

**EVALUACIÓN DE PARÁMETROS DE DISEÑO Y OPERACIONALES EN EL  
TRANSPORTE DE HIDROCARBUROS LÍQUIDOS A TRAVÉS DE  
OLEODUCTOS BAJO TIERRA**

**OSCAR EDUARDO RAMIREZ ZAMBRANO**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERIA FISICOQUIMICAS  
ESCUELA DE INGENIERIA DE PETROLEOS  
ESPECIALIZACION EN PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS  
BUCARAMANGA**

**2011**

**EVALUACIÓN DE PARÁMETROS DE DISEÑO Y OPERACIONALES EN EL  
TRANSPORTE DE HIDROCARBUROS LÍQUIDOS A TRAVÉS DE  
OLEODUCTOS BAJO TIERRA**

**OSCAR EDUARDO RAMIREZ ZAMBRANO**

**Trabajo realizado para optar al título de  
Especialista en Producción de Hidrocarburos**

**Director**

**NICOLÁS SANTOS SANTOS, M.Sc.**

**Ingeniero de Petróleos**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERIA FISICOQUIMICAS  
ESCUELA DE INGENIERIA DE PETROLEOS  
ESPECIALIZACION EN PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS  
BUCARAMANGA**

**2011**

## DEDICATORIA

Al Todopoderoso por iluminar mi camino y darme la oportunidad de seguir adelante.

A mis padres a quienes les debo mi vida.

A mi Abuela Luisa que me enseñó que lo más importante en esta vida es el conocimiento y que con perseverancia y decisión se hacen cosas imposibles.

A mi familia la cual hago participe de este gran logro.

A la Universidad Industrial de Santander, excelente institución educativa.

A todas aquellas personas que de una u otra manera ha sido un apoyo en el continuo cambiar del destino.

Oscar E.

## TABLA DE CONTENIDO

INTRODUCCION .....	13
1. JUSTIFICACION .....	14
2. OBJETIVOS. ....	15
2.1 OBJETIVOS GENERALES.....	15
2.2 OBJETIVOS ESPECIFICOS. ....	15
3. MARCO REFERENCIAL.....	16
3.1 NORMAS DE DISEÑO, CONSTRUCCION Y OPERACIÓN. ....	16
4. METODOLOGIA.....	17
5. ALCANCES .....	18
6. GENERALIDADES SOBRE EL TRANSPORTE A TRAVES DE OLEODUCTOS. ....	19
6.1 TRANSPORTE DE HIDROCARBUROS EN COLOMBIA. ....	19
7. FASES DEL DISEÑO.....	22
7.1 DISEÑO CONCEPTUAL.....	22
7.1.1 Necesidad de la Línea.....	22
7.1.2 Estimación Alternativas de rutas. ....	23
7.1.3 Cronogramas de ejecución.....	23
7.1.4 Costos de referencia. ....	24
7.1.5 Evaluaciones ambientales. ....	24
7.1.6 Análisis de riesgos.....	24
7.2 DISEÑO BASICO. ....	25
7.2.1 Definición de la ruta.....	25
7.2.2 Definición de capacidad. ....	25
7.2.3 Definición del diámetro. ....	26
7.2.4 Calculo hidráulico. ....	26
7.3 DISEÑO DETALLADO .....	27
7.3.1 Alineamiento de ruta. ....	27
7.3.2 Diseño geotécnico. ....	27

7.3.3 Diseño hidráulico detallado.....	27
8 PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS RELACIONADAS CON EL TRANSPORTE .....	28
8.1 DENSIDAD, GRAVEDAD ESPECÍFICA Y GRAVEDAD API .....	29
8.2 PRESION DE VAPOR. ....	30
8.3 VISCOSIDAD.....	30
8.3.1 Viscosidad dinámica ( $\mu$ ) .....	31
8.3.2 Viscosidad cinemática ( $\nu$ ).....	31
8.4 PUNTOS DE FUSION Y CONGELAMIENTO. ....	32
8.5. COMPORTAMIENTO DE FASES .....	32
8.5.1 Sistemas de un solo componente.....	33
8.5.2 Sistemas de dos componentes.....	35
8.5.3 Sistemas multicomponentes. ....	38
9 FLUJO DE FLUIDOS EN TUBERIAS .....	41
9.1 CLASIFICACION DE LOS FLUIDOS SEGÚN SU COMPORTAMIENTO REOLOGICO. ....	41
9.1.1 Fluidos Newtonianos .....	41
9.1.2 Fluidos no Newtonianos.....	43
9.2 FLUJOS LAMINAR Y TURBULENTO EN TUBERÍAS.....	46
9.3 CAIDA DE PRESIÓN. ....	47
10 TRANSFERENCIA DE CALOR EN TUBERIAS .....	51
10.1 MECANISMOS DE TRANSFERENCIA DE CALOR.....	51
10.1.1 Transferencia de calor por conducción.....	52
10.1.2 Transferencia de calor por convección. ....	53
10.1.3 Transferencia de calor por radiación. ....	54
10.2 NUMEROS ADIMENSIONALES RELACIONADOS CON LA TRANSFERENCIA DE CALOR .....	54
10.2.1 Número de Nusselt. ....	55
10.2.2 Número de Prandtl. ....	55
10.2.3 Número de Rayleigh.....	56
10.3 CORRELACIONES PARA DETERMINAR EL COEFICIENTE CONVECTIVO.....	57
10.3.1 Correlación de Petukhov. ....	57
10.3.2 Correlación de Gnelinski. ....	58

10.3.2 Correlaciones para tuberías enterradas.....	58
10.4 DETERMINACIÓN DE LA CONDUCTIVIDAD TERMICA DEL SUELO.....	60
10.4.1 Correlación de Karsten:.....	60
10.4.2 Correlación de Makowski y Mochlinski:.....	61
11. PARAMETROS DE DISEÑO, CONSTRUCCION Y OPERACIÓN DE OLEODUCTOS BAJO LA NORMA ASME 31,4 .....	62
11.1 ALCANCES DE LA NORMA 31,4.....	62
11.2 DISEÑO.....	62
11.2.1 Cargas.....	62
11.2.2 Restricciones de las tuberías. ....	65
11.2.3 Calculo de esfuerzos. ....	66
11.2.4 Criterios para el diseño de tuberías.....	69
11.3 CONSTRUCCION Y SOLDADURA .....	79
11.3.1 Construcción.....	79
11.3.2 Soldadura. ....	81
11.4 OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO. ....	83
11.4.1 Operación y mantenimiento de tuberías. ....	83
CONCLUSIONES.....	85
BIBLIOGRAFIA .....	86

## LISTA DE FIGURAS.

Figura 1. Diagrama Presión -Temp. de tres Componentes.....	34
Figura 2. Diagrama P-T Multicomponente. ....	36
Figura 3. Regiones Diagrama de fases multicomponente.....	40
Figura 4. Deformación laminar entre dos placas paralelas.....	41
Figura 5. Comportamiento de un Flujo Newtoniano.....	43
Figura 6. Comportamiento fluidos no Newtonianos independientes del tiempo.....	45
Figura 7. Comportamiento fluidos no Newtonianos dependientes del tiempo.....	46

## LISTA DE TABLAS.

Tabla 1. Normas relacionadas con el Transporte de Hidrocarburos .....	16
Tabla 2. Principales Oleoductos en Colombia.....	20
Tabla 3. Redes de Oleoductos y Poliductos en Colombia. ....	21
Tabla 4. Determinación de Factores de fricción.....	50

## RESUMEN

**TITULO:** EVALUACION DE PARAMETROS DE DISEÑO Y OPERACIONALES EN EL TRANSPORTE DE HIDROCARBUROS LIQUIDOS A TRAVES DE OLEDUCTOS BAJO TIERRA.<sup>1</sup>

**AUTOR:** OSCAR EDUARDO RAMIREZ ZAMBRANO.<sup>2</sup>

**PALABRAS CLAVES:** DISEÑO, TUBERIAS, BAJO TIERRA, TRANSPORTE, HIDROCARBUROS LIQUIDOS.

## DESCRIPCION

Los fluidos transportados por tuberías enterradas son sometidos a transferencia de calor debido a la pérdida de energía ocasionada entre la tubería y el tipo de ambiente en que esta se encuentra, comprender este fenómeno es indispensable para evitar problemas operacionales relacionados con la formación de parafinas o hidratos los cuales pueden bloquear la tubería, ocasionar excesivas pérdidas de carga en el sistema o contribuir a la formación de emulsiones muy estables difíciles de romper debido a las bajas temperaturas presentes.

Mediante la Norma ASME 34,1-2009 se establecen los requisitos para garantizar el diseño seguro, construcción, inspección, pruebas, operación y mantenimiento de sistemas de transporte de hidrocarburos líquidos.

En el presente trabajo se pretende analizar las variables involucradas en el transporte de hidrocarburos líquidos a través de oleoductos bajo tierra teniendo en cuenta la Norma ASME 34,1 y su comportamiento hidráulico y térmico de este tipo de tuberías, las propiedades de los fluidos relacionadas con el transporte, las normas asociadas, las diferentes fases de diseño y las recomendaciones dadas por la norma.

Están fuera del alcance de este trabajo las variables involucradas en el transporte de Hidrocarburos pesados, emulsiones, el transporte de hidrocarburos sobre tierra y sus diferentes correlaciones, el análisis y estudio de fluidos en sistema multifásico y sus diferentes correlaciones.

---

<sup>1</sup> Trabajo de Grado.

<sup>2</sup> Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingeniería de Petróleos. Especialización en Producción  
Director: M.S.c. Nicolás Santos Santos.

## ABSTRACT

**TITLE:** EVALUATION OF DESIGN AND OPERATIONAL PARAMETERS ON THE TRANSPORT OF LIQUID HYDROCARBONS THROUGH UNDERGROUND OIL PIPELINE.<sup>3</sup>

**AUTHOR:** OSCAR EDUARDO RAMIREZ ZAMBRANO.<sup>4</sup>

**KEYWORDS:**

## DESCRIPCION

The fluids transported by underground pipes are subjected to heat transfer due to the loss of energy caused between the pipe and the type of environment that is, understanding this phenomenon is necessary to avoid operational problems related to the formation of paraffins or hydrates which can clog pipes, cause excessive pressure drop in or contribute to the formation of stable emulsions very difficult to break because of the low temperatures involved.

ASME Standard 34.1-2009 by establishing requirements to ensure the safe design, construction, inspection, testing, operation and maintenance of transportation systems for oil.

In the present work is to analyze the variables involved in the transport of liquid hydrocarbons through underground pipelines taking into account the ASME 34.1 and hydraulic and thermal behavior of this type of piping, fluid properties related to transportation, the rules associated with the different phases of design and the recommendations given by the standard.

Are beyond the scope of this study the variables involved in the transport of heavy hydrocarbons, emulsions, oil transport over land and its various correlations, analysis and study of fluid multiphase system and its various correlations.

Are beyond the scope of this study the variables involved in the transport of heavy hydrocarbons, emulsions, oil transport over land and its various correlations, analysis and study of fluid multiphase system and its various correlations

---

<sup>3</sup> Monograph.

<sup>4</sup> Universidad Industrial de Santander. Petroleum Engineering Faculty. Specializing in Oil Director: M.S.c. Nicolás Santos Santos.

## INTRODUCCION

Gran parte de las actividades industriales del mundo se encuentran relacionadas con el consumo de los derivados del petróleo, por lo tanto es de vital importancia contar con la infraestructura necesaria para atender la cadena de suministro de crudo la cual debe ser diseñada y construida con las normas técnicas para garantizar su correcto funcionamiento.

A partir del crecimiento industrial las naciones han requerido demandas importantes de energía dentro de las cuales se encuentra el petróleo y el gas como fuentes no renovables.

Debido a la necesidad de garantizar la demanda de estos recursos se inicia la búsqueda de yacimientos que sean rentables de acuerdo a sus condiciones técnicas, geopolíticas y ambientales.

Identificada las fuentes de estos recursos se hace necesario transportar dicho fluido con el fin de realizar operaciones de almacenamiento, refinación o disposición para el usuario final.

Dentro de los fenómenos a los que se somete el fluido se encuentra la transferencia de calor entre la tubería y el terreno la cual puede afectar el comportamiento del flujo dependiendo de la composición, la temperatura y la presión en el medio que se transporta.

En el presente trabajo se pretende analizar las variables involucradas en el transporte de hidrocarburos líquidos a través de oleoductos bajo tierra ya que estos se encuentran instalados en buena parte del territorio nacional.

## **1. JUSTIFICACION**

Los fluidos transportados por tuberías enterradas son sometidos a transferencia de calor debido a la pérdida de energía ocasionada entre la tubería y el tipo de ambiente en que esta se encuentra, comprender este fenómeno es indispensable para evitar problemas operacionales relacionados con la formación de parafinas o hidratos los cuales pueden bloquear la tubería, ocasionar excesivas pérdidas de carga en el sistema o contribuir a la formación de emulsiones muy estables difíciles de romper debido a las bajas temperaturas presentes.

Mediante la Norma ASME 34,1-2009 se establecen los requisitos para garantizar el diseño seguro, construcción, inspección, pruebas, operación y mantenimiento de sistemas de transporte de hidrocarburos líquidos.

