	0.0018	0.0450
Hierro Fundido	0.0102	0.26
Hierro Galvanizado	0.0059	0.15
Hierro Fundido Asfaltado	0.0047	0.12
Hierro forjado	0.0018	0.045
PVC/Tubo Estirado/Vidrio	0.000059	0.0015
Concreto	0.0118-0.118	0.3-3

Para el cálculo del factor de fricción para flujo turbulento en tuberías lisas, es muy común el uso de la siguiente correlación, ya que es una ecuación explícita. Se expresa como:

$$f = 0.0014 + 0.125(Re)^{-0.32} \quad \text{Ec.2.12}$$

Para $3000 \leq Re \leq 3000000$

La ecuación de Von Karman, la ecuación 2.13 se utiliza para tuberías lisas. Esta ecuación es implícita y el término “ $Re \sqrt{f}$ ” se introduce para eliminar velocidad.

$$\frac{1}{\sqrt{f}} = 4.06 \log(Re \sqrt{f}) - 0.60 \quad \text{Ec.2.13}$$

Para calcular el factor de fricción para flujo turbulento en tuberías rugosas, se pueden utilizar la ecuación 2.14 de Nikuradse y la ecuación 2.15 de Colebrook:

$$\frac{1}{\sqrt{f}} = 4.06 \log\left(\frac{d}{e}\right) + 3.48 \quad \text{Ec.2.14}$$

$$\frac{1}{\sqrt{f}} = -2 \log\left(\frac{e}{3.7d} + \frac{2.825}{Re \sqrt{f}}\right) \quad \text{Ec.2.15}$$

Donde:

d=diámetro interno de la tubería, pulg.

e=rugosidad interna de la tubería, pulg.

Estas ecuaciones mencionadas anteriormente tienen que ser resueltas utilizando iteraciones, ya que, el valor para el factor de fricción, f, no se indica explícitamente.

2.10 Flujo de líquidos

La mayoría del material transportado en tuberías es en forma de líquidos (petróleo crudo). La caída de presión para líneas de líquido se puede calcular utilizando una variedad de métodos, todos estos basados en la ecuación de energía o modificaciones de la ecuación de Bernoulli. La ecuación para el flujo de líquido derivado de la forma de pérdida de presión de la ecuación de Darcy, la ecuación. (2.9) puede ser utilizado tanto para flujo laminar y turbulento con la única diferencia es en el cálculo del factor de fricción.

$$\Delta P_f = (11.5 \times 10^{-6}) \frac{f L Q_l^2 \gamma_l}{d^5} \quad \text{Ec.2.16}$$

Donde:

ΔP_f = pérdida de presión, psi

f = Factor de fricción Moody, adim.

L = longitud de la tubería, ft.

Q_l = tasa de líquido, BPD

γ_l = gravedad específica de líquido.

d = diámetro interno de la tubería, pulg.

La ecuación de Hazen-Williams puede ser utilizado para calcular la caída de presión (P_1 - P_2) en una línea de líquido y se expresa de la siguiente forma:

$$Q_L = 0.148 \times C_h \times d^{2.63} \left[\frac{\Delta P - \Delta P_E}{L \times \gamma_L} \right]^{0.54} \quad \text{Ec.2.17}$$

Donde:

Q_L =tasa de liquido, BPD

C_h = coeficiente de Hazen Williams

d = diámetro interno de la tubería, pulg.

P_1 =presión aguas arriba, psia.

P_2 =presión aguas abajo, psia.

ΔP_E =corrección por cambios de altura, psia

L = longitud de la tubería, millas.

γ_L = gravedad especifica del liquido

Según experimentos y la experiencia se ha demostrado que la ecuación de Hazen-Williams no proporciona resultados razonables cuando el coeficiente de Hazen-Williams es menor a 90. El historial experimental muestra que C se encuentra en función de los números de Reynolds y tamaño de la tubería y es aplicable en rangos estrechos para estos dos valores. En la tabla 2.3 muestra algunos de los valores comunes del coeficiente Hazen-Williams para materiales comunes.

Tabla 2.3. Coeficiente Hazen-Williams para materiales comunes

Material	Coeficiente Hazen Williams (C_h)
Aluminio	130-150
Asbesto y cemento	140
Revestimiento de Asfalto	130-140
Latón	130-140
Hierro Fundido-Nuevo sin revestimiento	130
Hierro Fundido 10 años de uso	107-113
Hierro Fundido 20 años de uso	89-100
Hierro Fundido 30 años de uso	75-90
Hierro Fundido 40 años de uso	64-83
Hierro Fundido recubierto de asfalto	100
Hierro Fundido recubierto de cemento	140
Hierro Fundido recubierto con bitumen	140
Hierro Fundido recubierto marino	120
Hierro Fundido forjado plano 100	100
Revestimiento de cemento	130-140
Concreto	100-140
Revestimiento de Concreto, moldes de acero	120
Revestimiento de concreto, moldes de madera	120
Concreto viejo	130
Cobre	130-140
Metal corrugado 60 tubería de hierro dúctil (DIP)	140
Hierro dúctil revestido de cemento	120
Hierro galvanizado	120

Tabla 2.3. Coeficiente Hazen-Williams para materiales comunes (Continuación)

Material	Coeficiente Hazen Williams (C_h)
Vidrio	130
Plomo	130-140
Tubos metálicos-extremadamente suaves	130-140
Plástico	130-150
Tubos lisos	140
Acero nuevo sin revestimiento	140-150
Acero corrugado	60
Acero, soldado y sin costura	100
Acero, interior remachado, sin remaches salientes	110
Acero, la circunferencia de proyección y remaches horizontales	100
Acero, vitrificado, remaches en espiral	90-110
Hierro forjado, llanura	100
Madera o más	120

Otra ecuación empírica desarrollado por Osisanya (2001) también está disponible para el cálculo de la pérdida de presión de la tubería de líquido. Esta ecuación se ha desarrollado utilizando datos reales de campos petroleros.

$$\Delta P_f = \frac{Q_L^{1.785} \times V^{0.253} \times \gamma_L}{156.4 \times d^{4.748}} \quad \text{Ec.2.18}$$

Donde:

ΔP_f = Perdida de presión, psia

Q_L = tasa de liquida, BPD

γ_L = gravedad especifica del liquido

ν = viscosidad cinemática, centistokes.

d = diámetro interno de la tubería, pulg.

2.11 Flujo de gas

La ecuación de flujo general derivado de la ley de conservación de la energía en la forma de la ecuación de Bernoulli modificada es el fundamento de todas las ecuaciones usadas para calcular la caída de presión (P_1 - P_2) en un gas. La ecuación isotérmica general para la expansión de gas se puede escribir como:

$$w^2 = \left[\frac{144gA^2}{\bar{v}_1 \left(\frac{fL}{D} + 2 \log \left(\frac{P_1}{P_2} \right) \right) \right] \left[\frac{P_1^2 - P_2^2}{P_1} \right] \quad \text{Ec.2.19}$$

Donde:

w = tasa de flujo, lbm/seg.

g = aceleración por la gravedad, 32 ft/seg²

A= sección transversal del área, ft²

\bar{V} = volumen específico de gas aguas arriba, ft³/lbm

f= factor de fricción, adim.

L= longitud, ft.

D= diámetro interno de la tubería, ft

P₁=presión aguas arriba, psia.

P₂=presión aguas abajo, psia.

Suponiendo que: 1) no hay compresores, expansores, o cambios de elevación, es decir, no se realiza trabajo, 2) el gas está fluyendo en condiciones estables, y 3) el factor de fricción es constante en función de la longitud. La ecuación 2.20 se puede reescribir en unidades de campo como:

$$Q_g = 0.199 \left[\frac{d^5 (P_1^2 - P_2^2)}{Z T_f f L S} \right]^{\frac{1}{2}} \quad \text{Ec.2.20}$$

Donde:

P₁=presión aguas arriba, psia.

P₂=presión aguas abajo, psia.

S= gravedad específica del gas

Q_g = tasa de gas, MMPCED

Z= factor de compresibilidad del gas

T_f = temperatura del fluido, °R

f = factor de fricción Moody

d = diámetro interno de la tubería, pulg.

Las ecuaciones de Weymouth y Panhandle son todas las modificaciones de la ecuación 2.20 en la que se utilizan las correlaciones discutidas anteriormente para calcular el factor de fricción. La caída de presión se calcula restando la presión aguas abajo, P_2 , a partir de la presión aguas arriba, P_1 para cada uno de las ecuaciones que se indican a continuación.

$$\Delta P = P_1 - P_2 \quad \text{Ec.2.21}$$

En todas las ecuaciones se utilizada una presión de base para el gas, T_b de 60°F, para poder derivarlas y esto difiere de la temperatura de flujo real de los fluidos en la tubería, T_f .

2.11.1 Ecuación de Weymouth

La ecuación de Weymouth se aplica generalmente a las líneas cortas dentro de una instalación de producción. En esta línea, la velocidad del gas es generalmente baja y por lo tanto Re sería muy probablemente baja. Estas líneas también tienen altas presiones, altas tasas de flujo y grandes diámetros. La ecuación de Weymouth se usa generalmente dentro de la planta de producción donde se espera que el número de Reynolds a ser alta. La ecuación de Weymouth en las unidades de campo es:

$$Q = 433.5E \left(\frac{T_b}{P_b} \right) \left(\frac{P_1^2 - P_2^2}{GT_f L_e Z} \right)^{0.5} d^{2.667} \quad \text{Ec.2.22}$$

Donde:

Q= volumen de tasa de fluido, estándar ft³/día (PCED)

E= eficiencia de la red, un valor decimal inferior o igual a 1,0

P_b=presión base, (14.7 psia).

T_b=temperatura base, (520°R)

P₁=presión aguas arriba, psia.

P₂=presión aguas abajo, psia.

G= gravedad del gas (Aire=1)

T_f= la temperatura del flujo de gas promedio, °R (460 + °F)

Z = factor de compresibilidad del gas, adim.

d= diámetro interno de la tubería, pulg.

L_e= longitud equivalente de segmentos de tubería, millas

$$L_e = \frac{L(e^s - 1)}{s} \quad \text{Ec.2.23}$$

La longitud equivalente, Le, y el término e^s es toman en cuenta la diferencia de elevación entre los extremos superior e inferior del segmento de la tubería. El

parámetro s depende de la gravedad del gas, el factor de compresibilidad del gas, la temperatura del fluido y la diferencia de elevación. Se define de la siguiente manera en las unidades USCS.

$$s = 0.0375G \left(\frac{H_2 - H_1}{T_f Z} \right) \quad \text{Ec.2.24}$$

Dónde:

s = Parámetro de ajuste por elevación, adim.

H_1 =Elevación de aguas arriba, pie.