En el presente trabajo se pretende analizar las variables involucradas en el transporte de hidrocarburos líquidos a través de oleoductos bajo tierra teniendo en cuenta la Norma ASME 34,1 y su comportamiento hidráulico y térmico de este tipo de tuberías, las propiedades de los fluidos relacionadas con el transporte, las normas asociadas, las diferentes fases de diseño y las recomendaciones dadas por la norma.

## **2. OBJETIVOS.**

### **2.1 OBJETIVOS GENERALES.**

- Analizar los conceptos fundamentales en el diseño y construcción de la infraestructura del sistema de transporte de hidrocarburos líquidos.
- Evaluar la normatividad vigente aplicada en el diseño y operación del sistema de transporte de hidrocarburos líquidos.

### **2.2 OBJETIVOS ESPECIFICOS.**

- Analizar las metodologías de cálculo de las propiedades que rigen el flujo de fluidos a través de las tuberías.
- Analizar el comportamiento hidráulico y térmico de un oleoducto a través de tuberías enterradas.
- Analizar las variables en el diseño y operación de oleoductos bajo la Norma ASME 31,4, (AMERICAN SOCIETY OF MECHANICAL ENGINEERS 2009).

### 3. MARCO REFERENCIAL

En el siguiente trabajo se realiza bajo las publicaciones presentadas por los diferentes investigadores, sus normas asociadas y los conceptos derivados de las prácticas de ingeniería. A continuación se incluye un listado de las diferentes normas asociadas al transporte de hidrocarburos a través de oleoductos:

#### 3.1 NORMAS DE DISEÑO, CONSTRUCCION Y OPERACIÓN.

**Tabla 1. Normas relacionadas con el Transporte de Hidrocarburos**

NORMA	DESCRIPCION
API	Manual of Petroleum Measurement Standards
API 6D	Pipeline Valves
API 5L	Specification for Line Pipe
API 5L1	Recommended Practice for Railroad Transportation of Line Pipe
API 17B	Recommended Practice for Flexible Pipe
API 554	Recommended Practice Process Instrumentation and Control
API 558	Valve Inspection and Testing
API 1102	Steel Pipelines Crossing Railroads and Highways
API 1104	Welding of Pipelines and Related Facilities
API 1110	Pressure Testing of Steel Pipelines for the Transportation of Gas, Petroleum Gas, Hazardous Liquids, Highly Volatile Liquids, or Carbon Dioxide
API 1149	Pipeline Variable Uncertainties and Their Effects on Leak Detectability
API 1157	Hydrostatic Test Water Treatment and Disposal Option for Liquid Pipeline Systems
API 1160	Managing System Integrity for Hazardous Liquid Pipelines
API 1166	Excavation Monitoring and Observation
API 2200	Repairing Crude Oil, Liquefied Petroleum Gas, and Product Pipelines
ASME B31G	Manual for Determining the Remaining Strength of Corroded Pipelines: A Supplement to B31, Code for Pressure Piping
ASME 31.3	Process Piping
ASME 31.4	Pipeline Transportation Systems for Liquid Hydrocarbons and other Liquids
ASME 31.8	Gas Transportation and Distribution Piping Systems
AWS A3.0	Welding Terms and Definitions
NACE 57519	Corrosion Data Survey — Metals Section
NACE SP0169	Standard Practice — Control of External Corrosion on Underground or Submerged Metallic Piping Systems
NACE RP0375	Recommended Practice — Wax Coating Systems for Underground Piping Systems

Fuente: El Autor.

#### **4. METODOLOGIA**

El trabajo se realizó realizando consultas con el material bibliográfico disponible, revisión de material actualizado, consulta de material técnico y normas asociadas al transporte de hidrocarburos a través de oleoductos, teniendo en cuenta los conceptos fundamentales de la ingeniería y mecánica de fluidos, tipos de flujos y fluidos a transportar basados en las condiciones a que se encuentran sometidos.

Se hace revisión de los diferentes parámetros presentados en las fases de diseño, construcción y operación que deben tenerse en cuenta especialmente bajo la norma ASME 31,4.

Se analizan las diferentes variables hidráulicas que se encuentran relacionadas con el transporte de hidrocarburos en fase líquida.

Se analiza el comportamiento térmico a la cual se encuentran sometidas las tuberías que transportan hidrocarburos en fase líquida en el medio enterrado, las diferentes correlaciones presentadas por los investigadores.

## **5. ALCANCES**

El presente trabajo abarca el análisis de las variables relacionadas con el transporte de Hidrocarburos líquidos bajo tierra, bajo esta definición se encuentran: las propiedades de los fluidos transportados, los tipos de flujo presentados, el comportamiento hidráulico de los fluidos a través de tuberías, el comportamiento térmico relacionado con la transferencia de calor a través de tuberías enterradas, el diseño y operación bajo la Norma ASME 31,4

Están fuera del alcance de este trabajo las variables involucradas en el transporte de hidrocarburos pesados y sus diferentes tipos de emulsiones, el transporte de hidrocarburos sobre tierra y sus diferentes correlaciones, el análisis y estudio del transporte de fluidos en sistemas multifasicos y sus diferentes códigos y normas aplicadas.

## **6. GENERALIDADES SOBRE EL TRANSPORTE A TRAVES DE OLEODUCTOS.**

### **6.1 TRANSPORTE DE HIDROCARBUROS EN COLOMBIA.**

Colombia se halla ad portas de una bonanza petrolera, gracias a la convergencia de una serie de hechos afortunados para el país basadas en las decisiones tomadas en tiempos pasados, los excelentes indicadores de acierto en las actividades exploratorias y el ambiente propicio en materia de seguridad para las compañías que participan de las actividades de exploración, producción, transporte, refinación y distribución.

Paralelo a la industria del petróleo se advierte un importante crecimiento en la industria del gas. El desarrollo integral de las fuentes de energía como industria demanda soluciones cada vez más complejas que deben ser analizadas por el equipo de diseñadores que planea, ejecuta y opera dichos proyectos.

La construcción de medios de transporte tales como los oleoductos, gasoductos y poliductos, entre otros, es un elemento complementario tan importante como cualquiera de los demás aspectos relacionados con la industria, por las obvias razones que se advierten.

Entre la producción del bien, la refinación y el consumo existe, necesariamente, un medio que garantiza dichos procesos que es el transporte de hidrocarburos a través de los citados instrumentos que se construyen con coberturas que abarcan cientos de kilómetros, diversidad de regiones y múltiples territorios y propiedades.

**6.1.1 Infraestructura Petrolera en Colombia.** El sistema de transporte cuenta con 8.500 kilómetros de redes principales de oleoductos y poliductos que convergen en los terminales de Coveñas y Santa Marta, en el Atlántico, Buenaventura y Tumaco, en el Pacífico. De los sistemas de oleoductos se destacan los siguientes:

**Tabla 2. Principales Oleoductos en Colombia.**

OLEODUCTTO	TRAYECTO	L(KM)
Caño Limón	Caño Limón, El Zulia, Sincelejo, Coveñas.	770
Alto Magdalena	Palagua, Dina, Guando, Vasconia.	400
Oleoducto Colombia	Vasconia, Caucasia, Coveñas.	481
Oleoducto Central(OCENSA)	Cusiana, Vasconia, Coveñas.	790
Oleoducto Central de los llanos	Apiay, El Porvenir, Yopal, Abejas, Los Toros, Caño Garza	236
Oleoducto Transandino	Orito, Tumaco	306

Fuente: (ECOPETROL, Transportar 2011).

**Tabla 3. Redes de Oleoductos y Poliductos en Colombia.**

Descripción	Ecopetrol	Ecopetrol	Particulares	Total
		con terceros		
Oleoductos	2847	2252	368	5467
Poliductos	3078	0	28	3106
Propanoductos	381	0	0	381
	<b>6306</b>	<b>2252</b>	<b>396</b>	<b>8954</b>

FUENTE: (ECOPETROL, Mapa de Infraestructura Petrolera 2011)

## 7. FASES DEL DISEÑO

### 7.1 DISEÑO CONCEPTUAL

En esta primera fase se buscan los conceptos o principios para la solución del problema para lo cual se analiza el problema identificando posibles soluciones con respecto a las restricciones impuestas, en esta fase se generan principios de solución pero no estructuras de solución suficientemente validas como para materializar la respuesta al problema es la etapa de demanda una alta dosis de abstracción y creatividad caracterizada por un alto grado de incertidumbre.

**7.1.2 Necesidad de la Línea.** Dependiendo de la necesidad de una nueva línea, o incrementar la capacidad de una línea existente son requerimientos comunes en el transporte de hidrocarburos, estos puntos pueden ser el resultado de la necesidad de transferir el líquido de nuevas facilidades o la ampliación de las existentes.

Varios tipos de construcción pueden ser necesarios, para conectar los nuevos puntos existentes puede ser necesaria la instalación de estaciones adicionales. Para incrementar la capacidad puede ser necesaria la instalación de líneas paralelas ó puede ser necesario reemplazar la línea con un diámetro mayor, además para incrementar la capacidad hay ocasiones en las que para hacer el sistema existente más económico es necesario redistribuir las estaciones con el objetivo de realizar paradas en las estaciones existentes aprovechando las líneas existentes o diseñando nuevas líneas en una mejor ubicación.

En cada caso un completo estudio realizarse para estimar el volumen de crudo que se transportará.

Este estudio generalmente incluye los siguientes ítems:

- Extensión del Campo.
- Horizonte de la estructura del Campo.
- Número de pozos productores.
- Estimación de desarrollo del Campo.
- Tasa de producción de los pozos actuales.
- Tasa de pozos en perforación.
- Reservas totales en el Campo
- Tasa de producción en los próximos años.

Las reservas y la tasa de producción son fundamentales en la evaluación de aspectos financieros ya que la inversión se pagará durante los años que el Campo produzca, por lo tanto esta información debe ser cuidadosamente evaluada.

**7.1.2 Estimación Alternativas de rutas.** Las elevaciones topográficas en cada punto de la línea deben ser consideradas por que afecta en considerablemente la presión requerida del sistema y el espaciamiento de las estaciones; estimando el volumen de crudo a transportar, la longitud de la línea diseños y rutas alternativas se deben elaborar; estimando las inversiones y los costos de operación de cada alternativa se pueden evaluar posibles soluciones requeridas.

**7.1.3 Cronogramas de ejecución.** Se debe elaborar un plan detallado de trabajo de las diferentes etapas que tendrá la ejecución del proyecto, con el fin de establecer la duración del mismo y sus costos asociados, entre las actividades a programar se encuentran:

- Adecuación y construcción de accesos.

- Instalación y operación de campamentos.
- Apertura y conformación del derecho de Vía.
- Estabilización de taludes y obras de protección
- Acopio, manejo e instalación de tubería.
- Cruces especiales.
- Pruebas.
- Protección catódica

**7.1.4 Costos de referencia.** Cada proyecto es tiene un nivel de complejidad independiente pero sirve de referencia para referencias futuras.

**7.1.5 Evaluaciones ambientales.** Se deben elaborar estudios que identifiquen los efectos ambientales del desarrollo del proyecto dentro del espacio geográfico y su interacción desde el punto de vista ecológico, económico, social y cultural, se deben establecer medidas de prevención, control, mitigación o compensación de los efectos ambientales causados, estas medidas se integran mediante el Plan de manejo Ambiental, este tiene aplicación durante todo el desarrollo del proyecto con el fin de prevenir la ocurrencia de efectos no deseables y mitigar, corregir o compensar los impactos inevitables causados por la intervención. El Plan de manejo ambiental presentado como requisito al solicitar la Licencia ambiental establece un compromiso al ejecutor del proyecto estableciendo reglas para la viabilidad ambiental del proyecto.

**7.1.6 Análisis de riesgos.** La planeación y la ejecución de un proyecto siempre llevan dentro de sus componentes algún grado de incertidumbre y oportunidad; los inversores siempre tienen dentro de sus expectativas las probabilidades de tener éxito, estas aumentan en la medida que se cuente con mayor información, Actualmente el contratista explora y produce con autonomía a su propio costo y riesgo. El contratista tiene todos los derechos sobre la producción. Se dice que los indicadores de parámetros socio económicos del país están cambiando

favorablemente, este es el momento de invertir en Colombia particularmente en la industria de petróleo y gas.

## **7.2 DISEÑO BASICO.**

En esta fase se continúa con la búsqueda de la solución concreta del problema determinando componentes e interacciones con el suficiente grado como para evaluarlas objetivamente, se obtienen decisiones específicas, se obtienen características del producto con un nivel de detalle preliminar.

**7.2.1 Definición de la ruta.** La selección de la ruta de la línea es una parte vital de ingeniería y planeación del trabajo, los altos costos de los materiales y la mano de obra implican un análisis detallado de la planeación y ejecución del proyecto. Los costos totales del proyecto variarán de acuerdo a la ruta seleccionada; mientras los costos de construcción son de primordial importancia, los costos de operación y mantenimiento deben ser considerados.

El primer paso en el proyecto preliminar es obtener y estudiar la topografía del área identificando los puntos de origen y destino; se evaluarán las condiciones del terreno, las posibilidades de abastecimientos adicionales de otros mercados, se detallaran otros factores como son: accesibilidad, condiciones del suelo, ríos, cuerpos de agua, asentamientos humanos, fauna presente en la zona, entre otros con el fin de establecer las ventajas y desventajas de cada una de las rutas planteadas.