H_2 =Elevación de aguas abajo, pie.

e =Base de los logaritmos naturales ($e=2.718\dots$)

2.11.2 Ecuación de Panhandle A

Esta ecuación se desarrolló para su uso en tuberías de gas natural con números de Reynolds comprendidos entre 5 y 11 millones. La rugosidad de la tubería no se incorpora en esta ecuación. Se puede expresar en unidades de campo como:

$$Q = 435.87E \left(\frac{T_b}{P_b} \right)^{1.0788} \left(\frac{P_1^2 - P_2^2}{G^{0.8539} T_f L_s Z} \right)^{0.5394} d^{2.6182} \quad \text{Ec.2.25}$$

Donde:

Q = volumen de tasa de fluido, estándar $\text{ft}^3/\text{día}$ (PCED)

E = eficiencia de la red, un valor decimal inferior o igual a 1,0

P_b =presión base, (14.7 psia).

T_b =temperatura base, (520°R)

P_1 =presión aguas arriba, psia.

P_2 =presión aguas abajo, psia.

G = gravedad del gas (Aire=1)

T_f = la temperatura del flujo de gas promedio, °R (460 + °F)

L_e = longitud equivalente de segmentos de tubería, millas

Z = factor de compresibilidad del gas, adim.

d = diámetro interno de la tubería, pulg.

2.11.3 Ecuación de Panhandle B

Esta ecuación se conoce como la ecuación Panhandle Modificado y se utiliza para grandes diámetro, gasoductos de alta presión. Es aplicable para flujo totalmente turbulento en el rango 4-40 millones Re. En esta gama, el tubo se supone que es totalmente áspera. En las unidades de campo, que se expresa como:

$$Q = 737E \left(\frac{T_b}{P_b} \right)^{1.02} \left(\frac{P_1^2 - P_2^2}{G^{0.961} T_f L_e Z} \right)^{0.51} d^{2.53} \quad \text{Ec.2.26}$$

Donde:

Q= volumen de tasa de fluido, estándar ft³/día (PCED)

E= eficiencia de la red, un valor decimal inferior o igual a 1,0

P_b=presión base, (14.7 psia).

T_b=temperatura base, (520°R)

P₁=presión aguas arriba, psia.

P₂=presión aguas abajo, psia.

G= gravedad del gas (Aire=1)

T_f= la temperatura del flujo de gas promedio, °R (460 + °F)

L_e= longitud equivalente de segmentos de tubería, millas

Z = factor de compresibilidad del gas, adim.

d= diámetro interno de la tubería, pulg.

2.12 Flujo bifásico

Algunas empresas en general, prefieren separar el gas del líquido a medida que fluye fuera de la boca del pozo, mientras que otras, especialmente en plataformas en alta mar prefieren que fluyan juntos. Por esta razón, la caída de presión del flujo de gas - líquido de dos fases es importante. Hay varios regímenes de flujo disponibles en el flujo de dos fases, como se mostro en el apartado 2.7. A medida que la mezcla de dos fases entra en la tubería, el fluido más pesado tiende a fluir en la parte inferior. En el flujo de dos fases, la caída de presión puede ser definida como la suma de la caída

de presión debida a la aceleración, las pérdidas por fricción, y cambios de elevación. La caída de presión debida a la aceleración se puede suponer que ser mínima y la pérdida de presión debido a la fricción de una mezcla de gas - líquido es mucho más grande que la suma de las pérdidas de presión equivalentes para las fases individuales. El efecto de la caída de presión debido a la elevación es significativo cuando se trata de tuberías que son muy elevados. Esto es debido al efecto de almacenamiento del líquido que se produce cuando el gas fluye más rápido que el líquido. Esto da como resultado el deslizamiento y el líquido tiende a acumularse en un punto.

$$\Delta P = \Delta P_{aceleración} + \Delta P_f + \Delta P_{elevación} \quad \text{Ec.2.2}$$

7

El Instituto Americano del Petróleo (API) recomienda la siguiente ecuación para calcular la pérdida de presión en el flujo de dos fases. La ecuación también se deriva de la ecuación general para el flujo isotérmico.

$$\Delta P_f = \frac{3.4 \times 10^{-6} f L W^2}{\rho_m d^5} \quad \text{Ec.2.28}$$

Donde:

L= longitud, ft.

W=tasa de flujo de líquido y vapor, lbm / hr

ρ_m = densidad de la mezcla, lbm/ft³

d= diámetro interno de la tubería, pulg.

Otro enfoque para resolver los problemas de dos fases se puede hacer utilizando el factor de Lockhart-Martinelli y el gradiente de presión total. Los factores individuales de gas y de fricción líquida se calculan utilizando el factor de fricción derivada de las ecuaciones desarrolladas por Haaland (1983) y Swamee-Jain (1976).

$$f = \frac{1.325}{\left[\ln \left(\frac{\varepsilon}{3.7d} + \frac{5.74}{Re^{0.9}} \right) \right]^2} \quad \text{Ec.2.29}$$

Las velocidades superficiales para el líquido y el gas se calculan utilizando las ecuaciones (2.32) y (2.33), respectivamente.

$$v_{sl} = \frac{Q_L}{d^2} \times 0.008938 \quad \text{Ec.2.30}$$

$$v_{sg} = \frac{Q_G}{d^2} \times 2121.32 \quad \text{Ec.2.31}$$

Los gradientes de presión individuales para la fase de fase y la presión del líquido se calculan utilizando las ecuaciones (2.34) y (2.35), respectivamente.

$$dPdL_L = \frac{124.8 \times SG_G \times f_g \times v_{sg}^2}{d} \quad \text{Ec.2.32}$$

$$dPdL_G = \frac{124.8 \times SG_L \times f_l \times v_{sl}^2}{d} \quad \text{Ec.2.33}$$

Los multiplicadores bifásicos se calculan a continuación, utilizando el factor de Lockhart-Martinelli y ecuaciones para multiplicadores de dos fases desarrolladas por Chisholm (1967). El factor de Lockhart-Martinelli se calcula:

$$x_{tt} = \sqrt{\frac{dPdL_L}{dPdL_G}} \quad \text{Ec.2.34}$$

El multiplicador de dos fases líquido Chisholm se calcula utilizando:

$$\Phi_L = (1 + 18x_{tt}^{-1} + x_{tt}^{-2})^{0.5} \quad \text{Ec.2.35}$$

El multiplicador de dos fases gaseosa Chisholm se calcula utilizando:

$$\Phi_G = (1 + 18x_{tt} + x_{tt}^2)^{0.5} \quad \text{Ec.2.36}$$

La pérdida de presión total se calcula a continuación, utilizando las ecuaciones (2.36) y (2.37) y los valores obtenidos debe ser igual. Esto se multiplica por la longitud de la tubería y esto da la caída de presión de dos fases.

$$dPdL_{L-total} = dPdL_L \times \Phi_L^2 \quad \text{Ec.2.37}$$

$$dPdL_{G-total} = dPdL_G \times \Phi_G^2 \quad \text{Ec.2.38}$$

La caída de presión es calculada con la siguiente ecuación:

$$\Delta P_{2fase} = dPdL_{total} \times L \quad \text{Ec.2.39}$$

2.13 Características de las tuberías

2.13.1 Velocidad de neblina

El flujo de neblina es un tipo irreversible de régimen de flujo, o sea, que bajo operaciones normales de proceso no existe, virtualmente, forma de revertirla mezcla bifásica a otro tipo de régimen. En consecuencia, se recomienda evitar el flujo de neblina en líneas de proceso de vapor y líquido para la alimentación de torres, separadores de vapor y líquido y en otras unidades donde una separación de fase puede ocurrir. Como un enfoque práctico, se puede utilizar la siguiente ecuación para evitar velocidades excesivas en las tuberías de proceso que transportan flujos de fase mixta:

$$V_{sm} \leq \frac{100}{\sqrt{\rho h}} \quad \text{Ec.2.40}$$

Dónde:

ρh : Densidad del flujo bifásico.

V_{sm} : Velocidad de neblina.

2.13.2 Diámetro de las tuberías

El diámetro de la tubería a instalar dependerá de:

- La naturaleza del gas con su densidad característica.
- La caída de presión que admitamos, la cual vendrá influenciada por el caudal y la presión de trabajo.
- La velocidad resultante de circulación del gas.

Todos estos valores influyen, conjuntamente y estrechamente, para determinar el diámetro a instalar.

2.13.3 Diámetro nominal

Debido a los parámetros de sección de flujo, presión, corrosión, temperatura y material de las tuberías, era necesario establecer diferentes espesores de tuberías, por lo cual se estableció un diámetro nominal (DN) y un diámetro exterior fijo que siempre es mayor que el nominal.

2.13.4 Diámetro exterior (OD)

Es la medida real del diámetro de la tubería y coincide con el diámetro nominal cuando el diámetro externo de la tubería es mayor o igual a 14”.

2.13.5 Diámetro interno (ID)

Es el diámetro de la sección hueca de la tubería que está limitada por la parte interna del espesor de la tubería. Este diámetro es variable para un mismo diámetro nominal, siendo inversamente proporcional al espesor.

2.13.6 Espesor de la tubería

La selección del espesor de la tubería para ser operada viene dada por el establecimiento de la máxima presión admisible de operación que soportara el tubo.

El espesor de la pared debe ser lo suficiente para soportar los esfuerzos que serán ejercidos sobre ella, tales como los producidos por la presión interna del gas y los provenientes de las fuerzas externas que actúan sobre la tubería como lo son su propio peso, los esfuerzos de traslado, las fuerzas del viento. El espesor de la pared requerida para operaciones de alta presión se obtiene del cálculo con la fórmula de BARLOW, para el diseño de espesores de tuberías de acero sometidas a presión interna, utilizada en transmisión y distribución de gas la cual se define de la siguiente manera:

$$t = \frac{P \times D}{2 \times S \times F \times E \times T} \quad \text{Ec.2.41}$$

Dónde:

t= espesor nominal de la pared, Pulg

P= presión de diseño, psia

D= diámetro exterior, Pulg

S= resistencia mínima especificada, psi

F= factor de diseño

E=factor de unión longitudinal

T= factor de reducción por efecto de temperatura.

2.13.7 Líneas de transmisión

Las válvulas de seccionamiento deben instalarse durante la construcción de las líneas de transmisión. Al momento de determinar el espaciamiento entre válvulas debe considerarse los lugares que permiten acceso en forma continua a dichas válvulas. Otros factores a considerar son el tiempo de corte del suministro a un área aislada, la continuidad del servicio, la flexibilidad de operación necesaria, el desarrollo futuro esperado en el área de espaciamiento entre la válvula y las condiciones naturales de la zona, los cuales podrían afectar en forma adversa la operación y seguridad de la línea.

2.13.8 Áreas de flujo

Corresponde al círculo de la sección de la tubería limitado por el diámetro interno de la misma. Es importante conocerla para determinar la capacidad de la tubería de un determinado flujo a paso completo.

2.13.9 Área de la sección de metal

Es el área limitada por los diámetros internos y externos de la tubería y varía dependiendo del espesor de la misma.

2.13.10 Superficie externa de la tubería

Es la superficie cuyo ancho está determinado por la circunferencia del diámetro interna de la tubería, siendo variable, dependiendo del espesor de tubería.

2.13.11 Peso

Es el peso de tubería por unidad de longitud, siendo variable debido al espesor de su pared.

2.13.12 Peso del agua

Es el peso de la cantidad de agua que cabe en una tubería por unidad de longitud, resultando variable, debido a lo variable del área de flujo.

2.14 Simulación de procesos

La simulación de procesos se ha convertido en los últimos años en una pieza fundamental para el diseño, evaluación y optimización de los diferentes procesos encontrados en la industria del gas y crudo, desde su producción hasta su comercialización. La existencia en el mercado de una gran variedad de paquetes de computación para la simulación de procesos, cada vez con mayor capacidad para modelar cualquier tipo de proceso, por más complejo que este sea y con interfaz usuario-simulador más amigable, permite al ingeniero de procesos incorporar estas herramientas de cálculos en su trabajo cotidiano, dándole así uso imprescindible y frecuente en su área que redundara en mejoramiento de su productividad y tiempo de respuesta.

El uso de los simuladores de procesos acelera la velocidad con la que somos capaces de inventar un proceso más eficiente y competitivo. La ingeniería integrada de procesos asistida por computadora, con estandarización de bases de datos y resultados y la continua investigación básica, es la herramienta productiva de un mundo postmoderno diverso. El primer resultado obvio es un aumento en la velocidad de creación de procesos nuevos. El segundo es la creciente complejidad de los mismos. Esto último nos lleva a la necesidad de creación de herramientas de visualización de información mejores. La visión ingenieril de la ciencia básica y de los procesos simples da fundamentos para poder entender lo que hace un simulador y

jamás perder el sentido del proceso. El círculo se cerrara con el perfeccionamiento de los sistemas de entrega de resultados y la interacción multidisciplinaria.

2.14.1 Simulador PIPEPHASE

El PIPEPHASE es un simulador en estado estacionario en tuberías, redes de tuberías, sistemas de producción, el cual se encarga de realizar el cálculo de las condiciones de presión y temperatura y las propiedades del fluido que conforma el sistema de producción tales como pozos, líneas de recolección y distribución de producción, compresores, bombas, separadores, líneas de flujo, entre otras. Este programa fue desarrollado por la empresa “Simulation Sciences” (SimSci).

El programa puede utilizarse tanto en el área de planificación como en la de diseño. Pipephase trabaja con fluidos monofásicos, multifásico (petróleo-gas) y con vapor, para lo cual cuenta con modelos de ecuaciones que el usuario selecciona para realizar los cálculos. La simulación consiste en montar el esquema a simular mediante un conjunto de parámetros que se establecerán al momento de hacer el montaje; también se seleccionan las correlaciones más apropiadas para el cálculo.

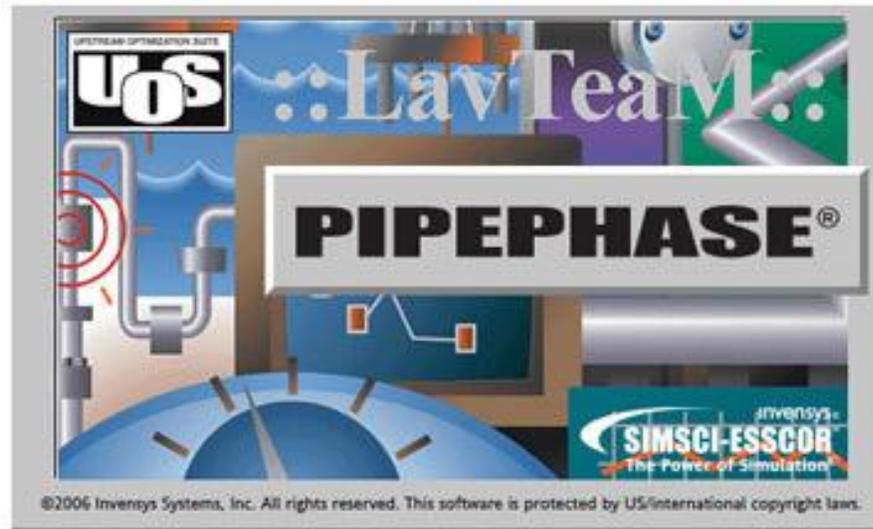


Figura 2.17. Ventana principal de PIPEPHASE

El PIPEPHASE basa sus métodos de cálculos en modelos matemáticos tradicionales que describen el flujo de fluido y la transferencia de calos. La tubería simulada es dividida en volúmenes finitos por el usuario, con el fin de determinar: caída de presión, temperaturas por transferencia de calor, composición, determinación de las fases y flujos másicos.

Para resolver sistemas de redes de tuberías el programa emplea el método de balances de presiones en la red, la cual consiste, en primer lugar, en realizar balance de masa con el fin de obtener un estimado preciso de la distribución de los caudales; en segundo lugar se plantea un sistema de ecuaciones no lineales obtenidas de balance de presión y se resuelve por método de Newton-Raphson.

El proceso iterativo de resolución del sistema de ecuaciones se detiene cuando el error entre las presiones estimadas y las calculadas es menor a una tolerancia predeterminada.

El software de simulación de PIPAPHASE funciona bajo ambiente Windows. En este el proceso de definición del sistema de tuberías se realiza gráficamente, mediante el empleo de iconos y líneas que representan fuentes o llegadas de flujo y tubería respectivamente.

Dentro de las diversas opciones que el usuario puede fijar, se encuentra la referente al tipo de correlación a utilizar para determinar la caída de presión y el comportamiento térmico del sistema.

El programa de simulación PIPEPHASE maneja los siguientes conceptos:

- **LINK:** es un tramo largo de tubería entre dos nodos. Un link está formado por uno o más equipos, tales como equipos de flujo o tuberías, o equipos de proceso (bombas, separadores, compresores, válvulas, entre otros).
- **PIPE:** es un elemento que forma parte de un link, es decir, un tramo de tubería.
- **JUNCTION:** es la conexión entre los equipos que conforman un sistema de tubería (NODO).
- **SOURCE:** es un extremo libre de la red o link, de donde parte el fluido (fuente), también es considerado como un nodo.
- **SINK:** es un extremo libre de la red o link, a donde llega el fluido (destino), también se considera nodo.

Dentro de las aplicaciones de este simulador se encuentran:

- Dimensionamiento de líneas.
- Permite calcular el mínimo diámetro estándar de tubería que satisface criterios de presión y velocidad requerida.
- Cálculos de potencia requerida y carga térmica.

- Una vez determinado el tamaño de la línea de transmisión nueva, la potencia de las bombas o compresores y la carga térmica de los enfriadores e intercambiadores deben ser calculadas, en caso de ser necesarios. Pipephase permite calcular estos requerimientos.
- Capacidad máxima.
- Si se conoce el tamaño y las condiciones de presión y temperaturas requerías en la entrada y salida de una línea, puede calcular la capacidad máxima que tendrá dicha línea.
- Distanciamiento entre estaciones.
- Cuando se requieren estaciones de compresión o bombeo en líneas principales, determina la ubicación optima de estas.
- Requerimiento de aislantes.
- Permite predecir las pérdidas de calor a través de las paredes de la tubería y el comportamiento de calentadores localizados en diferentes tramos de esta, también puede prevenir la formación de hidratos.
- Dimensionamientos de trampas de liquido “Slug Catcher”.
- LGN, dióxido de carbono y otros fluidos.
 - No se limita solo a hidrocarburos tradicionales, sino que también puede usarse con fluidos como gas natural licuado, dióxido de carbono y otros líquidos similares.

CAPITULO III

MARCO METODOLÓGICO

En el marco metodológico del presente trabajo, se introducirán los diversos procedimientos técnicos más apropiados para llevar a cabo el análisis de los datos, con la finalidad de cumplir con el propósito general de la investigación planteada. En tal sentido se desarrollan importantes aspectos relativos al tipo de estudio y a su diseño de investigación, incorporados en relación a los objetivos establecidos.

Para llevar a cabo el desarrollo de este proyecto de investigación, se tomo como base una metodología que permite describir de manera clara, puntualizada y sencilla las etapas necesarias para lograr el cumplimiento de los objetivos.

3.1 Metodología empleada

3.1.1 Revisión Bibliográfica

La primera parte para el desarrollo del proyecto se fundamentó en la revisión bibliográfica de material relacionado con flujo de fluidos en tuberías y las correlaciones que pueden ser empleadas para el cálculo de la caída de presión para los diferentes tipos de fluido, como lo son en fase gaseosa, líquida y flujo bifásico; así como también el manejo del simulador PIPEPHASE, apoyado en: textos, manuales, páginas de Internet, visitas y normas. Con el propósito de lograr una comprensión y entendimiento del tema.

3.1.2 Análisis De La Información

Una vez recopilada la información, se procedió a una etapa de lectura, análisis e interpretación de la misma, con el objeto de seleccionar lo que más se adapte al desarrollo de los objetivos planteados.+

3.1.3 Análisis Técnico

En esta etapa se desarrollo de cálculos de caídas de presión a través de las tuberías aplicando las correlaciones correspondientes para cada tipo de fluido, mediante el seccionamiento de la tubería, cambios de diámetros internos de la misma y variaciones en los caudales de flujo.

3.2 Cálculo de forma manual de la caída de presión a través de una tubería que transporta un flujo de líquido

Para llevar a cabo este objetivo se calculó la caída de presión en la tubería mediante el uso de las correlaciones de Bernoulli, Hazen-Williams y una correlación empírica creada por el profesor Samuel Osisanya en el año 2001 con la finalidad de hacer una comparación entre las tres correlaciones y demostrar cuál de ellas tuvo menor rango de desviación de dicha caída de presión con respecto al valor determinado en campo.

La caída de presión se determinó para tres (3) diferentes casos con diferentes diámetros de tuberías con el mismo caudal de líquido en cada tubería, para los cuales se midió en campo el valor de la caída de presión (ΔP).

Se tomaran estos resultados obtenidos y se verificaran de forma manual y mediante el uso del simulador PIPEPHASE. A continuación se detalla el método empleado para la obtención del ΔP .