**7.2.2 Definición de capacidad.** La capacidad de la línea significa la tasa de flujo y no el volumen requerido para llenar la línea. La tasa de flujo a través es expresada usualmente en barriles por hora o barriles por día, la máxima capacidad de la línea cuando trabaja a la presión de bombeo es la presión más alta permitida garantizando la seguridad de la operación.

Algunos de los usos de determinar la capacidad de la línea:

- En el diseño de una nueva línea: para determinar el tamaño de la tubería, el número y la ubicación de estaciones de bombeo, la capacidad de las máquinas y la cantidad de poder requerido para operar las estaciones.
- Para determinar el tamaño y la longitud de líneas adicionales con el fin de incrementar la capacidad de un sistema existente.
- Para programar el movimiento de diferentes tipos de hidrocarburos o flujo de refinados por baches.
- Para determinar el tiempo requerido en llenar una línea vacía o desplazar con agua el crudo de una línea cuando se están haciendo reparaciones.
- Para chequear la actual presión contra la presión de diseño con el fin de determinar pequeñas fugas y obstrucciones ocasionadas por válvulas parcialmente cerradas, parafinas y otras acumulaciones en el interior de la tubería.
- Para realizar estudios financieros para determinar la justificación del proyecto.

**7.2.3 Definición del diámetro.** La elección del diámetro representa uno de los parámetros que más impactan directamente la estructura de costos; por lo tanto se debe realizar un análisis detallado evaluando las variables que afectan la inversión del sistema; los costos asociados a su construcción, operación y mantenimiento. El diámetro seleccionado debe representar el máximo beneficio al mínimo costo.

**7.2.4 Cálculo hidráulico.** Comprende el estudio detallado de las condiciones topográficas a las cuales estará sometida la tubería, las pérdidas ocasionadas por

los diferentes dispositivos y las necesidades de potencia requeridas para transportar el fluido.

### **7.3 DISEÑO DETALLADO**

La fase de diseño de detalle corresponde a la generación de todas las especificaciones necesarias para la producción del producto solución.

**7.3.1 Alineamiento de ruta.** Se analizan con máximo detalle todos puntos topográficos con el fin de iniciar la instalación definitiva.

**7.3.2 Diseño geotécnico.** Se realizan diseños detallados de los movimientos de tierra requeridos para la instalación segura de la tubería como son estabilidad de taludes, estabilización de zonas propensas a derrumbes, en general todas las obras necesarias para garantizar la estabilidad de la línea.

**7.3.3 Diseño hidráulico detallado.** En esta fase se detallan mediante planos el tipo de tubería a instalar, las especificaciones de los equipos de bombeo y las diversas protecciones que deben realizarse con el fin de garantizar la completa operación del sistema.

## **8 PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS RELACIONADAS CON EL TRANSPORTE**

El término fluido se usa para designar tanto a los líquidos y gases, los dos se parecen en que las moléculas de cada uno son muy activas, tan activas que ni líquidos ni gases tienen una forma definida, pero toman la forma del recipiente que los contengan, el volumen de un líquido cambia sólo ligeramente bajo presión, en cambio los gases son altamente compresibles.

Un gas tiende a expandirse indefinidamente para llenar un espacio en el cual se encuentra, el volumen del gas cambia con el cambio de presión.

Los fluidos del petróleo son líquidos en su estado natural a la temperatura atmosférica pero pueden convertirse enteramente en gas por un aumento de la temperatura o parcialmente por descenso de la presión atmosférica en la superficie.

## 8.1 DENSIDAD, GRAVEDAD ESPECÍFICA Y GRAVEDAD API

La densidad ( $\rho$ ) se define como masa por unidad de volumen de un fluido depende de la temperatura y la presión, la densidad de los líquidos disminuye cuando la temperatura aumenta. A bajas y moderadas presiones la densidad de líquidos saturados es casi la misma densidad a la misma temperatura.

La densidad ( $\rho$ ) de los hidrocarburos líquidos es usualmente reportada en términos de gravedad específica (SG) o densidad relativa definida como:

$$SG = \frac{\text{Densidad del líquido a temperatura } T}{\text{Densidad del agua a temperatura } T}$$

Desde que se adoptaron las condiciones estándar: 60 °F (15,5 °C) y 1 atm, las gravedades específicas de los líquidos son generalmente reportadas en estas condiciones, a la temperatura de referencia de 60 °F la densidad del agua es 0,999 gr/ cm<sup>3</sup> (8,337 lb/gal (U.S)).

El Instituto Americano del Petróleo (API) definió la gravedad API para cuantificar y calificar los hidrocarburos y crudos:

$$API = \frac{141,5}{SG(60 \text{ } ^\circ\text{F})} - 131,5$$

Hidrocarburos líquidos con bajas gravedades específicas (SG) tienen altas gravedades API.

La definición de gravedad específica ( $SG_g$ ) para gases es algo diferente, se define como la densidad relativa del gas a la densidad relativa del aire a condiciones

estándar, por lo tanto la densidad de los gases está fuertemente ligada con la presión, la gravedad específica de un gas es proporcional a la relación del peso molecular del gas ( $M_g$ ) al peso molecular del aire 28,97.

$$SG = \frac{M_g}{28,97}$$

## 8.2 PRESION DE VAPOR.

La presión de vapor  $P^{\text{vap}}$  se define como la presión en la cual el vapor y la fase líquida de una sustancia se encuentran en equilibrio, es también llamada presión de saturación ( $P^{\text{sat}}$ ), y la correspondiente temperatura es llamada temperatura de saturación, la presión de vapor se incrementa con la temperatura y el más alto valor de la presión de vapor es su presión crítica ( $P_c$ ), a la cual le corresponde su temperatura llamada Temperatura crítica ( $T_c$ ).

La Presión de vapor es una importante propiedad termodinámica de una sustancia y es una medida de la volatilidad del fluido, compuestos con altas tendencia a vaporizar tienen altas presiones de vapor, compuestos más volátiles son aquellos que tienen bajos puntos de ebullición y son llamados compuestos ligeros, por ejemplo el propano ( $C_3$ ) tiene un punto de ebullición menor al del n-butano ( $nC_4$ ) y como resultado es más volátil, a una temperatura fija la presión de vapor del propano es más alta que la del butano, en este caso el propano es llamado ligero(más volátil) y el butano el compuesto más pesado.

Compuestos con baja presión de vapor reducen las pérdidas por evaporación y reducen la posibilidad de bloqueos por vapor.

## 8.3 VISCOSIDAD.

**8.3.1 Viscosidad dinámica ( $\mu$ ):** Es la medida de su resistencia al esfuerzo de corte o a la deformación angular, Las fuerzas de fricción de un fluido resultan del intercambio de cohesión entre sus moléculas, se define como:

$$\mu = \frac{\tau}{dv/dy}$$

$\mu =$  *Viscosidad dinámica.*

$\tau =$  *Esfuerzo de corte.*

$dv =$  *Variación de Velocidad.*

$dy =$  *Variación de longitud.*

En el sistema Internacional (S.I) la unidad de la viscosidad ( $\mu$ ) es Pa · s ( $\text{N}\cdot\text{m}^{-2}\cdot\text{s}$ ), en el sistema cgs la viscosidad ( $\mu$ ) es ( $\text{g}/\text{cm} \cdot \text{s}$ ) la cual es llamada poise (p), en el sistema Ingles se utiliza  $\text{lb}_f/\text{s}\cdot\text{ft}^2$

**8.3.2 Viscosidad cinemática ( $\nu$ ):** Se define como la relación de la Viscosidad dinámica ( $\mu$ ) a la densidad absoluta ( $\rho$ ) a la misma temperatura:

$$\nu = \frac{\mu}{\rho}$$

En el sistema cgs la unidad de viscosidad cinemática ( $\nu$ ) es el stoke (St), aunque es más usado el centistoke, cSt.

Valores de viscosidad cinemática ( $\nu$ ) son usualmente medidos y reportados en dos temperaturas de referencia a 100 °F y 210 °F, es un parámetro de caracterización muy usado especialmente en las fracciones pesadas en donde el punto de ebullición puede no estar disponible.

#### **8.4 PUNTOS DE FUSION Y CONGELAMIENTO.**

La gran mayoría de hidrocarburos se encuentran en forma de líquido o gas a temperatura ambiente, sin embargo hidrocarburos con componentes pesados como parafinas o asfáltenos pueden presentar problemas de solidificación, lo cual puede ocasionar que se pierdan las características de fluidez.

Para un componente puro el punto de congelamiento es la temperatura a la cual un líquido solidifica a 1 atm de presión, similarmente el punto de fusión es la temperatura en la cual una sustancia sólida se licua a 1 atm, una sustancia pura tiene el mismo punto de congelamiento y fusión sin embargo para mezclas de hidrocarburos hay rangos de puntos de fusión y congelamiento versus el porcentaje de la mezcla fusionada o congelada, para una mezcla el punto inicial de fusión está más cerca del compuesto más liviano en la mezcla, mientras que el punto inicial de congelamiento del componente más pesado en la mezcla.

#### **8.5. COMPORTAMIENTO DE FASES**

El término fase define la parte homogénea y físicamente distinta de sistema, y está separada de las otras partes del mismo por algún límite definido.

La energía que posee cualquier sustancia depende de la fase en que ésta se encuentra, y está determinada por las condiciones de presión y temperatura que actúan sobre la misma; el cambio entre una u otra condición está sujeto a la variación en alguna de estas propiedades. En un sentido restringido, el comportamiento de fases hace referencia a las composiciones y cantidades de las fases en equilibrio.

El estado de una mezcla de hidrocarburos a condiciones de superficie depende de la composición de la misma en el yacimiento. A su vez, la composición del fluido

sufre cambios a lo largo de todo el proceso de producción y distribución, generalmente en transporte de hidrocarburos por tuberías, la composición del fluido no suele ser exactamente la misma, desde el punto de envío por la línea hasta el punto de entrega final.

El objetivo de un estudio de fases es llegar a predecir el comportamiento del fluido cuando se conoce la composición de un sistema, las cantidades y composiciones de las fases en equilibrio de tal sistema, a cualquier presión y temperatura.

El estudio del comportamiento de fases se divide en dos partes generales: estudio cualitativo y estudio cuantitativo. Para el primer caso se estudian los diferentes diagramas de presión - temperatura (P-T), presión - volumen (P-V), entre otros.

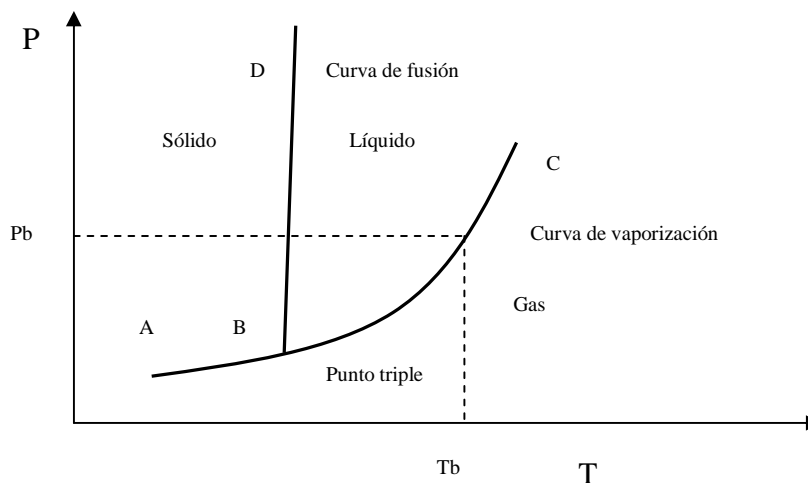
En el segundo caso, se desarrollan fórmulas y métodos para calcular la composición y cantidades de las fases de un sistema, a unas condiciones dadas de presión y temperatura.

**8.5.1 Sistemas de un solo componente.** Hace referencia al número de especies atómicas o moleculares presentes en la sustancia. Comúnmente se utiliza el término sustancia pura, para hacer referencia a un sistema mono componente. Una sustancia pura, puede presentarse como gas, líquido o sólido, dependiendo de las condiciones de presión y temperatura.

En la figura 1 se ilustra un diagrama típico de presión-temperatura (P-T). A la izquierda de la línea ABD, el sistema es sólido y a la derecha de la línea ABC, el sistema es gas (fase vapor), y en la parte comprendida por DBC, el sistema se encuentra en estado líquido. A las condiciones de presión y temperatura que caen exactamente sobre estas líneas, ocurren sistemas en equilibrio. Por ejemplo los

puntos sobre la línea AB, representan condiciones de sistemas sólido-gas en equilibrio, los puntos sobre la línea BD representan condiciones de sistemas sólido-líquido en equilibrio y sobre la línea BC, representan condiciones de sistemas líquido-gas en equilibrio. A estas condiciones existen dos fases en el sistema. Una sustancia en equilibrio puede cambiar de fase a presión o temperatura constante, simplemente agregando o quitando energía del sistema.

**Figura 1. Diagrama Presión -Temp. de tres Componentes.**



Fuente: El Autor.

El punto C se denomina punto crítico, y tanto para una sustancia pura como para una mezcla de sustancias, se define como un estado de presión, temperatura y volumen molar en el que no se pueden distinguir las propiedades de las fases presentes. Las condiciones de presión y temperatura en este último punto son conocidas como Presión crítica ( $P_c$ ) y Temperatura crítica ( $T_c$ ), y en él las propiedades de líquido y vapor llegan a ser idénticas.