3.2.1 Parámetros del Fluido y tubería

En esta etapa se realiza la investigación necesaria para obtener las condiciones bajo las cuales opera la tubería, obteniéndose la siguiente información:

Tabla 3.1. Características de la tubería

Rugosidad (ϵ)	0.00018''
Diámetro comercial tubería (DE)	42'' 36'' 24''
Diámetro interno (DI)	41'' 35.1'' 23.3''
Longitud de tubería (L)	1.34 millas 2.34 millas 3 millas

Tabla 3.2. Condiciones de entrada

Gravedad Específica del liquido	0.84
Viscosidad del liquido	9.84 cps
Caudal de liquido (Ql)	1.080.000 Bl/D 1.344.000 Bl/D 1.440.000 Bl/D
Presión de entrada	14.7 Psia
Temperatura de entrada	60 °F

3.2.2 Estimación de la caída de presión

3.2.2.1 Cálculo de la Caída de Presión usando la ecuación modificada de Bernoulli

Para determinar la caída de presión por este método se utilizó una variante de la ecuación 2.17, como pasos previos se debió calcular el número de Reynolds por medio de una variante de la ecuación 2.4 y el Factor de fricción Moody usando la ecuación 2.16 tal como se muestra a continuación:

$$Re = 92,1 \frac{SGl * Ql}{d * \mu} \quad \text{Ec. 3.1}$$

$$f = \frac{1.325}{\left[\ln \left(\frac{\varepsilon}{3.7d} + \frac{5.74}{Re^{0.9}} \right) \right]^2} \quad \text{Ec. 3.2}$$

$$\Delta P_{Bernoulli} = (11.5 \times 10^{-6}) \frac{5280 f L Q_i^2 \gamma_i}{d^5} \quad \text{Ec. 3.3}$$

3.2.2.2 Cálculo de la Caída de Presión usando la ecuación Hazen-Williams

La caída de presión por este método se obtiene de despejar de la ecuación 2.18 el ΔP quedando como resultado la siguiente ecuación:

$$\Delta P_{Hazen-williams} = \frac{0.015 * Ql^{1.85} * L * 5280 * SGl * 62.4}{d^{4.87} * C^{1.85} * 144} \quad \text{Ec.3.4}$$

3.2.2.3 Cálculo de la Caída de Presión usando la ecuación de Osisanya

La caída de presión por este método se obtuvo al utilizar la ecuación 2.19, como paso previo se calculó el valor de la viscosidad cinemática (centistokes).

$$V = \frac{\mu}{\rho l} \quad \text{Ec.3.5}$$

Donde:

μ : Viscosidad del líquido cps

ρ_l : densidad del líquido gr/cm³

El valor de la densidad del líquido se obtuvo por medio de la gravedad específica.

$$\rho_l = \gamma_l * \rho_w \quad \text{Ec.3.6}$$

$$\Delta P_f = \frac{Q_L^{1.785} \times V^{0.253} \times \gamma_L}{156.4 \times d^{4.748}} \quad \text{Ec.3.7}$$

3.3 Cálculo de forma manual de la caída de presión a través de una tubería que transporta un flujo de gas

Para llevar a cabo este objetivo se calculó la caída de presión en la tubería mediante el uso de las correlaciones de Weymouth, Panhandle A y Panhandle B con la finalidad de hacer una comparación entre las tres correlaciones y demostrar cuál de ellas tuvo menor rango de desviación de dicha caída de presión con respecto al valor determinado en campo por la empresa denominada Grupo de Servicios Técnicos a Tuberías “ONEOK”.

El estudio realizado por la empresa consta de cuatro (4) casos con diversos valores de caudal, presión, temperatura y variación de altura de la tubería, entre otros; para los cuales se midió en campo el valor de la presión de salida (P_2) y con éste se calculó la caída de presión (ΔP). A continuación se detalla el método empleado para la obtención del ΔP .

3.3.1 Parámetros del Fluido y tubería

Tabla 3.3. Características de la tubería

Características de la tubería	Caso 1	Caso 2	Caso 3	Caso 4
Diámetro interno de la tubería (d),Pulg	10.192	23.188	40.75	6.313
Largo de la tubería (L), millas	5.212	18.64	42.804	2.281
Eficiencia de la tubería (ϵ)	0.92	0.92	0.92	0.92
Altura aguas arriba (H_1), pie/millas	842 /0.159	1054/0.201	714/0.1352	814/0.154
Altura aguas abajo (H_2), pie/millas	831 /0.157	923/1.893	594/0.113	808/0.153

Tabla 3.4. Condiciones de entrada

	Caso 1	Caso 2	Caso 3	Caso 4
Caudal (Qg), MMPCD	35	482.2	508.6	2.4
Temperatura del fluido (Tf), °R	523	518	512	512
Presión de entrada (P1), Psia	625	1124	1076	24.2
Gravedad Específica (SG)	0.6024	0.6122	0.6086	0.6042

3.3.2 Estimación de la caída de presión

3.3.2.1 Calculo de factor de compresibilidad “Z” por la correlación de Begg and Brill

$$Z = A + \frac{1 - A}{\exp^B} + CPsc^D \quad \text{Ec.3.8}$$

Donde:

$$A = 1.39 (Tsc - 0.092)^{0.5} - 0.36Tsr - 0.10 \quad \text{Ec.3.9}$$

$$\text{Ec.3.10}$$

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

$$C = 0.132 - \log(T_{sr})$$

Ec.3.11

$$D = 10^{(0.3106 - 0.49T_{sr} + 0.1824T_{sr}^2)}$$

Ec.3.12

Se calculó presión pseudocrítica (P_{sc}) y temperatura pseudocrítica (T_{sc}) utilizando las siguientes correlaciones dadas por Standing.

$$P_{sc} = 667 + 15\gamma - 37\gamma^2$$

Ec.3.13

$$T_{sc} = 168 + 325\gamma - 12.5\gamma^2$$

Ec.3.14

3.3.2.2 Cálculo de la Presión de salida usando la ecuación Weymouth

De la ecuación 2.22 se despejó el valor de la presión de salida (P_2) el cual se muestra a continuación:

$$P_{2Weymouth} = \left[\frac{P_1^2 - GT_f L_e Z \left(\frac{Qg}{0.0153 * E * d^{2.667}} \right)^2}{e^S} \right]^{0.5} \quad \text{Ec.3.15}$$

3.3.2.3 Cálculo de la Presión de salida usando la ecuación Panhandle A

De la ecuación 2.25 se despejó el valor de la presión de salida (P_2) el cual se muestra a continuación:

$$P_{2Panhandle A} = \left[\frac{P_1^2 - G^{0.8539} T_f L_e Z \left(\frac{Qg}{0.0204 * E * d^{2.6182}} \right)^{\frac{1}{0.5394}}}{e^S} \right]^{0.5} \quad \text{Ec.3.16}$$

3.3.2.4 Cálculo de la Presión de salida usando la ecuación Panhandle B

De la ecuación 2.26 se despejó el valor de la presión de salida (P_2) el cual se muestra a continuación:

$$P_{2Panhandle B} = \left[\frac{P_1^2 - G^{0.961} T_f L_e Z \left(\frac{Qg}{0.00279 * E * d^{2.53}} \right)^{\frac{1}{0.51}}}{e^S} \right]^{0.5} \quad \text{Ec.3.17}$$

3.3.2.5 Cálculo de la Caída de Presión

Una vez obtenidos los valores de la presión de salida (P_2) por cada una de las correlaciones en estudio se procedió a calcular las respectivas caídas de presión utilizando la siguiente ecuación general:

$$\Delta P = |P_2 - P_1| \quad \text{Ec.3.18}$$

3.4 Cálculo de forma manual de la caída de presión a través de una tubería que transporta un flujo bifásico

El cálculo de la caída de presión de gas-líquido, flujo bifásico se desarrollo haciendo uso de la ecuación API RP. Debido a que no estaban disponibles datos de campo para llevar a cabo la comparación, se realiza la comparación con los resultados publicados en el libro de texto, Arnold & Stewart. 1986.

El estudio se realizo para diversos diámetros de tubería, con unas mismas características de los fluidos que pasan a través de la tubería.

3.4.1 Parámetros del Fluido y Tubería

Tabla 3.5. Condiciones de trabajo para el líquido

Tasa de líquido (Q_L)	1030 BPD
Gravedad Especifica del liquido (SG_L)	0.91
Diámetro de la tubería (d)	4" 6" 8"
Viscosidad del Petróleo (μ_L)	3 cPs
Longitud de la tubería (L)	1.33 millas

Tabla 3.6. Condiciones de trabajo para el gas

Tasa de gas (Q_g)	23MMPCED
Diámetro de la tubería (d)	4" 6" 8"
Longitud de la tubería (L)	1.33 millas
Temperatura del fluido (T_f)	540 °R
Presión de entrada (P_1)	900 psia
Gravedad Especifica del gas (SG_G)	0.85
Rugosidad de la tubería	0.00018"
Viscosidad del gas (μ_g)	3 cPs

3.4.2 Estimación de la caída de presión

3.4.2.1 Calculo de la densidad de la mezcla

$$\rho_m = \frac{(12409 * \gamma_l * P) * \left(2.7 * \frac{10^6 * Q_g * \gamma_g * P}{Q_L}\right)}{(198.7 * P) + \left(\frac{10^6 * Q_g * T * z}{Q_l}\right)} \quad \text{Ec.3.19}$$

3.4.2.2 Calculo de la tasa de flujo de líquido y vapor

$$W = (3180 * Q_g * \gamma_g) + (14.6 * Q_l * \gamma_l) \quad \text{Ec.3.20}$$

3.4.2.3 Cálculo de la Caída de Presión por el método de API

$$\Delta P_f = \frac{3.4 \times 10^{-6} f L W^2}{\rho_m d^5} \quad \text{Ec.3.21}$$

Donde:

L= longitud, ft.

W=tasa de flujo de líquido y vapor, lbm / hr

ρ_m = densidad de la mezcla, lbm/ft³

d= diámetro interno de la tubería, pulg.

3.5 Obtención de la caída de presión en la tubería por medio del simulador PIPEPHASE

Con la finalidad de obtener valores más precisos y reales de las caídas de presión que se presentan en la tubería se optó por utilizar el simulador PIPEPHASE para lograr este objetivo.

Se simularan las caídas de presión para 3 diferentes tipos de fluidos (fase líquida, fase gaseosa y bifásica) para los cuales se realizará lo siguiente:

Al entrar en el simulador, en primer lugar, se debe escogerá con qué tipo de fluido se desea realizar la corrida, como se muestra en la figura 3.1.

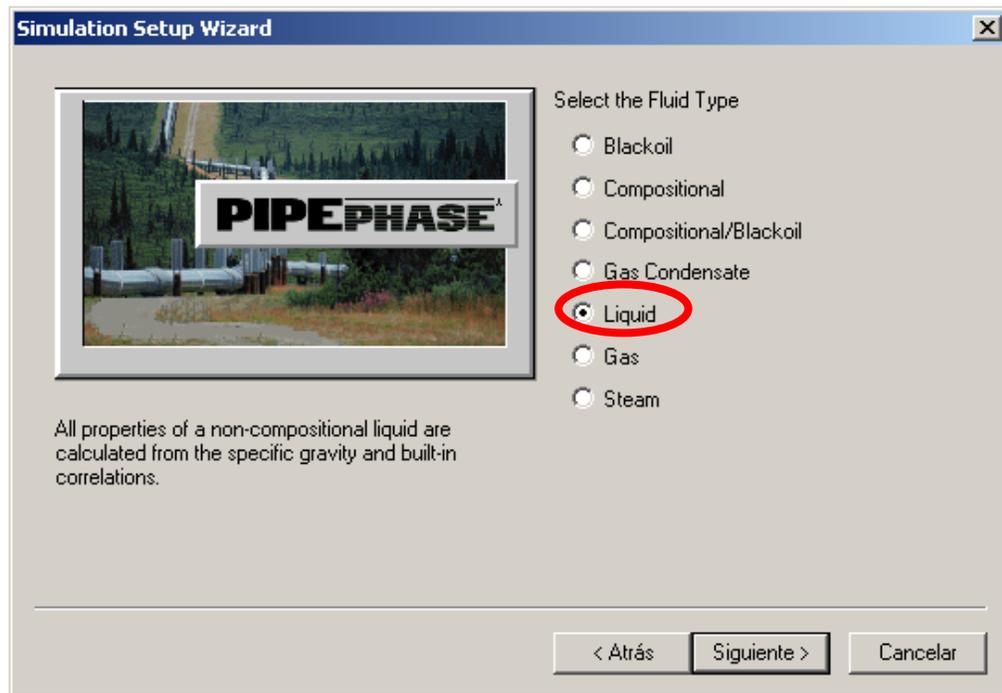


Figura 3.1. Ventana principal del simulador

Una vez escogido el tipo de fluido, se prosigue hacia la ventana inicial del simulador en donde se fijan un source (SOO1) y un sink (DOO2), en donde se introducen los parámetros fijos y estimados de entrada (source) y salida (sink). Estos serán unidos por un link (LOO3) en donde se introducirán las longitudes y elevaciones de cada tramo de la tubería.

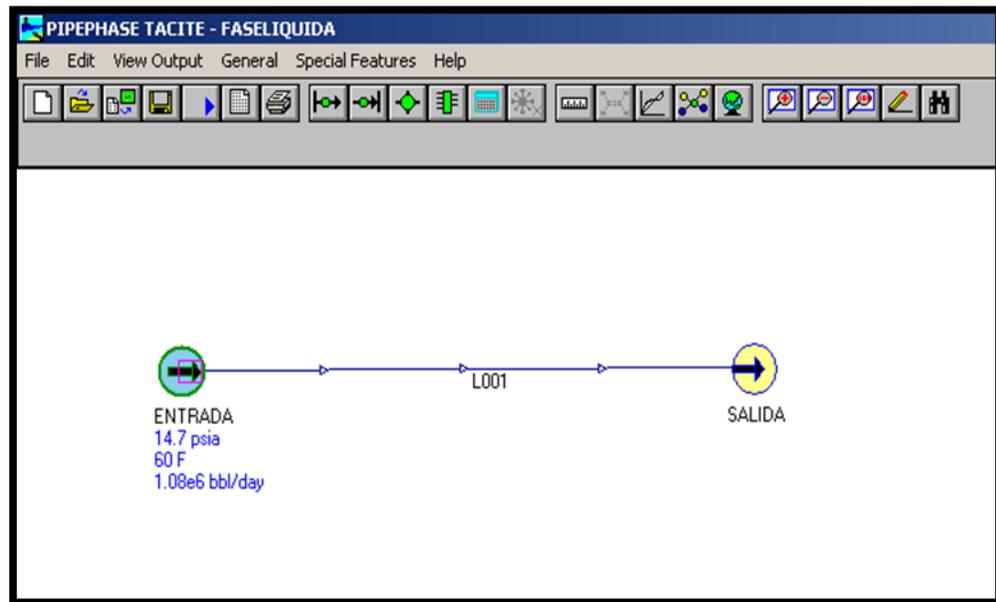


Figura 3.2. Ventana inicial del simulador PIPEPHASE

Para líquido

En el source en el cual se introducirán los datos de entrada en el simulador PIPEPHASE, se introducirán como parámetros fijos una presión de 14.7 psia, una temperatura de 60°F y un caudal de 1080000 Bl/D. este procedimiento se puede observar a continuación en la figura 3.3.

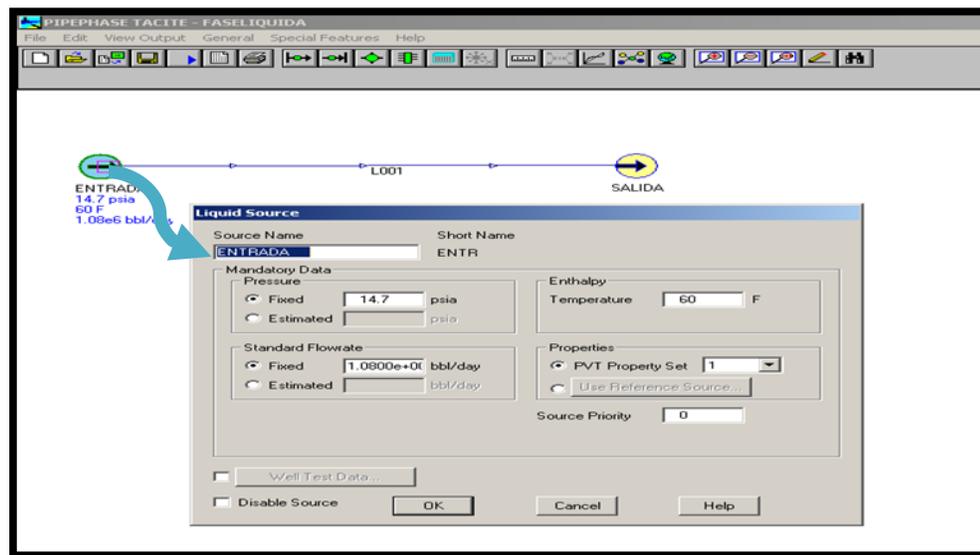


Figura 3.3. Datos de entrada al source

En el sink se introducen los datos de salida, en el cual se fijan un caudal de 1080000 Bl/D y se estima una presión de 16.6 psia ya que este parámetro va a permitir obtener la caída de presión dentro de la tubería que es el objetivo de este estudio. Figura 3.4.

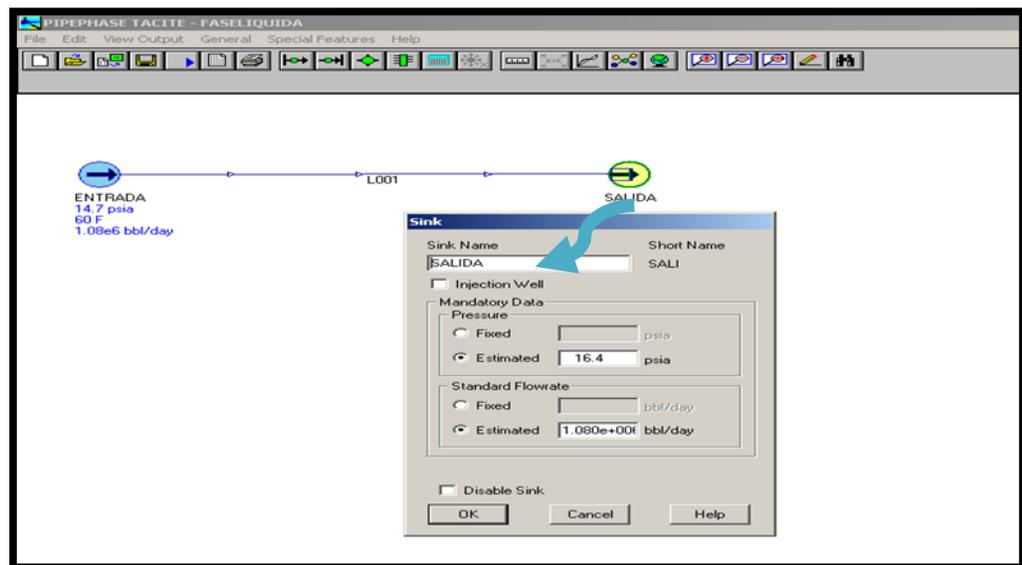


Figura 3.4. Datos de salida en sink

Una vez fijados los datos de entrada en el source y los datos de salida en el sink, se introducirá una sección de tubería (pipe) que contiene todas las longitudes, elevaciones de los tramos que conforman la tubería, el diámetro de la tubería, así como también se selecciona el método por el cual se va a correr la simulación. Figura 3.5.

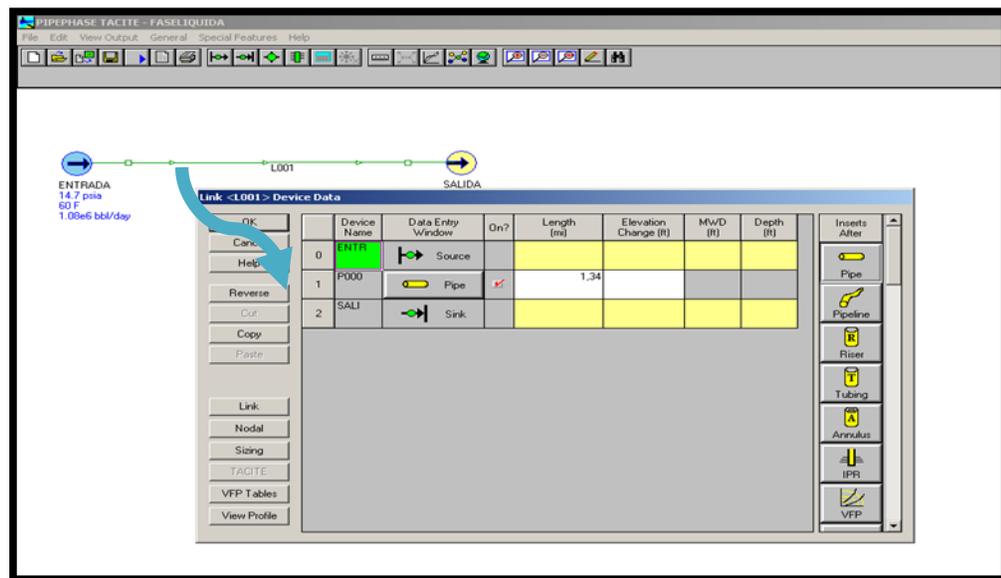


Figura 3.5. Datos del PIPE en el simulador

3.5 Cálculo del porcentaje de desviación para cada una de las fases manejadas y las correlaciones empleadas

Una vez obtenido todos los resultados, se procederá al cálculo del porcentaje de desviación y de este modo tener una mejor apreciación de la efectividad de cada una de las correlaciones empleadas para el cálculo de la caída de presión en todos los tipos de fluidos estudiados en este trabajo, como lo son la fase gaseosa, la fase líquida y el fluido bifásico.