Para una sustancia pura el punto crítico puede definirse también como el punto en el cual el líquido no puede existir como una única fase. Para condiciones por encima de  $P_c$  y  $T_c$  el sistema es referido generalmente como fluido denso para diferenciarlo del líquido y vapor normales.

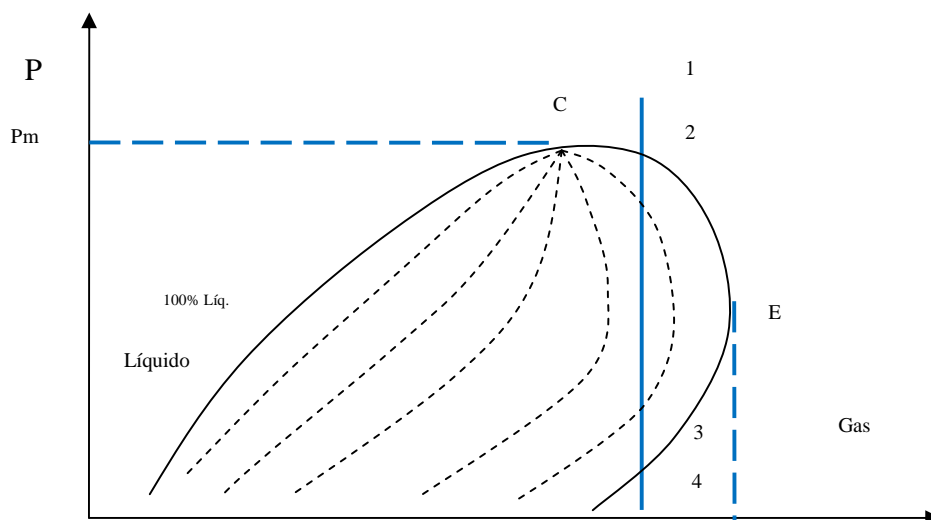
El fluido a la temperatura crítica y a presiones inferiores a la presión crítica se encuentra en estado bifásico, presentando una interface definida entre el gas y el líquido; pero a medida que se incrementa la presión, las propiedades de las fases tienden hacia valores comunes, es decir, el líquido comienza a volatilizarse, exhibiendo gran compresibilidad y disolviendo cantidades mayores de componentes livianos. A su vez, el gas se hace más denso asimilando componentes cada vez más pesados. Por eso, al alcanzar la presión de saturación a la temperatura crítica - que es la presión crítica - no se puede definir si la fase presente corresponde a un gas o a un líquido; lo mismo ocurrirá a presiones superiores a la crítica. El punto B es conocido como el punto triple, es decir donde coexisten las tres fases bajo condiciones de equilibrio.

La línea de mayor relevancia dentro de la figura 1 es la línea BC, correspondiente a la de saturación o curva de equilibrio vapor – líquido, comienza en el punto triple y termina en el punto crítico. También es conocida como de equilibrio, de saturación, punto de burbuja, punto de rocío y presión de vapor.

**8.5.2 Sistemas de dos componentes** El comportamiento de una mezcla de dos componentes no es tan simple como el de una sustancia pura. En lugar de una línea sencilla que representa la presión de vapor, hay una amplia región en la cual las dos fases coexisten. Esta región es llamada envolvente de saturación o región de dos fases, y está limitada en un lado por la línea de punto de burbuja y en el otro por la de punto de rocío. Las dos líneas se unen en el punto crítico.

Para un sistema binario, las dos fases pueden existir en equilibrio a diferente presión y la misma temperatura o viceversa. Una de las características más importantes de este sistema es la variación de sus propiedades físicas y termodinámicas con la composición, por lo tanto, ésta debe ser especificada en términos de fracciones molares o en peso. Si la presión del punto de burbuja y del punto de rocío para varias isothermas de un diagrama P-V se grafican en función de la temperatura, se obtiene un diagrama P-T general, como el que se observa en la figura 2.

**Figura 2. Diagrama P-T Multicomponente.**



Fuente: El Autor.

Las líneas punteadas dentro de la envolvente son llamadas líneas de calidad, y definen las condiciones de presión y temperatura donde se obtienen volúmenes iguales de líquido.

Otros términos importantes usados para definir la ubicación de varios puntos en la envolvente de fases son:

**Cricondenbárica:** máxima presión a la cual líquido y vapor pueden coexistir en equilibrio. ( $P_m$ ).

**Cricodontérmica:** máxima temperatura a la cual líquido y vapor pueden coexistir en equilibrio. ( $T_m$ ).

**Región retrógrada:** área dentro de la envolvente donde ocurre la condensación de fluidos debido a caída o aumento de la presión, comportamiento diferente al normal.

La curva de punto de burbuja representa 0% de vapor, mientras que la de punto de rocío representa 100% vapor.

La línea 1-2-3-4 representa una típica isoterma de condensación retrógrada. El punto **1** representa un fluido en una sola fase (vapor) fuera de la envolvente. A medida que decrece la presión se alcanza el punto **2**, donde comienza la condensación. Si se sigue descendido se forma más líquido debido al cambio de pendiente en las líneas de calidad, hasta llegar a **3**; a partir de allí la cantidad de líquido va disminuyendo (sección de condensación retrógrada) hasta alcanzar nuevamente la curva de rocío en el punto **4**. Por debajo de éste, no se formarán líquidos nuevamente.

El valor de la temperatura crítica de cualquier mezcla, está entre las temperatura críticas de los componentes más liviano y pesado de la mezcla; por otro lado la presión de la mezcla será mayor que la presión crítica de cualquiera de los componentes de la misma.

A medida que un componente predomina en la mezcla, la presión y la temperatura crítica, tienden a acercarse a los valores de la presión y la temperatura crítica del componente predominante.

### **8.5.3 Sistemas multicomponentes.**

Los sistemas de hidrocarburos que se presentan naturalmente en un yacimiento de petróleo y gas, están compuestos de una gran variedad de componentes, que incluyen no solo hidrocarburos de la serie parafínica, sino muchos otros componentes de otras series. El comportamiento de estos sistemas en la región de vapor-líquido, es muy similar a los sistemas binarios. Por supuesto, los diagramas bidimensionales, de presión -composición y temperatura - composición, ya no se aplican en estos casos.

El comportamiento de fases de sistemas multicomponentes de hidrocarburos depende de la composición y de las propiedades de los componentes individuales.

Las características de los diagramas P-V y P-T, son similares a los sistemas de dos componentes.

En la figura 3 se ilustra un diagrama P-T, para una mezcla hipotética de hidrocarburos. Tal como en un sistema binario, la región de dos fases está encerrada por una curva envolvente, formada por la curva de los puntos de burbujeo y la curva de los puntos de rocío, unidas en el punto crítico, C.

Considerando líneas a iguales presiones (isobáricas) o a iguales temperaturas (isotérmicas) que cruzan el diagrama, como la línea isobárica del CASO I (Esta línea ilustra vaporización o condensación a presión constante), que cruza la curva de puntos de burbuja en 1 y la curva de puntos de rocío en 2, se puede analizar

mejor el comportamiento de la mezcla cuando es sometida a diversas condiciones de operación.

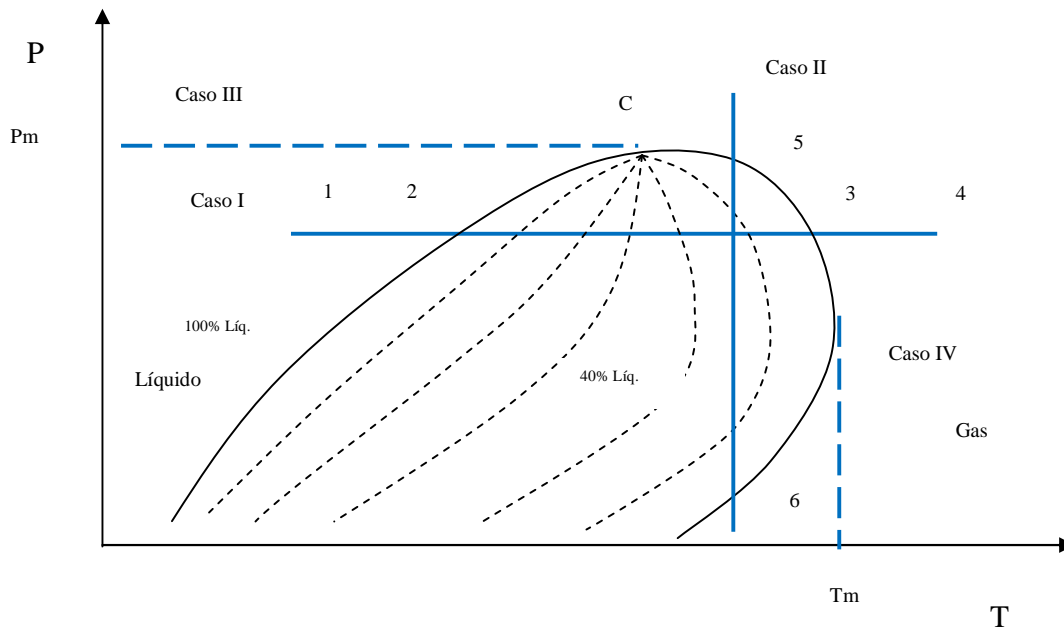
Entre 1 y 2 la mezcla no cambia de estado, solo la densidad disminuye al aumentar la temperatura. En 2 comienza la vaporización y al aumentar la temperatura, el porcentaje de líquido en la mezcla disminuye y el vapor aumenta hasta llegar a 3 en el límite de la envolvente a partir del cual todo el sistema es vapor. Entre 3 y 4 el vapor se sobrecalienta.

Si se considera el sentido inverso entre los puntos 4 y 3 el vapor no cambia de estado y permanece homogéneo excepto que la densidad aumenta al disminuir la temperatura. En 3 comienza la condensación, a medida que disminuye la temperatura, aumenta la condensación hasta llegar a 2, donde el sistema es todo líquido.

El CASO II, entre los puntos 5 y 6 corresponde a una línea isotérmica, y su comportamiento ya fue mencionado en el literal correspondiente a sistemas de dos componentes. Es un ejemplo de vaporización o condensación a temperatura constante.

Otra característica de los diagramas P-T de mezclas, consiste en que la curva envolvente de la región de dos fases, presenta valores máximos de presión y temperatura no coincidentes con el punto crítico. En la figura 3, la presión máxima ocurre en  $P_m$  (CASO III) y la temperatura máxima ocurre en  $T_m$  (CASO IV), y reciben el nombre de cricondenbárico y cricondentérmico respectivamente.

**Figura 3. Regiones Diagrama de fases multicomponente.**



Fuente: El Autor.

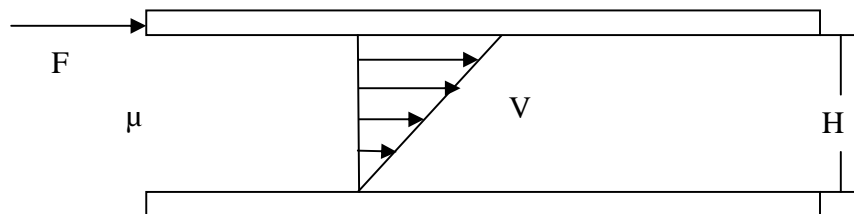
## 9 FLUJO DE FLUIDOS EN TUBERIAS

### 9.1 CLASIFICACION DE LOS FLUIDOS SEGÚN SU COMPORTAMIENTO REOLOGICO.

Un fluido se define como una sustancia que se deforma continuamente bajo la aplicación de esfuerzos de corte. De acuerdo a como se deforma en respuesta al esfuerzo aplicado, los fluidos se clasifican en Newtonianos y no – Newtonianos.

**9.1.1 Fluidos Newtonianos.** Si se considera un fluido contenido entre dos placas horizontales, paralelas, de área  $A$ , separadas por una distancia muy pequeña  $H$ .

**Figura 4. Deformación laminar entre dos placas paralelas.**



**Fuente:** SKELLAND A. H. P., Non Newtonian flow and heat transfer. USA: John Wiley & Sons, Inc.1967.

El sistema inicialmente está en reposo, luego se aplica una fuerza tangencial  $F$  produciendo el desplazamiento de la placa superior a una velocidad constante  $V$  sobre la superficie del fluido. Las capas adyacentes empiezan a deslizarse unas

sobre otras. Las capas de fluido se adhieren a las superficies de las placas; la capa inferior queda estacionaria, mientras la superior se desplaza a una velocidad  $V$ , directamente proporcional a la distancia  $H$  de la placa fija.