Este cálculo se realizó aplicando la siguiente ecuación:

$$\%desviación = \left| \frac{\Delta P_{real} - \Delta P_{calculado}}{\Delta P_{real}} \right| \quad \text{Ec.3.33}$$

CAPITULO IV

DISCUSIÓN DE RESULTADOS

4.1 Cálculo manual de la caída de presión a lo largo de una tubería que transporta un fluido en fase líquida.

La caída de presión a lo largo de una tubería es un factor importante que debe ser tomado en cuenta, ya que durante el transporte del fluido, existen pérdidas de presión desde la entrada a la salida de la misma. Para el caso en donde el fluido transportado es un líquido, se utilizaron las correlaciones de Bernoulli, Hazen Williams y Osisanya, para el cálculo manual de dicho parámetro así como también el simulador PIPEPHASE, con la finalidad de hacer comparaciones entre estos métodos con respecto a valores obtenidos de campos y de esta manera demostrar cuál de ellas tiene menor rango de error para calcular este parámetro.

En las tablas 4.1, 4.2 y 4.3 mostradas a continuación, se pueden observar los resultados de la caída de presión tanto de los cálculos manuales como los obtenidos por la corrida realizada en el simulador PIPEPHASE y que en comparación con la información de campo se puede concluir rápidamente cual es el método más eficiente para realizar el cálculo de dicho parámetro.

Tabla 4.1. Resultados de caída de presión de forma manual y por el simulador PIPEPHASE, con un diámetro de tubería de 41”

		ΔP (Psia) CAMPO (2001)			ΔP (PSIA) CALCULADO			ΔP SIMULADOR
Longitud en millas	Tasa de flujo B/D	Bernoulli	Hazen - Williams	Empírica-Osisanya (2001)	Bernoulli	Hazen - Williams	Empírica-Osisanya (2001)	Hazen - Williams
1,34	1080000	11	11	13	11	11	13	10.9
2,34		19	20	22	19	18	13	19
3,00		24	25	29	24	23	13	24.3
1,34	1344000	16	17	19	16	16	19	16.2
2,34		28	29	33	28	27	19	28.3
3,00		36	37	42	35	35	19	36.2
1,34	1440000	18	19	21	18	18	22	18.4
2,34		32	33	37	31	31	22	32.1
3,00		41	43	47	40	39	22	41.1

Tabla 4. Resultados de caída de presión de forma manual y por el simulador PIPEPHASE, con un diámetro de tubería de 35.1”

		Δp (Psia) CAMPO			Δp (Psia) CALCULADO			ΔP SIMULADOR
Longitud en millas	Tasa de flujo B/D	Bernoulli	Hazen - Williams	Empírica-Osisanya (2001)	Bernoulli	Hazen - Williams	Empírica-Osisanya (2001)	Hazen - Williams
1,34	1080000	23	24	27	23	23	27	23.1
2,34		40	41	47	39	39	27	40.3
3,00		52	53	60	50	49	27	51.6
1,34	1344000	35	36	39	34	34	40	37.8
2,34		61	62	68	58	58	40	66.1
3,00		79	80	88	75	74	40	84.7
1,34	1440000	40	40	44	39	38	45	39.1
2,34		70	71	77	66	66	45	68.3
3,00		89	91	99	85	84	45	87.5

Tabla 4.3. Resultados de caída de presión de forma manual y por el simulador PIPEPHASE, con un diámetro de tubería de 23.3”

		Δp (Psia) CAMPO			Δp (Psia) CALCULADO			ΔP SIMULADOR
Longitud en millas	Tasa de flujo B/D	Bernoulli	Hazen - Williams	Empírica-Osisanya (2001)	Bernoulli	Hazen - Williams	Empírica-Osisanya (2001)	Hazen - Williams
1,34	1080000	197	175	199	166	166	190	170.4
2,34		344	306	347	283	284	190	297.6
3,00		441	392	445	363	363	190	381.5
1,34	1344000	293	262	291	247	249	280	256
2,34		512	458	508	422	425	280	447
3,00		656	587	652	541	545	280	573.1
1,34	1440000	332	298	328	280	283	317	291.2
2,34		580	821	573	478	483	317	508.5
3,00		743	667	735	613	619	317	651.9

En las tablas 4.4 y 4.5, se puede observar el comportamiento de las correlaciones con cambios de longitudes y caudales y que al compararlos con los valores de campos se puede observar que los obtenidos se acercan a los datos reales lo que permite observar que el método de Bernoulli es el que presenta menor porcentaje de error.

Tabla 4.4. Desviación de la caída de presión, comparando la calculada de forma manual, con respecto a los valores de campo, para una tubería con un diámetro de 41”

		Δp (Psia) CALCULADO			DESVIACIÓN CALCULADO		
Longitud en millas	Tasa de flujo B/D	Bernoulli	Hazen - Williams	Empírica-Osisanya (2001)	Bernoulli	Hazen - Williams	Empírica-Osisanya (2001)
1,34	1080000	11	11	13	0,01	0,04	0,00
2,34		19	18	13	0,02	0,10	0,41
3,00		24	23	13	0,01	0,07	0,55
1,34	1344000	16	16	19	0,01	0,07	0,01
2,34		28	27	19	0,01	0,07	0,42
3,00		35	35	19	0,02	0,06	0,54
1,34	1440000	18	18	22	0,02	0,05	0,03
2,34		31	31	22	0,02	0,07	0,41
3,00		40	39	22	0,02	0,08	0,54

Tabla 5. Desviación de la caída de presión, comparando los resultados obtenidos por el simulador PIPEPHASE, con respecto a los valores de campo, para una tubería con un diámetro de 41”

		Δp (Psia) CAMPO (2001)	ΔP SIMULADOR	DESVIACIÓN
Longitud en millas	Tasa de flujo B/D	Hazen - Williams	Hazen - Williams	Hazen -Williams
1,34	1080000	11	10.9	0.001
2,34		20	19	0.05
3,00		25	24.3	0.028
1,34	1344000	17	16.2	0.05
2,34		29	28.3	0.02
3,00		37	36.2	0.02
1,34	1440000	19	18.4	0.03
2,34		33	32.1	0.03
3,00		43	41.1	0.04

Para un mejor análisis del comportamiento de las correlaciones implementadas, se hicieron cambios de diámetros de la tubería, dando como resultados los valores que se presentan en las siguientes tablas:

Tabla 4.6. Desviación de la caída de presión, comparando la calculada de forma manual, con respecto a los valores de campo, para una tubería con un diámetro de 35.1”

Longitud en millas	Tasa de flujo B/D	Δp (Psia) calculado			Desviación		
		Bernoulli	Hazen - Williams	Empírica-Osisanya (2001)	Bernoulli	Hazen - Williams	Empírica-Osisanya (2001)
1,34	1080000	23	23	27	0,00	0,06	0,00
2,34		39	39	27	0,02	0,06	0,42
3,00		50	49	27	0,03	0,07	0,55
1,34	1344000	34	34	40	0,02	0,06	0,03
2,34		58	58	40	0,04	0,07	0,41
3,00		75	74	40	0,05	0,07	0,54
1,34	1440000	39	38	45	0,03	0,04	0,03
2,34		66	66	45	0,06	0,08	0,41
3,00		85	84	45	0,05	0,08	0,54

Tabla 4.7. Desviación de la caída de presión, comparando los resultados obtenidos por el simulador PIPEPHASE, con respecto a los valores de campo, para una tubería con un diámetro de 35.1”

		Δp (Psia) Campo (2001)	Δp Simulador	Desviación
Longitud en millas	Tasa de flujo B/D	Hazen - Williams	Hazen - Williams	Hazen -Williams
1,34	1080000	24	23.1	0.03
2,34		41	40.3	0.02
3,00		53	51.6	0.03
1,34	1344000	36	37.8	0.05
2,34		62	66.1	0.07
3,00		80	84.7	0.06
1,34	1440000	40	39.1	0.02
2,34		71	68.3	0.04
3,00		91	87.5	0.04

La desviación es una medida de dispersión el cual permite calcular un intervalo de confianza en el cual deberían estar todos los valores obtenidos, como se puede observar en las tablas 4.6 y 4.7, al cambiar el diámetro de la tubería de 41” a 35.1”, la caída de presión que se origina dentro de la misma aumenta, ya que el diámetro que se está utilizando es menor. De igual manera analizando las tablas de resultados el comportamiento de las correlaciones es el mismo aunque se haya disminuido el diámetro, aun, la ecuación más eficiente para el cálculo de la caída de presión sigue siendo Bernoulli ya que es la que ofrece menor porcentaje de error. Para tener una respuesta más satisfactoria de los cálculos experimentales realizados, se ha estudiado un diámetro más, cuyas tablas de resultados se muestran a continuación.

Tabla 4.8. Desviación de la caída de presión, comparando la calculada de forma manual, con respecto a los valores de campo, para una tubería con un diámetro de 23.3”

		Δp (Psia) CALCULADO			DESVIACIÓN		
Longitud en millas	Tasa de flujo B/D	Bernoulli	Hazen - Williams	Empírica-Osisanya (2001)	Bernoulli	Hazen - Williams	Empírica-Osisanya (2001)
1,34	1080000	166	166	190	0,16	0,05	0,05
2,34		283	284	190	0,18	0,07	0,45
3,00		363	363	190	0,18	0,07	0,57
1,34	1344000	247	249	280	0,16	0,05	0,04
2,34		422	425	280	0,18	0,07	0,45
3,00		541	545	280	0,18	0,07	0,57
1,34	1440000	280	283	317	0,16	0,05	0,03
2,34		478	483	317	0,18	0,41	0,45
3,00		613	619	317	0,17	0,07	0,57

Tabla 4.9. Desviación de la caída de presión, comparando los resultados obtenidos por el simulador PIPEPHASE, con respecto a los valores de campo, para una tubería con un diámetro de 35.1”

		Δp (Psia) CAMPO (2001)	Δp SIMULADOR	DESVIACIÓN
Longitud en millas	Tasa de flujo B/D	Hazen - Williams	Hazen - Williams	Hazen -Williams
1,34	1080000	175	170.4	0.03
2,34		306	297.6	0.03
3,00		392	381.5	0.03
1,34	1344000	262	256	0.02
2,34		458	447	0.02
3,00		587	573.1	0.02
1,34	1440000	298	291.2	0.02
2,34		821	508.5	0.3
3,00		667	651.9	0.02

En las tablas 4.8 y 4.9, se puede observar que al seguir disminuyendo el diámetro de la tubería la caída de presión se hace mayor, pero el comportamiento de las correlaciones es el mismo, sin embargo para este último diámetro la ecuación que presenta menor porcentaje de error es la de Hazen Williams, debido a que fue la técnica que mostro menor caída de presión a lo largo de la tubería con respecto a los demás métodos empleados para dicho cálculo.

Cabe destacar que todas las correlaciones fueron sometidas a cambios de longitud, diámetros y de caudales para así visualizar de manera más eficiente cuál de ellas se ajustaba más a lo real, es decir, a la información obtenida de campo, sin embargo hay que hacer la salvedad, de que la ecuación empírica de Osisanya, es una ecuación creada por Samuel Osisanya profesor de la Escuela de Ingeniería Geológica de la Universidad de Oklahoma en el 2001, cuya ecuación no muestra variaciones ni de longitud ni de diámetros, solo del caudal de líquido por esta razón se puede observar en las tablas de resultados que la caída de presión es la misma para un tramo de longitud y que solo varía al cambiar el caudal; y que Bernoulli es un método aplicado a un fluido ideal que con un régimen de circulación por un conducto cerrado, la energía que posee el mismo permanece constante a lo largo de su recorrido, por esta razón ambos métodos no se encuentran en el paquete del simulador PIPEPHASE, por lo tanto dicha simulación solo se realizó para la correlación Hazen-Williams la cual arrojó resultados muy similares a los obtenidos de forma manual y a los ofrecidos por la información de campo.

4.2 Cálculo manual de la caída de presión a lo largo de una tubería que transporta un fluido en fase gaseosa

Para el caso en donde el fluido transportado es un gas, se utilizaron las correlaciones de Weymouth, Panhandle A y Panhandle B, para el cálculo manual de dicho parámetro así como también el simulador PIPEPHASE, con la finalidad de hacer comparaciones entre estos métodos con respecto a valores obtenidos de campo y de esta manera demostrar cuál de ellas tiene menor rango de error para calcular la caída de presión.

En la tabla 4.10 se muestran los resultados obtenidos para el primer caso en estudio donde se entregan los valores de caída de presión calculados manualmente y los arrojados por el simulador.

Tabla 4.10. Desviación de la caída de presión, comparando los resultados obtenidos por calculo manual y el simulador PIPEPHASE, con respecto a los valores de campo, para el caso N°1

DATOS DE CAMPO POR ONEOK		P ₂ (Psia)	ΔP (Psia)	% Desviación
		598,5	26,5	-
Valores obtenidos por calculo manual	Ec. Weymouth	593,46	31,54	19
	Ec. Panhandle A	605,81	19,19	28
	Ec. Panhandle B	607,87	17,13	35
Valores obtenidos por simulador	Ec. Weymouth	592,6	32,4	24
	Ec. Panhandle B	605,9	19,1	28

El resultado obtenido de la presión de salida (P₂) y de la caída de presión por medio de la ecuación de Weymouth es la que más se ajusta al valor obtenido por la

empresa ONEOK siendo esta desviación de un 19% para los cálculos manuales y de un 24% de desviación por el simulador. Esta concordancia de la ecuación resultante puede deberse a que la ecuación de Weymouth es aconsejable usarla cuando se manejan grandes diámetros, altas tasas de flujo y altas presiones.

Los valores de presión de salida (P_2) y de la caída de presión dados por el simulador arrojan un estimado que difiere un poco del valor medido en campo esta diferencia puede deberse a que el simulador hace los cálculos con ciertos parámetros preestablecidos que quizá no son los que realmente se manejan en la tubería en estudio.

En la tabla 4.11 se muestran los resultados obtenidos para el segundo caso en estudio donde se entregan los valores de caída de presión calculados manualmente y los arrojados por el simulador.

Tabla 4.11. Desviación de la caída de presión, comparando los resultados obtenidos por calculo manual y el simulador PIPEPHASE, con respecto a los valores de campo, para el caso N°2

DATOS DE CAMPO POR ONEOK		P2 (Psia)	ΔP (Psia)	% Desviación
		990,6	139,4	-
Valores obtenidos por calculo manual	Ec. Weymouth	982,93	141,1	1
	Ec. Panhandle A	1038,78	85,2	39
	Ec. Panhandle B	1031,09	14,3	33
Valores obtenidos por simulador	Ec. Weymouth	972,6	151,4	9
	Ec. Panhandle B	1015,4	108,6	22

El resultado obtenido de la presión de salida (P_2) y de la caída de presión por medio de la ecuación de Weymouth es la que más se ajusta al valor obtenido por la empresa ONEOK siendo esta desviación de un 1% para los cálculos manuales y de un 9% de desviación por el simulador.

Este caso presenta menor porcentaje de desviación que el caso anterior ya que aquí se tiene un mayor valor de diámetro interno, largo de tubería y presión de entrada permitiendo que se den las condiciones en las que mejor se ajusta la ecuación de Weymouth.

En la tabla 4.12 se muestran los resultados obtenidos para el tercer caso en estudio donde se entregan los valores de caída de presión calculados manualmente y los arrojados por el simulador.

Tabla 62. Desviación de la caída de presión, comparando los resultados obtenidos por calculo manual y el simulador PIPEPHASE, con respecto a los valores de campo, para el caso N°3

DATOS DE CAMPO POR ONEOK		P2 (Psia)	ΔP (Psia)	% Desviación
		1062,1	13,9	-
Valores obtenidos por calculo manual	Ec. Weymouth	1058,7	17,3	24
	Ec. Panhandle A	1062,06	13,9	0
	Ec. Panhandle B	1061,67	14,3	3
Valores obtenidos por simulador	Ec. Weymouth	1054,1	21,9	58
	Ec. Panhandle B	1056,1	19,9	43

El resultado obtenido de la presión de salida (P_2) y de la caída de presión por medio de la ecuación de Panhandle A es la que más se ajusta al valor obtenido por la empresa ONEOK siendo esta desviación de un 0% para los cálculos manuales y de un 43% de desviación por el simulador, nótese que la correlación utilizada en el simulador fue Panhandle B.

Estos porcentajes permiten verificar que el método analítico es el más óptimo para determinar cuál de las correlaciones existentes es la que mejor describe lo que sucede en la realidad. El valor tan elevado de la desviación dado por el simulador PIPEPHASE puede deberse, como ya se planteó en el primer caso, a que éste requiere

que el usuario le adicione más datos sobre el fluido y las condiciones de la tubería de lo que se tiene actualmente, considerando que se tiene una elevada tasa de flujo y un elevado diámetro habrán factores como la rugosidad, el factor de fricción entre otros, que de seguro los usados por el simulador no son los mismos presentes en la tubería en estudio. Además es preciso destacar que la ecuación de Panhandle B presenta diferencias con respecto a la ecuación de Panhandle A, pudiendo ser esta diferencia una contribución al porcentaje de desviación dado por el simulador.

En la tabla 4.13 se muestran los resultados obtenidos para el cuarto caso en estudio donde se entregan los valores de caída de presión calculados manualmente y los arrojados por el simulador.

Tabla 7. Desviación de la caída de presión, comparando los resultados obtenidos por calculo manual y el simulador PIPEPHASE, con respecto a los valores de campo, para el caso N°4

DATOS DE CAMPO POR ONEOK		P2 (Psia)	ΔP (Psia)	% Desviación
		22,7	1,5	-
Valores obtenidos por calculo manual	Ec. Weymouth	21,96	2,24	60
	Ec. Panhandle A	22,18	2,02	35
	Ec. Panhandle B	22,79	1,41	6
Valores obtenidos por simulador	Ec. Weymouth	22,4	1,8	20
	Ec. Panhandle B	23,2	1	33

El resultado obtenido de la presión de salida (P_2) y de la caída de presión por medio de la ecuación de Panhandle B es la que más se ajusta al valor obtenido por la empresa ONEOK siendo esta desviación de un 6% para los cálculos manuales y por medio del simulador se obtuvo que la ecuación que mejor se ajusta es la ecuación de Weymouth.

Esta discrepancia permite intuir que el simulador no se adapta a las necesidades de este caso, quizá por lo que se ha venido presentando a lo largo de los casos anteriores donde las desviaciones son mayores que las obtenidas por medio analítico. Es necesario poseer más datos sobre las tuberías o sobre el fluido que se está manejando para poder obtener un valor más confiable con el simulador PIIPHASE, sin embargo, si se utilizase otro simulador que se ajuste a los datos que se poseen quizá éste pudiese dar un resultado más aproximado. No debe olvidarse que los simuladores son herramientas que se utilizan para predecir un comportamiento, no siempre se ajustaran en un 100% a la realidad, son solo para tener a mano de forma rápida unos valores que sirvan de referencia.

4.3 Cálculo manual de la caída de presión a lo largo de una tubería que transporta un fluido bifásico.

Como se ha mencionado en los capítulos anteriores, la caída de presión es un factor de suma importancia, ya que es un fenómeno que ocurre desde la entrada a la salida de la tubería, en este caso se realizaron los cálculos para un fluido bifásico y de esa manera analizar el comportamiento de la correlación empleada la cual es la ecuación API RP. Cabe destacar que para el estudio de este caso no se conto con información de campo para realizar las respectivas comparaciones por esta razón se tomo los resultados publicados en el libro de texto, Arnold & Stewart. 1986, como datos de referencia. A continuación se muestran las tablas de resultados.

Tabla 8. Desviación de la caída de presión, comparando los resultados obtenidos por cálculo manual, con respecto a los valores de la publicación de Arnold & Stewart

Diámetro	Arnold & Stewart. 1986	Δp (psia)API	% Desviación
4"	392	462	0.1
6"	52	64	0.2
8"	12	16	0.3

La correlación presentada por API RP se ajusta de manera muy eficiente a los resultados dados por Arnold y Stewart (1986) para tuberías de diámetros pequeños. Se observa que a medida que se incrementa el diámetro el valor de la desviación se incrementa, esto se debe a que al aumentar el diámetro la presión de salida disminuye.

Este estudio se realizó para tener el conocimiento de cuál correlación describe mejor el comportamiento real de la mezcla, sin embargo, y por lo general las empresas suelen separar las fases antes de ser transportadas a fin de mantener un estado más predecible en cuanto a su comportamiento mientras varíe la longitud y las elevaciones, entre otros factores, circunstancia que no sucede con las mezclas las cuales varían de manera considerable con mínimos cambios de presión o temperatura cambiando así las condiciones de operación y las condiciones en que esta mezcla llegará a su destino determinado.

La caída de presión de una mezcla fluida no puede calcularse sin tener en cuenta las pérdidas de carga de cada fase por separado, los datos de los libros de texto coincide con los resultados previstos, pero esto puede haber sido diseñado para dar buenos resultados y pueden no representar los datos de campo reales.