Newton expresó que la fuerza por unidad de área, es proporcional a la disminución de la velocidad con la distancia  $H$  y la constante de proporcionalidad es la viscosidad del fluido.

$$\frac{F}{A} = \mu \frac{V}{H}$$

El esfuerzo de corte  $\tau$  y la velocidad de corte  $\gamma$  se define por:

$$\tau = \frac{F}{A}$$

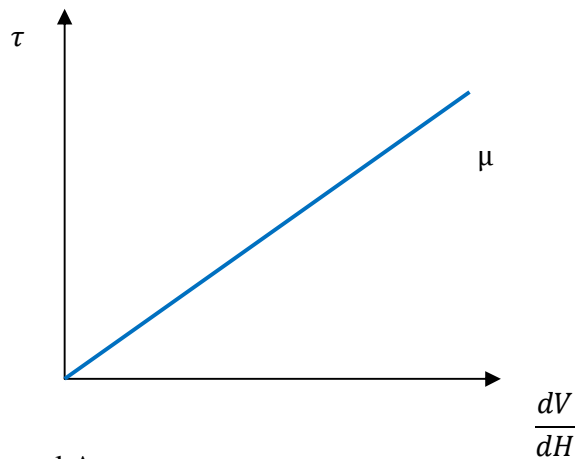
$$\gamma = -\frac{dV}{dH}$$

Combinando las anteriores ecuaciones se obtiene la definición general de esfuerzo de corte debido a la viscosidad.

$$\tau = -\mu \frac{dV}{dH}$$

En el caso de los fluidos Newtonianos, la curva es una línea recta que pasa por el origen y de pendiente constante  $\mu$ .

**Figura 5. Comportamiento de un Flujo Newtoniano.**



Fuente: el Autor.

**9.1.2 Fluidos no Newtonianos.** Existen algunos materiales que no se comportan de acuerdo a la ley de Newton de la viscosidad.

En los fluidos no – Newtonianos, el esfuerzo de corte no es directamente proporcional a la velocidad de deformación, pero si es función de esta. La manera de generalizar esta relación es:

$$\left(-\frac{dV}{dH}\right) = f(\tau)$$

Los fluidos no – Newtonianos se clasifican con respecto a su comportamiento en el tiempo en:

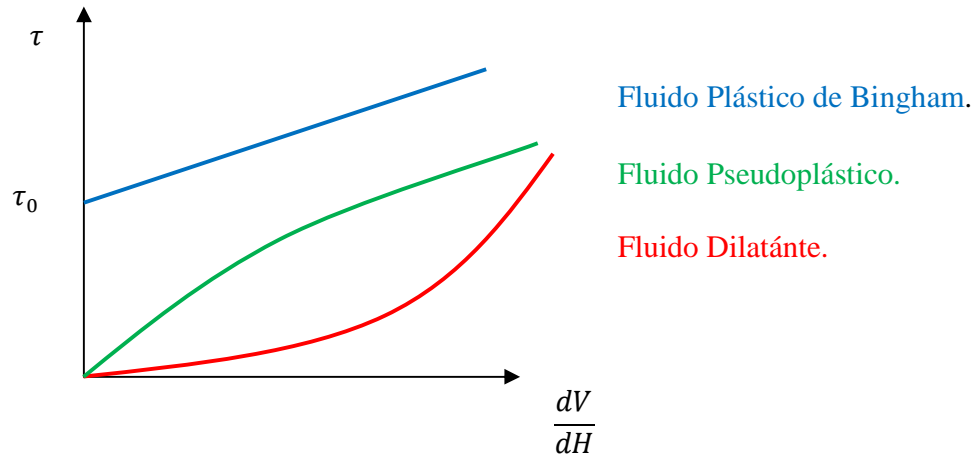
### **9.1.2.1 Independientes del tiempo**

**9.1.2.1.1 Fluidos Dilatantes.** Son fluidos en los que se produce un aumento de la viscosidad con la velocidad de deformación, es decir, un aumento del esfuerzo cortante. Este fenómeno se produce debido a la fase dispersa del fluido. En dicho fluido tiene lugar un empaquetamiento de las partículas, dejando a la fase continua casi sin espacio. Si se aplica un esfuerzo, el empaquetamiento se altera y los espacios entre las partículas dispersas aumentan.

**9.1.2.1.2 Fluidos Pseudoplásticos.** Este tipo de fluidos se caracteriza por una disminución de la viscosidad aparente y del esfuerzo de corte, debido al aumento de la velocidad de deformación y la menor interacción entre las partículas.

**9.1.2.1.3 Fluidos Plásticos de Bingham.** El esfuerzo de corte varía linealmente con la velocidad de deformación, pero requiere de un esfuerzo de corte inicial  $\tau_0$  para que se presente la deformación. En este caso, si el esfuerzo de corte aplicado es menor a  $\tau_0$ , se comporta como un fluido Newtoniano.

**Figura 6. Comportamiento fluidos no Newtonianos independientes del tiempo.**



**Fuente:** BIRD R. B., STEWARD W. E. and LIGHTFOOT E.N., Transport phenomena. New York: John Wiley & Sons, Inc. 1960.

**9.1.2.2 Dependientes del tiempo.** En este tipo de fluidos, la viscosidad aparente varía con el tiempo, así como con el gradiente de velocidad y la temperatura.

**9.1.2.2.1 Fluidos Tixotrópicos.** A igual esfuerzo de corte, el fluido presenta mayor velocidad de deformación en el transcurso del tiempo. La viscosidad decrece durante la aplicación del esfuerzo.

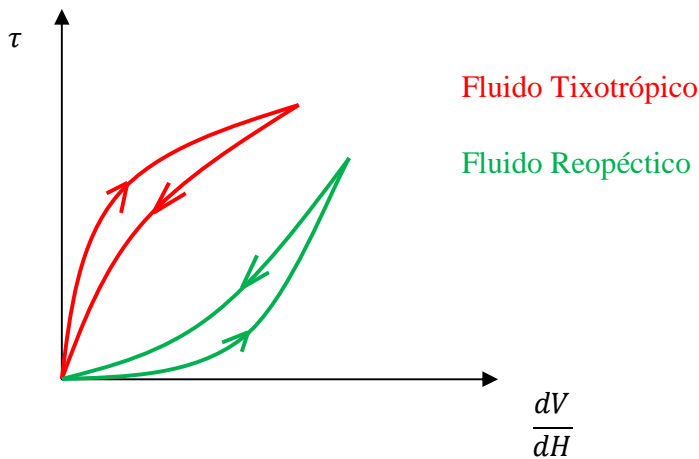
**9.1.2.2.2 Fluidos Reopéticos.** La viscosidad aumenta con el tiempo y con la velocidad de deformación y presentan una histéresis inversa.

**9.1.2.2.3 Fluidos Viscoelásticos** Presentan cierta recuperación elástica y sus propiedades viscosas son complejas y dependientes del tiempo. Están formados por:

-Un componente elástico, que absorbe la energía aplicada transformándola en energía potencial, de forma que cuando esta cesa, la deformación vuelve a su estado inicial.

- Un componente viscoso que absorbe la energía aplicada transformándola en calor para fluir.

**Figura 7. Comportamiento fluidos no Newtonianos dependientes del tiempo.**



**Fuente:** BIRD R. B., STEWARD W. E. and LIGHTFOOT E.N., Transport phenomena. New York: John Wiley & Sons, Inc. 1960.

## 9.2 FLUJOS LAMINAR Y TURBULENTO EN TUBERÍAS.

El flujo en tubo puede ser laminar o turbulento, dependiendo de las condiciones del mismo. El flujo de fluidos sigue líneas de corriente, y como consecuencia es laminar a velocidades bajas, pero se vuelve turbulento conforme se incrementa la velocidad más allá de un valor crítico. La transición de flujo laminar a turbulento no ocurre de manera repentina; se presenta sobre algún intervalo de velocidad,

donde el flujo fluctúa entre laminar y turbulento antes de volverse completamente turbulento. La mayor parte de los flujos en tuberías son en la práctica turbulentos.

Para un tubo circular el número de Reynolds se define como:

$$Re = \frac{\rho V_m D}{\mu} = \frac{V_m D}{\nu}$$

Donde:

$V_m =$  *Velocidad media del fluido*

$D =$  *Diametro de la tubería*

$\nu = \frac{\rho}{\mu} =$  *Viscosidad cinemática del fluido.*

Resulta conveniente tener valores precisos de los números de Reynolds para los flujos laminar, transición y turbulentos. En la práctica este no es el caso. Esto se debe a que la transición de flujo laminar también depende del grado de perturbación que ese flujo recibe por parte de la aspereza de la superficie, las vibraciones del tubo y las fluctuaciones en el flujo. En condiciones prácticas, el flujo es laminar para  $Re < 2300$ , turbulento para  $Re > 10\ 000$  y transición para los valores intermedios.

### **9.3 CAIDA DE PRESIÓN.**

Una variable de especial interés es la caída de presión  $\Delta P$  ya que está directamente relacionada con las necesidades de potencia de las bombas con el

fin de mantener el flujo. Dado que  $dP/dx$  es constante y se integra desde  $x=0$  donde la presión es  $P_1$ , hasta  $x=L$  donde la presión es  $P_2$ , se obtiene:

$$\frac{dP}{dx} = \frac{P_2 - P_1}{L} = -\frac{\Delta P}{L}$$

La caída de presión se puede expresar para los regímenes laminar y turbulento de la siguiente manera:

$$\Delta P = f \frac{L \mu V_m^2}{D^2}$$

Donde  $f$  es el factor de fricción de Darcy, esta ecuación da la caída de presión para una sección de flujo de longitud  $L$ , siempre y cuando:

- a) La sección de flujo este horizontal, de modo que no se tengan efectos gravitatorios.
- b) La sección de flujo no tenga dispositivos de trabajo como una bomba dado que cambian la presión del fluido.
- c) El área de la sección transversal del flujo sea constante, por lo tanto la velocidad media debe ser constante.

Por lo tanto para un tubo circular en régimen laminar completamente desarrollado el factor de fricción se calcula:

$$f = \frac{64}{Re}$$

Cualquier irregularidad o aspereza en la superficie afecta perturba la subcapa laminar y afecta el flujo. Por lo tanto a diferencia del régimen laminar el factor de

fricción en el flujo turbulento dependen fuertemente de la aspereza superficial. En el flujo turbulento completamente desarrollado, el factor de fricción depende del número de Reynolds y de la rugosidad relativa ( $\varepsilon/D$ ). En 1939 C.F Colebrook combino todos los datos del factor de fricción para el flujo de transición y turbulento en tubos lisos y ásperos en la siguiente relación conocida como ecuación de Colebrook:

$$\frac{1}{\sqrt{f}} = -2 \log \left( \frac{\varepsilon / D}{3,7} + \frac{2,51}{Re\sqrt{f}} \right)$$

La ecuación de Colebrook es implícita en  $f$  por lo tanto la determinación del factor de fricción requiere una tediosa iteración, a menos de que se use un programa para resolver ecuaciones. S.E Haland da una relación explicita aproximada para  $f$  como:

$$\frac{1}{\sqrt{f}} = -1,8 \log \left[ \frac{6,9}{Re} + \left( \frac{\varepsilon/D}{3,7} \right)^{1,11} \right]$$

Los resultados que se obtienen de esta ecuación se encuentran a menos del 1,5 % de los resultados obtenidos con la ecuación de Colebrook.

**Tabla 4. Determinación de Factores de fricción.**

AUTOR	ECUACION	OBSERVACION
Blausius, tuberías lisas.	$f = \frac{0,3164}{Re^{0,25}}$	4000 < Re < 80.0000.
Prandtl-Von Karman tuberías lisas.	$\frac{1}{\sqrt{f}} = -2 \text{ Log} \frac{2,51}{Re\sqrt{f}}$	Re < 3.4 x 10 <sup>6</sup>
Nikuradse, régimen totalmente turbulento	$\frac{1}{\sqrt{f}} = -2 \text{ Log} \left( \frac{Ks}{3,7 d} \right)$	Re < 3.4 x 10 <sup>6</sup>
Coolebrook & White	$\frac{1}{\sqrt{f}} = -2 \text{ Log} \left( \frac{2,51}{Re\sqrt{f}} + \frac{Ks}{3,7 d} \right)$	Basada en el tradicional diagrama de Moody
Uhl et al, Basada en Prandtl	$\frac{1}{\sqrt{f}} = -2 \text{ Log} \left( \frac{2,825}{Re\sqrt{f}} \right)$	Únicamente para tuberías lisas.
Haland, basada en Coolebrook & White.	$\frac{1}{\sqrt{f}} = -1,8 \text{ log} \left[ \frac{6,9}{Re} + \left( \frac{\varepsilon/D}{3,7} \right)^{1,11} \right]$	1,5% de error respecto a Coolebrook & White

FUENTE: (BRANTLAND, 2009)

## **10 TRANSFERENCIA DE CALOR EN TUBERIAS**

La transferencia de calor entre el fluido de la tubería puede ser importante por varias razones. Remover o añadir calor puede alterar la viscosidad, esto puede producir cavitación o que el fluido se solidifique y puede causar que sus alrededores se derritan o se solidifiquen.

La transferencia de calor en tuberías es una ciencia bastante estudiada y muchos métodos de cálculo han sido publicados. Aunque muchas de las ecuaciones son empíricas y algo inexactas el desempeño de los datos es bastante eficiente. En los modelos desarrollados el efecto de la radiación no es tenido en cuenta, solo es considerada la transferencia de calor por conducción y por convección.

La transferencia de calor es el proceso por el que se intercambia energía en forma de calor  $q$  entre distintos cuerpos, o entre diferentes partes de un mismo cuerpo que están a distinta temperatura. Siempre que exista una diferencia de temperatura, la transferencia de calor se da desde el cuerpo que está a mayor temperatura (fuente), hacia el que está a menor temperatura (receptor).