CONCLUSIONES

1. Las ecuaciones aplicadas en el cálculo de la caída de presión de una tubería que transporta líquido ofrecieron valores muy similares a los de campo con porcentajes de desviación menos a 5%; por lo tanto cualquiera puede ser utilizada para el cálculo de este parámetro
2. A medida que aumenta la longitud de la tubería, para todos los sistemas estudiados, también incrementa la caída de presión.
3. La correlación que mejor determina la caída de presión en una tubería que transporta un líquido es la correlación de Bernoulli, con porcentajes de desviación para todos los casos menores al 1%.
4. Para diámetros pequeños y longitudes cortas la correlación de Osisanya permite calcular un valor aceptable de caída de presión.
5. Todas las correlaciones empleadas para el cálculo de la caída de presión para gas (Weymouth, Panhandle A y Panhandle B), arrojaron valores considerablemente cercanos, entre 17 psia a 30 psia, con respecto a los obtenidos por simulador que oscilan entre 19 psia y 30 psia, y los dado de campo, que es 26.5 psia, lo que indica que estas son aplicables para las condiciones y características del sistema de transmisión que se estudio.

6. Con grandes caudales de flujo la caída de presión en la tubería va incrementando, en líquido para un caudal de 1080000 BPD la caída de presión no sobrepasa los 30 psia, sin embargo para un caudal igual a 1440000 BPD se tienen caídas de presión mayores a los 40 psia.
7. Con la reducción de los diámetros internos de tubería se noto que la caída de presión se hizo cada vez mayor, con un diámetro de 41" la caída de presión oscilo entre los 11-24 psia, pero para un diámetro menor de 23.3", oscilo entre 166-363 psia; para un caudal de 1080000 BPD.
8. La correlación de Weymouth es recomendada para determinar la caída de presión en tuberías que transportan gas cuando se manejan grandes y medianos diámetros, altas tasas de flujo y altas presiones por encima de 1000Psia.
9. Para un flujo de gas con caudal bajo y baja presión la ecuación de Panhandle reporta un valor aproximado al real de la caída de presión.
10. La correlación propuesta por API para un flujo bifásico es recomendada para diámetros mayores de 6", para diámetros de 4" el porcentaje de desviación se eleva considerablemente cuando se compara con los valores de desviación calculados para tuberías de menor diámetro.

RECOMENDACIONES

1. Incluir en el paquete de ecuación del simulador PIPPHASE, la ecuación empírica de Osisanya y el método de Bernoulli para así ampliar el análisis de la caída de presión en tuberías que transportan líquidos.
2. Se debe hacer un trabajo adicional sobre el efecto de las elevaciones en la línea de líquido. Son muy pocas las ecuaciones disponibles para tuberías de líquido elevados, en la industria.
3. Realizar un estudio detallado del efecto de los números de Reynolds en las correlaciones de caída de presión, con un especial énfasis en las ecuaciones de Panhandle A y Panhandle B, ya que estas están enfocadas principalmente en el factor de fricción y este depende principalmente de los números de Reynolds.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

1. Temas petroleros. (2001). *Gas natural. Aspectos básicos*. Caracas. PDVSA.
2. Martínez, M. (1998). *Ingeniería de gas, principios y aplicaciones vol. II*. Cuidad: Maracaibo-Venezuela. Ingenieros consultores y asociados, C.A. (ICONSA).
3. COKER, O. (2010). *Comparative Study of Pressure Drop Model Equations for Fluid Flow in Pipes*. Trabajo de ascenso no publicado. Universidad de Oklahoma, Norman-Oklahoma.
4. López, E. y Escobar, Y. (2011). *Comparación De Correlaciones De Caída De Presión En Una Tubería De Transporte Para Flujo Gaseoso*. Trabajo de grado no publicado. Universidad de Oriente. Anzoátegui-Venezuela.

METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO

TITULO	ANALISIS DE LA CAÍDA DE PRESIÓN DE UN FLUIDO EN FASE LIQUÍDA, GASEOSA Y BIFÁSICA EN UNA TUBERÍA UTILIZANDO LA HERRAMIENTA INFORMÁTICA PIPEPHASE Y CALCULOS MANUALES
SUBTITULO	

AUTOR (ES):

APELLIDOS Y NOMBRES	CODIGO CULAC / E MAIL
Anés F., Nayarit A.	CVLAC: 20.434.716 E MAIL: nayarit.anes@gmail.com
Marcano M., Edgyelit J.	CVLAC: 20.360.286 E MAIL: edgye17@hotmail.com

PALABRAS O FRASES CLAVES:

caída de presión

flujo monofásico

flujo bifásico

simulador PIPEPHASE

números de Reynolds

factor de fricción

METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO

ÀREA	SUBÀREA
Ingeniería y Ciencias Aplicadas	Ingeniería de Petróleo

RESUMEN (ABSTRACT):

En el presente trabajo se estudia la caída de presión en una tubería para diferentes tipos de flujo, monofásico (gas y petróleo) y bifásico (gas-petróleo). Para el desarrollo de este proyecto se adquirió información de fuentes bibliográficas sobre las características de los fluido a manejar y la descripción de la tubería, como, caudal (MMPCD para gas y BPD para liquido), temperatura, gravedades específicas, presiones de entrada, longitud de la tubería, diámetro de la tubería, entre otros. A partir de dicha información y mediante el uso de las diferentes correlaciones y el simulador PIPEPHASE, se calcula la caída de presión de manera general y seccionando la tubería, obteniendo valores de presión final en la línea de transmisión. Se realizo una comparación entre los resultados obtenidos por los distintos métodos empleados para cada tipo de fluido con la información obtenida de campo. Para liquido se utilizaron las correlaciones de Bernoulli, Hazen-Williams y Osisanya; para gas Weymouth, Panhandle A y Panhandle B; y para flujo bifásico la correlación recomendada de American Petroleum Institute (API). Resultando, que las ecuaciones ya planteadas para líquido arrojaron porcentajes de desviación con respecto a los valores obtenidos de campo, menores al 1%, lo que indica que cualquiera de las ecuaciones utilizadas proporcionan datos confiables de caída de presión, de igual manera cabe destacar que, proporcionan resultados más precisos para las tuberías de mayor diámetro. Se observan que para las ecuaciones de gas para se obtuvieron resultados variables dependiendo de la velocidad de flujo, la presión y el diámetro de la tubería; en donde la igualdad de resultados se acentuaba más para pequeños diámetros, bajas velocidades de flujo y bajas presiones. En cuanto al flujo bifásico, para la ecuación API proporciona datos confiables que se asemejan a los datos de campo.

METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO

CONTRIBUIDORES:

APELLIDOS Y NOMBRES	ROL / CODIGO CVLAC / E_MAIL				
	ROL	CA	AS(X)	TU	JU
Rondón, José	CVLAC:	8.328.657			
	E_MAIL	rondonjj@gmail.com			
	ROL	CA	AS	TU	JU(X)
Ruiz, Simón	CVLAC:	8.328.429			
	E_MAIL	Ruiz_united@hotmail.com			
	ROL	CA	AS	TU	JU(X)
Cermeño, José	CVLAC:	4.981.130			
	E_MAIL	joselcz@hotmail.com			
	ROL	CA	AS	TU	JU(X)

FECHA DE DISCUSION Y APROBACION:

2014	01	23
AÑO	MES	DIA

LENGUAJE. SPA

METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO

ARCHIVO (S):

NOMBRE DE ARCHIVO	TIPO MIME
Tesis.Analisiscaidadepresion.doc	Aplication/ msword

CARACTERES EN LOS NOMBRES DE LOS ARCHIVOS: A B C D E F
G H I J K L M N O P Q R S T U V W X Y Z. a b c d e f g h i j k l m n o p q r s
t u v w x y z. 0 1 2 3 4 5 6 7 8 9.

ALCANCE

ESPACIAL: _____ (OPCIONAL)

TEMPORAL: _____ (OPCIONAL)

TITULO O GRADO ASOCIADO CON EL TRABAJO:

INGENIERO DE PETRÓLEO

NIVEL ASOCIADO CON EL TRABAJO:

PREGRADO

AREA DE ESTUDIO:

DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA DE PETRÓLEO

INSTITUCION:

UNIVERSIDAD DE ORIENTE. NÚCLEO DE ANZOÁTEGUI

METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO



UNIVERSIDAD DE ORIENTE
CONSEJO UNIVERSITARIO
RECTORADO

CUN°0975

Cumaná, 04 AGO 2009

Ciudadano
Prof. JESÚS MARTÍNEZ YÉPEZ
Vicerrector Académico
Universidad de Oriente
Su Despacho

Estimado Profesor Martínez:

Cumplo en notificarle que el Consejo Universitario, en Reunión Ordinaria celebrada en Centro de Convenciones de Cantaura, los días 28 y 29 de julio de 2009, conoció el punto de agenda **"SOLICITUD DE AUTORIZACIÓN PARA PUBLICAR TODA LA PRODUCCIÓN INTELECTUAL DE LA UNIVERSIDAD DE ORIENTE EN EL REPOSITORIO INSTITUCIONAL DE LA UDO, SEGÚN VRAC N° 696/2009"**.

Leído el oficio SIBI - 139/2009 de fecha 09-07-2009, suscrita por el Dr. Abul K. Bashirullah, Director de Bibliotecas, este Cuerpo Colegiado decidió, por unanimidad, autorizar la publicación de toda la producción intelectual de la Universidad de Oriente en el Repositorio en cuestión.

UNIVERSIDAD DE ORIENTE
SISTEMA DE BIBLIOTECA
RECIBIDO POR *Mazley*
FECHA 05/08/09 HORA 5:30

Comunicación que hago a usted a los fines consiguientes.

Cordialmente,

Juan A. Bolaños Cunele
JUAN A. BOLAÑOS CUNELE
Secretario



C.C: Rectora, Vicerrectora Administrativa, Decanos de los Núcleos, Coordinador General de Administración, Director de Personal, Dirección de Finanzas, Dirección de Presupuesto, Contraloría Interna, Consultoría Jurídica, Director de Bibliotecas, Dirección de Publicaciones, Dirección de Computación, Coordinación de Telesinformática, Coordinación General de Postgrado.

JABC/YGC/maruja

METADATOS PARA TRABAJOS DE GRADO, TESIS Y ASCENSO

DERECHOS

De acuerdo al artículo 41 del reglamento de trabajos de grado (Vigente a partir del II Semestre 2009, según comunicación CU-034-2009)

“Los Trabajos de grado son exclusiva propiedad de la Universidad de Oriente y solo podrán ser utilizadas a otros fines con el consentimiento del consejo de núcleo respectivo, quien lo participara al Consejo Universitario”

Anés F. Nayarit A.
AUTOR

Marcano M. Edgyelit J.
AUTOR

Ing. MSc. José Rondón
ASESOR / JURADO

Ing. Simón Ruiz
JURADO

Ing. José Cermeño
JURADO

Ing. Aura Vilela

POR LA SUBCOMISION DE TESIS