Si las diferencias de temperatura en los cuerpos no se mantienen por la adición o remoción de calor, la tendencia es hacia un equilibrio de temperatura, cuando se logra el equilibrio, la transferencia de calor se hace nula.

### **10.1 MECANISMOS DE TRANSFERENCIA DE CALOR**

La transferencia de calor puede subdividirse en tres mecanismos: conducción, convección y radiación. Todos los procesos de transferencia de calor involucran una o más de estas formas.

**10.1.1 Transferencia de calor por conducción.** La conducción se da cuando se presenta un gradiente de temperatura en un sólido, líquido o gas. Las moléculas en el área caliente incrementan la fuerza de sus vibraciones a medida que se calientan, chocando así con las moléculas vecinas que tienen una velocidad menor, transmitiendo parte de su energía. Este proceso continúa hasta que se alcanza el equilibrio térmico entre las dos moléculas.

$$q_{cond} = -K_m A \frac{dT}{dx}$$

Donde:

$q_{cond}$  = Tasa de calor transferid, BTU/h

$K_m$  = Conductividad térmica del material,  $\frac{BTU}{h \text{ ft } ^\circ F}$

$A$  = Área transversal al flujo del calor,  $ft^2$

$\frac{dT}{dx}$  = Gradiente de temperatura en dirección de la transferencia,  $^\circ F/ft$

El signo negativo indica que la transferencia de calor ocurre de la zona de mayor a la de menor temperatura. En un sistema cilíndrico el calor fluye en una dirección radial, de manera que  $r$  es la coordenada espacial para especificar el sistema. El calor transferido por conducción en una tubería cilíndrica es representado por la ecuación:

$$q_{cond} = \frac{2\pi K_m L (T_w - T_{we})}{Ln(r_e/r_i)}$$

Donde:

$L =$  Longitud del tubo, ft

$T_w =$  Temperatura de la pared interna, °F

$T_{we} =$  Temperatura de la pared externa, °F

$r_e =$  Radio externo, ft

$r_i =$  Radio interno, ft

**10.1.2 Transferencia de calor por convección.** La transferencia de calor por convección se da cuando el calor se transfiere de una parte del fluido a la otra debido al movimiento de este ya sea por procesos de convección natural o forzada. La transferencia de calor por convección libre o natural se da cuando existe una diferencia de temperatura en el interior de un líquido o un gas, produciendo un movimiento del fluido por la diferencia de densidades que resultan del gradiente de temperaturas en el fluido. Este movimiento es el que transporta el calor de la fuente al cuerpo receptor.

$$q_{conv} = h_{conv}A\Delta T$$

Donde:

$q_{conv} =$  Calor transferido por convección, BTU/h

$h_{conv} =$  Coeficiente convectivo promedio,  $\frac{BTU}{hft^2°F}$

$\Delta T =$  Diferencial de temperatura, °F

La transferencia de calor por convección en tuberías cilíndricas se da en el interior y en el exterior de la tubería, para cada caso específico existen diversas correlaciones para calcular el coeficiente de transferencia de calor convectivo.

**10.1.3 Transferencia de calor por radiación.** El calor también puede ser transferido por radiación, definido como la continua emisión de energía de la superficie de todos los objetos. La ecuación de transferencia de calor por radiación es conocida como ley de Stefan Boltzmann, y para tuberías cilíndricas es:

$$q_{rad} = \varepsilon A_{rad} \sigma [|T_{we}|^4 - |T_{\infty}|^4]$$

Donde:

$q_{rad}$  = Calor transferido por radiación, BTU/h

$\varepsilon$  = Emisividad de la tubería.

$A_{rad}$  = Area de la superficie emisora, ft<sup>2</sup>

$\sigma$  = Constante de Stefan Boltzmann =  $1,71 \cdot 10^{-9}, \frac{BTU}{h \text{ ft}^2 \text{ } ^\circ R^4}$

$|T_{we}|^4$  = Temperatura absoluta de la pared externa de la tubería, °R

$|T_{\infty}|^4$  = Temperatura absoluta del ambiente externo, °R

## 10.2 NUMEROS ADIMENSIONALES RELACIONADOS CON LA TRANSFERENCIA DE CALOR

En el análisis de la transferencia de calor es una práctica común el reducir las dimensiones a las expresiones físico-matemáticas que modelan el mecanismo y

agrupan las variables, dando lugar a los números adimensionales. En general los números adimensionales que se usan en las correlaciones para el cálculo y análisis de la transferencia de calor son los números de Nusselt, Prandtl y Rayleigh.

**10.2.1 Número de Nusselt.** Representa la relación que existe entre el calor transferido por convección a través del fluido y el que se transferiría si sólo existiese conducción.

$$Nu = \frac{q_{conv}}{q_{cond}} = \frac{h_{conv}\Delta T}{k \frac{\Delta T}{L}} = \frac{h_{conv}}{k}$$

Donde:

$Nu =$  Número adimensional de Nusselt

$h_{conv} =$  Coeficiente convectivo promedio,  $\frac{BTU}{hft^2 \text{ } ^\circ F}$

$K =$  Conductividad térmica del fluido,  $\frac{BTU}{hft \text{ } ^\circ F}$

**10.2.2 Número de Prandtl.** Es un número adimensional que relaciona la viscosidad cinemática del fluido, con su difusividad térmica:

$$Pr = \frac{\text{Viscosidad Cinemática}}{\text{Difusividad térmica}} = \frac{v}{\alpha} = \frac{\frac{\mu}{\rho}}{\frac{k}{\rho C_p}} = \frac{\mu C_p}{k}$$

Donde:

$Pr =$  Número adimensional de Prandtl

$v =$  Viscosidad cinemática,  $ft^2/s$

$\alpha =$  *Difusividad térmica, ft<sup>2</sup>/s*

$C_p =$  *Capacidad calorífica del fluido,  $\frac{BTU}{lb^\circ F}$*

**10.2.3 Número de Rayleigh.** Este valor adimensional es usado en la transferencia de calor para estimar cuando comienza la convección natural para tuberías que están al aire libre. El número de Rayleigh depende de las propiedades del aire ambiente como la densidad, el coeficiente de expansión térmica, el campo gravitacional, el gradiente de temperatura, la difusividad térmica y la viscosidad cinemática. La convección natural comienza generalmente cuando Ra es mayor que 1000, mientras que para Ra < 10 la transferencia de calor es considerada enteramente por conducción. Matemáticamente el número de Rayleigh se expresa así:

$$Ra = \frac{gB\Delta T_i D_e^3}{\nu\alpha}$$

Donde:

$Ra =$  *Número adimensional de Rayleigh*

$g =$  *Aceleración de la gravedad = 32,1ft/s<sup>2</sup>*

$D_e =$  *Diámetro externo de la tubería, ft*

$\Delta T_i =$  *Diferencial de temperatura entre el ambiente y la pared de la tubería.*

Si  $T_{we}$  es constante,  $\Delta T_i = T_{we} - T_\infty$  de lo contrario:

$$\Delta T_i = \frac{(T_{we} - T_\infty) - (T_{wel} - T_\infty)}{\ln\left(\frac{T_{wei} - T_\infty}{T_{wel} - T_\infty}\right)}$$

Donde:

$T_{wei}$  = Temperatura de la pared externa en  $L = 0$ , °F

$T_{wel}$  = Temperatura de la pared externa a una distancia  $L$ , °F

$T_\infty$  = Temperatura ambiente externo, °F

El coeficiente volumétrico de expansión térmica es una propiedad termodinámica del fluido que proporciona una medida de la cantidad por la cual cambia la  $\rho$  en respuesta a un cambio de  $T$  a presión constante; matemáticamente se expresa como:

$$B = -\frac{1}{\rho} \left( \frac{\partial \rho}{\partial T} \right)_p$$

### 10.3 CORRELACIONES PARA DETERMINAR EL COEFICIENTE CONVECTIVO

#### 10.3.1 Correlación de Petukhov. (PETUKHOV, 1970)

$$Nu = \frac{\frac{f}{8} Re Pr}{1,07 + 12,7 \left(\frac{f}{8}\right)^{1/2} (Pr^{2/3} - 1)}$$

De donde se obtiene:

$$h_{conv} = \frac{k}{D_e} \cdot \frac{\frac{f}{8} Re Pr}{1,07 + 12,7 \left(\frac{f}{8}\right)^{1/2} (Pr^{2/3} - 1)}$$

### 10.3.2 Correlación de Gnelinski. (GNELISKI, 1976)

$$Nu = \frac{\frac{f}{8} (Re - 1000) Pr}{1,07 + 12,7 \left(\frac{f}{8}\right)^{1/2} (Pr^{2/3} - 1)}$$

De aquí se obtiene:

$$h_{conv} = \frac{k}{D_e} \cdot \frac{\frac{f}{8} (Re - 1000) Pr}{1,07 + 12,7 \left(\frac{f}{8}\right)^{1/2} (Pr^{2/3} - 1)}$$

**10.3.2 Correlaciones para tuberías enterradas** En las tuberías enterradas el medio en el cual se encuentran depende del tipo de suelo el cual puede ser arena, arcilla, grava o combinación de estos, la humedad del suelo tiene afecta la transmisión de calor en este tipo de tuberías. Bau & Sadhal entre otros han desarrollado correlaciones, se expone a continuación tres de las más importantes:

#### 10.3.2.1 Correlación de King. (KING, 1984)

$$h_{conv} = \frac{2K_s}{\text{Cosh}^{-1} \left(\frac{2H}{D_e}\right)}$$

Donde:

$K_s$  = Conductividad térmica del suelo

$H$  = Distancia del nivel del terreno al centro de la tubería.

### 10.3.2.1 Correlación de Davenport. (DAVENPORT & CONTI, 1971).

$$h_{conv} = \frac{1}{\frac{D_e}{2K_s} \cdot \ln\left(\frac{4H}{D_e}\right)}$$

**10.3.2.2 Correlación de Chukwuemeka Ovuworie.** (OVUWORIE, 2010). Esta correlación es la más reciente presentada hasta el momento y relaciona la transferencia de calor para tuberías enterradas total y parcialmente en estado estable considerando las anteriores investigaciones realizadas por Bau – Sadhal (1982), Schneider (1985), Kreith - Bohn (1996), Archer -O’Sullivan (1997). En esta define:

$$S = \frac{B_p}{\left[\left(1 + \frac{B_p}{B_g}\right)(1 + 2B_p)\right]^{1/2}}$$

En donde:

$$S = \text{Factor de forma adimensional} = \frac{Q}{2\pi k_p (T_p - T_o)}$$

$$B_g = \text{Número Biot para el terreno} = \frac{h_a R}{k_g}$$

$$B_p = \text{Número Biot para la tubería} = \frac{U_p R}{k_g}$$

$h_a =$  Coeficiente de transferencia térmica del fluido

$R =$  Radio de la tubería.

$k_g =$  Conductividad térmica del terreno.

$U_p =$  Coeficiente global de transferencia.

#### 10.4 DETERMINACIÓN DE LA CONDUCTIVIDAD TÉRMICA DEL SUELO

La conductividad térmica del suelo ( $K_s$ ) depende de la distribución del tamaño de grano, de la densidad del suelo seco, del contenido de humedad, de la textura del suelo y de la composición mineral. A continuación se presentan varias fórmulas y relaciones empíricas propuestas por varios investigadores (RAWAT & al, 1982):

##### 10.4.1 Correlación de Karsten:

-Para arcillas:  $K_s = [0,9 \log(f_w) - 0,2] \cdot 10^{0,01\rho_d}$

-Para suelos arenosos:  $K_s = [0,7 \log(f_w) + 0,4] \cdot 10^{0,01\rho_d}$

Donde:

$K_s =$  Conductividad térmica del terreno,  $\frac{BTU}{hft^2 \text{ } ^\circ F}$

$f_w =$  Contenido de humedad(%en tierra seca)

$\rho_d =$  Densidad del suelo seco.

#### 10.4.2 Correlación de Makowski y Mochlinski:

$$K_s = [A \cdot \log(f_w) + B] \cdot 10^C$$

Donde:

$$A = 0,1424 - 0,000465 \cdot Sc$$

$$B = 0,0419 - 0,000313 \cdot Sc$$

$$C = 6,2 \cdot 10^{-4}(\rho_d)$$

$Sc$  = Porcentaje de arcilla

$f_w$  = Contenido de humedad(% en tierra seca)

## **11. PARAMETROS DE DISEÑO, CONSTRUCCION Y OPERACIÓN DE OLEODUCTOS BAJO LA NORMA ASME 31,4**

### **11.1 ALCANCES DE LA NORMA 31,4**

La norma ASME 31,4 establece los requerimientos adecuados de diseño seguro, construcción, inspección, pruebas, operación y mantenimiento de sistemas de transporte de hidrocarburos líquidos para protección general del público y del personal de la empresa operadora; aplica para el transporte de líquidos entre facilidades de producción, tanques de almacenamiento, plantas de procesamiento de gas natural, refinerías, estaciones de bombeo, plantas y la entrega de líquidos en puntos de recepción.

La norma ASME 31,4 no fue desarrollada para aplicarse a:

- Tuberías de servicio tales como agua, aire, vapor.
- Contenedores presurizados, intercambiadores de calor, medidores.
- Líneas de flujo por debajo de -20°F y por encima de 250°F.
- Tuberías de producción de pozos y ensambles en cabeza de pozo.

### **11.2 DISEÑO**

**11.2.1 Cargas:** El diseño de la línea debe estar basado en consideración de las cargas identificadas, las cuales pueden contribuir a la falla de la tubería y la pérdida de servicio, se clasifican en:

- Sostenidas.

- Ocasionales.

- Constructivas.

- Pasajeras.

**11.2.1.1 Cargas sostenidas:** Son aquellas que resultan del uso previsto de sus componentes y de las cargas adicionales de otras fuentes, entre otras: el peso de la tubería incluyendo sus accesorios líquidos y cargas debidas a la presión, el peso del terreno sobre la tubería, la presión hidrostática y la vibración son ejemplos de cargas adicionales de otras fuentes, las fuerzas de reacción de los apoyos y las cargas debido al desplazamiento sostenido o rotaciones de los apoyos son también cargas sostenidas.

**11.2.1.1.1 Presión interna de diseño:** la línea y sus componentes en cualquier punto no deben estar diseñados por una presión por debajo de la presión de funcionamiento la cual se define como la presión estática más la presión necesaria para vencer las perdidas por fricción teniendo en cuenta la presión de succión, deben tenerse en cuenta las variaciones y los cambios repentinos de presión permitidos.

**11.2.1.1.2 Presión externa de diseño.** La tubería debe estar diseñada para soportar la máxima diferencia esperada entre las presiones interna y externa.

**11.2.1.1.3 Efectos del peso:** Efectos del peso combinados con cargas y fuerzas de otras fuentes deben ser consideradas. El efecto combinado del peso de la tubería, el recubrimiento, y otras variaciones incluyendo la absorción de agua en el recubrimiento debe ser considerado.

**11.2.1.1.4 Hundimientos:** El efecto de hundimientos debe ser considerados cuando los segmentos de tubería son instalados en áreas con alta probabilidad de ocurrencia.

**11.2.1.1.5 Efectos de la temperatura:** No es necesario calcular la variación de los esfuerzos de temperatura para temperaturas del metal entre -20°F y por encima de 250°F. Debe prestarse especial atención a bajas temperaturas del terreno o bajas temperaturas atmosféricas y a condiciones pasajeras especiales. Especial atención debe prestarse a líquidos que se convierten en gases en condiciones cercanas a las atmosféricas, cuando la tubería está expuesta al sol debe tenerse en cuenta la expansión térmica del metal debido a la ganancia de calor solar.

**11.2.1.2 Cargas ocasionales:** Deben analizarse tenerse en cuenta:

- Terremotos.
- Cargas de viento.
- Cargas de Hielo.
- Cargas de vibración.

**11.2.1.3 Cargas constructivas:** Son cargas inducidas debido al transporte, manejo, almacenamiento y etapa de pruebas.

- Cargas de Instalación.
- Cargas de pruebas hidrostáticas.

**11.2.2 Restricciones de las tuberías.** La condición de restricción es un factor en el comportamiento estructural, en consecuencia afecta las tensiones y límites aplicables de esfuerzos. El grado de restricción puede variar con las actividades de construcción, condiciones de apoyo, propiedades del terreno y el tiempo.

**11.2.2.1 Tuberías no restringidas.** Significa que es libre de desplazarse lateralmente y deformarse axialmente, se puede dar en los siguientes casos:

- Tubería sobre el terreno la cual está configurada para absorber los esfuerzos térmicos y los desplazamientos de los apoyos.

- Tuberías inclinadas sobre suelos no consolidados.

- Una sección descubierta de una tubería enterrada la cual es libre de desplazarse.

- Secciones de tuberías sin apoyos.

**11.2.2.2 Tuberías restringidas.** Son aquellas que no son libres de desplazarse lateralmente y deformarse axialmente, se puede dar en los siguientes casos:

- Tuberías enterradas.

- Secciones de tuberías sobre el terreno ancladas en cada extremo y muy cercana a soportes muy rígidos.

- Tuberías inclinadas y enterradas en suelos consolidados.

Tramos de tuberías pueden estar parcialmente restringidos, por lo tanto se deben evaluar las interacciones del suelo que aseguren el grado de restricción requerido de acuerdo a los esfuerzos admisibles.

**11.2.3 Calculo de esfuerzos.** Esfuerzos circunferenciales, longitudinales y de corte deben ser evaluados como resultado de las cargas sostenidas, cargas de construcción, cargas pasajeras incluyendo vibración, resonancia y hundimientos.

**11.2.3.1 Esfuerzos de presión interna o externa.** Para tuberías restringidas y no restringidas el esfuerzo circunferencial se calcula como:

$$s_H = \frac{P_t D}{2t}$$

Donde:

$D =$  *Diámetro exterior(pulg.).*

$P_t =$  *Presión de diseño(psi).*

$t =$  *Espesor de la tubería (pulg.).*

**11.2.2.2 Esfuerzos debidos a la expansión térmica.**

**11.2.3.2.1 Tubería restringida.**

El esfuerzo de expansión térmica para una tubería restringida se calcula como:

$$s_E = E\alpha(T1 - T2)$$

$E =$  *Modulo de elasticidad.*

$T1 =$  *Temperatura ambiente, °F.*

$T_2 =$  Temperatura de operación, °F.

### 11.2.3.2 Tubería no restringida.

El esfuerzo de expansión térmica para una tubería no restringida se calcula como:

$$S_E = \sqrt{S_b^2 + 4S_t^2}$$

$S_b =$  Esfuerzo de flexión, psi.

$S_t =$  Esfuerzo torsional, psi.

Donde:

$$S_b = \sqrt{(i_i M_i)^2 + (i_o M_o)^2} / Z$$

$i_i =$  Factor de mayoración de esfuerzos en el plano, para tuberías es 1.

$i_o =$  Factor de mayoración de esfuerzos fuera del plano, para tuberías es 1.

$M_i =$  Momento de flexión en el plano, pulg. -lb.

$M_o =$  Momento de flexión fuera del plano, pulg. -lb.

$Z =$  Modulo de seccion de la tubería, pulg<sup>3</sup>

El esfuerzo torsional se puede calcular como:

$$S_t = \frac{M_t}{2Z}$$

$M_t =$  Momento torsional, pulg. -lb.

### 11.2.3.3 Esfuerzos longitudinales.

#### 11.2.3.3.1 Tubería restringida.

Los esfuerzos longitudinales en una tubería restringida se pueden calcular:

$$S_L = S_E + \vartheta S_H + \frac{M}{Z} + \frac{F_A}{A}$$

Donde:

$A =$  Sección transversal de la tubería, pulg.<sup>2</sup>

$F_A =$  Fuerza axial, lb.

$M =$  Momento de flexión, pulg - lb.

$S_E =$  Esfuerzo de expansión térmica, psi.

$S_H =$  Esfuerzo circunferencial debido a la presión interna, psi.

$Z =$  Modulo de sección de la tubería, pulg<sup>3</sup>

$\vartheta =$  Relación de Poisson, 0,3 para el acero.

**11.2.3.3.2 Tubería no restringida.** Los esfuerzos longitudinales en una tubería no restringida se pueden calcular:

$$S_L = \frac{P_i}{4t} + \frac{iM}{Z} + \frac{F_A}{A}$$

Donde:

$A =$  Sección transversal de la tubería, pulg.<sup>2</sup>

$D =$  Diámetro exterior (pulg.).

$F_A =$  Fuerza axial, lb.

$i =$  Factor de mayoración de esfuerzo en el plano de carga, para tuberías es 1.

$M =$  Momento de flexión, pulg – lb.

$P_i =$  Presión de diseño (psi).

$t =$  Espesor de la tubería (pulg.).

$Z =$  Modulo de seccion de la tubería, pulg<sup>3</sup>

**11.2.4 Criterios para el diseño de tuberías.** Los diseños y análisis de la instalación deben basarse en métodos de ingeniería, resistencia de materiales y condiciones de diseño aplicables.

El diseño deberá garantizar protección razonable para prevenir el daño de inusuales condiciones externas que pueden encontrarse en cruces de ríos, áreas costeras, puentes, áreas de tráfico pesado, terrenos inestables, vibración, ataques especiales, o fuerzas resultantes de cambios térmicos fuera de lo normal. Algunas

de las medidas preventivas que puede realizar el diseño puede proporcionar es cubrir la línea con un tubo de acero más grande, añadir una capa protectora de concreto, incrementar el espesor de la tubería, bajar la línea a una profundidad mayor.

El espesor de la tubería seleccionado debe garantizar adecuada resistencia al colapso, conservando las propiedades mecánicas, las variaciones de espesores permitidas, esfuerzos permitidos y condiciones externas.

Las fuerzas y momentos transmitidos al conectar equipos, accesorios y dispositivos debe estar dentro de los límites establecidos.

**11.2.2.1 Criterio para el espesor de la tubería.** El espesor nominal de la tubería deberá ser mayor o igual que  $t_n$  de acuerdo con la siguiente ecuación:

$$t_n \geq t + A$$

Donde:

$A =$  Suma de las tolerancias para el roscado o ranurado y corrosión.

$t_n =$  Espesor nominal cumpliendo con los requisitos de presión y tolerancias.

$t =$  Espesor de la presión de diseño de acuerdo con la siguiente ecuación:

$$t = \frac{P_i D}{2SE}$$

Donde:

$D =$  Diámetro exterior(pulg.).

$P_i =$  Presión de diseño (psi).

$$S = F \cdot E \cdot S_Y$$

Donde:

$E = 1$  para tuberías.

$F =$  Factor de diseño  $\leq 0,72$ .

$S_Y =$  Esfuerzo de fluencia del material de la tubería, psi.

#### 11.2.2.2 Criterio para evitar la falla por tensión.

**11.3.2.2.1 Criterio de esfuerzos:** Los máximos esfuerzos longitudinales debido a cargas axiales y momentos durante la instalación y operación deben ser limitados a un valor que prevengan el pandeo de la tubería instalada, estos esfuerzos deben ser limitados con el siguiente criterio:

$$S_H(\text{Presión Interna o externa}) \leq 0,72 S_Y$$

$$S_E(\text{Expansión térmica}) \leq 0,90 S_Y$$

$$S_L(\text{Esfuerzo longitudinal}) \leq 0,54 S_Y$$

$$\sum \text{Esfuerzos sostenidos} + \text{Esfuerzos ocasionales} \leq 0,8 S_Y$$

$S_Y =$  Esfuerzo de fluencia del material de la tubería, psi.

**11.2.2.2.2 Criterio de esfuerzos permitidos debidos a cargas periódicas o cíclicas:** Para tuberías no restringidas el esfuerzo de expansión permitido  $S_A$  es:

$$S_A \leq f[1,25(S_C + S_H) - S_L]$$

Donde:

$$f = \text{Factor de fatiga} = 6,0^{-0,2N} \leq 1,2$$

$N =$  Numero eq. de ciclos de desplazamientos durante la vida de servicio

$$S_C = \frac{2}{3}S_Y \text{ En la minima temperatura de operación.}$$

$$S_H = \frac{2}{3}S_Y \text{ En la máxima temperatura de operación.}$$

**11.2.2.2.2 Criterio de las deformaciones:** Cuando una tubería experimenta un desplazamiento no cíclico por ejemplo debido a un asentamiento de un soporte, los límites de los esfuerzos longitudinales y combinados pueden ser reemplazados por una deformación límite siempre y cuando las consecuencias de esto no afecten el servicio de la tubería instalada. Las deformaciones máximas permitidas dependen del material. Las deformaciones máximas estarán limitadas al 2%.

**11.2.2.2.3 Criterio para sobrepresiones pasajeras:** Sobrepresiones pasajeras incluye el aumento de presión debido al oleaje. Las presiones de oleaje son producidas por el cambio en la velocidad del movimiento del fluido como resultado de una parada de una unidad de bombeo, el cierre de una válvula o el bloqueo del fluido.

Se deben realizar cálculos para determinar el oleaje y establecer controles para la protección de equipos. La presión debida al oleaje y otras variaciones no deberá exceder la presión de diseño en más del 10%.

**11.2.2.3 Criterio para prevenir el pandeo y la excesiva ovalidad:** La tubería debe ser diseñada e instalada de manera que se prevenga el pandeo o la excesiva ovalidad. El diseño, la instalación y los procedimientos de operación deberán considerar los efectos de la presión externa; cargas de flexión, axiales y torsionales.

**11.2.2.4 Criterio para prevenir la fatiga:** La tubería deberá ser diseñada, instalada y operada para limitar las fluctuaciones de tensión a magnitudes y frecuencias que no pongan en peligro el mantenimiento de la tubería. Las cargas que pueden producir fatiga incluyen variaciones en la presión interna, corrientes y vibraciones inducidas por vórtices de vertimiento. Los soportes de la tubería deberán ser diseñados para prevenir los vórtices inducidos y las vibraciones resonantes.

**11.2.2.5 Criterio para prevenir la pérdida de estabilidad.**

**11.2.2.5.1 Durante la instalación y la operación.** Permanentemente en el diseño la estabilidad de la tubería es gobernada por características del terreno como son la topografía y eventos transitorios como son eventos hidrodinámicos y sísmicos. La tubería debe ser diseñada para soportar los movimientos horizontales y verticales limitando los esfuerzos y deformaciones para que estos no sean excedidos. Factores típicos a considerar son:

- Llanuras y pantanos sujetos a inundación.
- Fuerzas de corrientes.

- Propiedades del terreno.
- Erosión y expansión del terreno.
- Licuefacción del terreno.
- Inestabilidad de taludes.

La estabilidad puede conseguirse por otros medios pero no está limitada a:

- Ajustar el peso sumergido de la tubería.
- Enterrar o revestir la tubería.
- Instalar anclajes.

**11.2.2.5.1.1 Diseño contra corrientes.** El diseño operacional debe estar basado en la suposición de un evento en un periodo de retorno por lo menos de 100 años.

**11.2.2.5.1.2 Estabilidad contra corrientes.** El peso sumergido de la tubería deberá ser diseñado para resistir o limitar los esfuerzos permitidos dentro de los límites establecidos. El peso puede aumentarse con un mayor recubrimiento o aumentando el espesor de la tubería. La dirección de la corriente deberá ser considerada.

La tubería y sus accesorios podrán ser enterrados para mejorar la estabilidad. El relleno y otros medios de protección pueden minimizar el daño a la tubería y sus recubrimientos.

El anclaje puede utilizarse solo o en combinación para mantener la estabilidad, deberá diseñarse para soportar las cargas verticales y horizontales provenientes del oleaje. Los anclajes deberán espaciarse lo suficiente para evitar procesos erosivos en la tubería. El efecto de los anclajes en la protección catódica también debe ser considerado.

**11.2.2.5.1.3 Zonas costeras.** La tubería en la orilla o en zonas de aproximación debe ser instalada con una estructura por encima del agua o enterrada a una profundidad necesaria que permita garantizar la estabilidad, integridad y operación segura durante su vida de servicio. Variaciones estacionales, erosión y acumulación de sedimentos deben ser consideradas.

**11.2.2.5.1.4 Fallas de taludes y licuefacción del suelo.** En zonas susceptibles a deslizamientos de lodo, pendientes pronunciadas y actividad sísmica debe considerarse minimizar la posibilidad de ruptura y en caso que ocurra minimizar la pérdida de contenido.

**11.2.2.5.1.5 Áreas propensas a Terremotos.** Cuando se establezca que la tubería atraviesa una falla geológica, especial atención se debe dar a la flexibilidad instalando la tubería sobre el terreno, diseñando acoples flexibles para prevenir la pérdida del fluido transportado.

**11.2.2.6 Criterio para prevenir la fractura.** Se reducirá al mínimo seleccionando el tipo de acero que permita la mayor ductilidad, se considerará diámetro, espesor, tipo de fractura, resistencia a la fluencia, presión de trabajo, temperatura de funcionamiento, y las características de descompresión.

**11.2.2.7 Criterio para realizar cruces.** Los cruces de cuerpos de agua, vías, tuberías y servicios requieren variaciones en el diseño básico de las tuberías.

**11.2.2.7.1 Cruces a través de cuerpos de agua.** El diseño de cruces de tubería a través de ríos, lagos y cuerpos de agua deberá incluir la composición de sus sedimentos, las velocidades de la corriente, la fuerza de arrastre en las diferentes épocas del año. Se debe considerar cualquier imposición de las autoridades.

Espesores mayores deben ser considerados. La posición de la línea debe ser especificada. Especial consideración se debe dar a la profundidad de asentamiento y su ubicación en los bancos de arena, se deben considerar recubrimientos adicionales, contrapesos y anclajes.

**11.2.2.7.2 Cruces perforados direccionalmente.** Especial consideración se debe dar a las tensiones y cargas dinámicas asociadas con la instalación direccional incluidas la carga axial, pandeo y otras cargas presentes.

Los diseños incluirán la selección de la entrada y la salida estableciendo con claridad los puntos en los cuales se intercepta las otras instalaciones subterráneas. Se deben analizar las condiciones del terreno que se perfora.

**11.2.2.7.2 Cruces elevados.** Puentes y otras estructuras utilizadas para suspender la tubería deben ser diseñados de acuerdo a la legislación local, pueden utilizarse estructuras suspendidas, puentes atirantados, puentes en concreto reforzado los esfuerzos producidos por el peso de la tubería, las cargas ambientales y otras cargas previsibles no deben superar los límites establecidos por la norma.

**11.2.2.7.3 Cruces anclados a puentes.** Adicionalmente a garantizar el apoyo estructural debe considerarse el diferencial de movimientos entre el puente y la tubería debido a los esfuerzos térmicos y cargas externas.

Se debe prestar especial atención para prevenir el daño de la tubería ocasionada por vehículos, deshielo, componentes químicos, y otros riesgos específicos del sitio.

**11.2.2.7.4 Cruces a través de carreteras.** Esfuerzos debidos a la presión interna y a la carga externa de la tubería instalada bajo carreteras no pueden superar los límites establecidos en la norma, es aconsejable instalar la línea dentro de otra de mayor diámetro con el fin de soportar dichas cargas, si este es el caso debe anclarse a cada extremo, aislarse y protegerse con un material eléctricamente no conductor.

**11.2.2.7.5 Cruces de tuberías.** Los cruces entre tuberías deben ser diseñados para proporcionar una separación mínima de 12 pulgadas, a menos que otras medidas de protección sean proporcionadas, en el diseño de los cruces se deben tener en cuenta, asentamientos del terreno, cargas cíclicas deben considerarse para asegurar que la separación entre tuberías se mantenga en el período de vida útil de ambas tuberías.

#### **11.2.2.8 Criterio para la expansión y la flexibilidad.**

**11.2.2.8.1 Tuberías no restringidas.** Las tuberías deben ser diseñadas para tener la suficiente flexibilidad que prevengan la expansión o contracción la cual pueden exceder los límites establecidos, se deben analizar las juntas, conexiones, puntos de anclaje, es de resaltar que los esfuerzos permitidos en los equipos pueden ser menores a los soportados por la tubería.

El análisis de la adecuada flexibilidad de una tubería no restringida es requerido para una tubería que:

-Ha sido previamente analizada.

-Es uniforme en tamaño, no tiene más de dos puntos de anclaje, no tiene restricciones intermedias y falla dentro de los límites de la siguiente formula empírica:

$$Dy/(L - U)^2 \leq K$$

Donde:

*D = Diámetro exterior(pulg.).*

*K = 0,03*

*L = Longitud de desarrollo entre anclajes, pies.*

*U = Línea recta entre anclajes, pies.*

*y = Deformación total del desplazamiento absorbida por la tubería = (UαΔT)*

**11.2.2.8.2 Tuberías restringidas enterradas.** Los cálculos de esfuerzos son necesarios debido a los cambios de temperatura a los que está sometida.

La seguridad de la operación está basada bajo la premisa de que la tubería se mantiene en posición a través de los apoyos o sobre ellos.

Así mismo debe contar con una capa de terreno suficiente que evite que la tubería se eleve en las curvas.

Los efectos de flotabilidad deben analizarse para garantizar su flotabilidad. En los extremos de una tubería enterrada los esfuerzos térmicos y de presión pueden

causar importantes movimientos longitudinales ya que normalmente el suelo no permite proporcionar el sistema de seguridad para evitar el movimiento.

Secciones de la tubería enterrada que no están completamente restringidas se moverán y deberá ser analizada las reacciones de sobrecarga con el suelo.

**11.2.2.8.3 Tuberías restringidas no enterradas.** Tuberías no restringidas sobre el terreno deben estar ancladas así la contracción o expansión longitudinal debido a los esfuerzos térmicos deben ser absorbidos por contacto directo con la tensión o la compresión.

También debe prestarse atención a los esfuerzos de flexión y a la posible inestabilidad de sus apoyos debido a las fuerzas de compresión.

Los soportes deben diseñarse con la suficiente rigidez para evitar el pandeo.

**11.2.2.9 Criterio para esfuerzos de corte y de contacto.** Los esfuerzos de corte no deben exceder el 45% del esfuerzo de fluencia, para los esfuerzos de contacto los límites máximos son del 90% del esfuerzo de fluencia.

## **11.3 CONSTRUCCION Y SOLDADURA**

### **11.3.1 Construcción.**

**11.3.1.1 Derecho de Vía.** Todos los movimientos de tierra, deberán realizarse en conformidad de las autoridades competentes con el fin de garantizar la seguridad al público, la fauna, y las estructuras adyacentes al sitio.

Se hará todo evitar erosiones excesivas, drenajes anormales, y el terreno adyacente deberá ser restaurado a su estado original en cuanto sea posible.

**11.3.1.2 Zanjado.** La profundidad de enterramiento deberá ser el adecuado para la instalación de la tubería, las características del terreno y las cargas impuestas por las carreteras. Todas las tuberías se instalarán por debajo del nivel normal de cultivos y con una cobertura mínima que garantice la estabilidad de la misma. Se debe proporcionar el ancho mínimo para bajar la tubería a la zanja y minimizar el daño al revestimiento de la tubería.

**11.3.1.3 Cruces especiales.** Cuerpos de agua, vías, líneas ferroviarias requieren consideraciones específicas de diseño. La compañía deberá obtener los permisos requeridos para realizar los cruces, los diseños emplearán las buenas prácticas de la ingeniería con el fin de minimizar los riesgos, la construcción deberá ser organizada con el fin de minimizar la interferencia de las actividades de sus propietarios.

**11.3.1.3.1 Cruces de cuerpos de agua.** Cruces de ríos, lagos y cuerpos de agua representan problemas individuales. El diseñador debe investigar la composición del fondo, la variación de los sedimentos, la velocidad del agua y problemas estacionales en diferentes épocas del año, deberá determinar si el cruce es bajo el agua, elevado sobre un puente adyacente, o suspendido en una estructura.

La seguridad pública deberá garantizarse en las etapas de diseño y construcción.

**11.3.1.3.2 Estructuras elevadas.** Son utilizadas para suspender tuberías y son diseñadas y construidas bajo normas específicas de ingeniería.

**11.3.1.3.3 Cruces de tuberías sobre puentes.** Requisitos especiales se deben tener en este tipo de cruce, especialmente porque se deben diseñar estructuras que soporten el peso del acero de la tubería. Se deben tener en cuenta los daños accidentales que puedan causar el tráfico de vehículos.

**11.3.1.3.4 Cruces de vías.** En este tipo de cruces se prefiere encamisar la tubería de acuerdo a la norma API RP 1102. La tubería portadora debe ser apoyada firmemente en cada extremo y su cubierta deberá ser sellada con un material eléctricamente no conductor. En su diseño se considerara la presión interna de operación y la presión externa como también los esfuerzos a los que se encuentra sometida la tubería por cargas cíclicas las cuales conducen a la fatiga del material.

**11.3.1.3.5 Cruces direccionalmente perforados.** En los diseños se deben los perfiles y planes de cruce, elementos enterrados en un radio de 30 mts, planes para disponer los fluidos de perforación si son usados, plan de prevención de daños.

**11.3.2 Soldadura.** La soldadura aplicada debe ser del tipo arco y gas, esto incluye juntas a tope en la instalación de tuberías, válvulas, bridas, accesorios y otros equipos, también se incluyen los filetes de soldadura para soldar ramales. No se aplica soldadura longitudinal ni en espiral en la fabricación de tuberías, accesorios y válvulas.

**11.3.2.1 Normas aplicadas.** Todos los procesos de soldadura deben cumplir con los requerimientos mínimos establecidos por la American Welding Society en ANSI/AWS A30 y la Norma API 1104.

**11.3.2.2 Procesos de soldadura y metal de aporte.** Los electrodos de aporte deben cumplir con los siguientes requisitos:

-Los metales de aporte se seleccionarán de tal manera que la resistencia de la soldadura sea igual o superior que la resistencia a tensión del elemento que se va a unir.

-Si metales de diferente resistencia a la tracción se van a unir, la resistencia a la tracción nominal de la soldadura será igual o superior a la resistencia del metal más débil.

-Cuando metales de aporte de diferente resistencia son utilizados en una soldadura la resistencia de la soldadura será la de menor resistencia.

-La composición química del metal de aporte deberá ser la misma que la del metal base.

#### **11.3.2.3 Requerimientos de Inspección y criterios de aceptación.**

**11.3.2.3.1 Requerimientos de Inspección.** La calidad de la soldadura deberá ser chequeada por inspección visual y métodos complementarios no destructivos.

Cuando la tubería va a operar en más del 20% del esfuerzo circunferencial las soldaduras deben ser inspeccionadas mínimas un 10% de las soldaduras ejecutadas en el día seleccionadas al azar. La inspección de soldaduras circunferenciales será por medio de radiografías u otros métodos volumétricos, los métodos no volumétricos como líquidos penetrantes o partículas magnéticas serán utilizados en otra clase de soldaduras.

Cada soldadura debe ser inspeccionada completamente con el método seleccionado, si algunas de las soldaduras son inaccesibles de inspeccionarán un 90% de estas.

**11.3.2.3.2 Métodos de inspección** Deberán ensayarse las soldaduras por métodos no destructivos como inspecciones visuales, radiografías u otros métodos

aceptados de acuerdo con la norma 1104. Los métodos deben ser capaces de indicar los potenciales defectos los cuales serán interpretados y evaluados.

**11.3.2.3.3 Prueba de presión hidrostática interna.** Tuberías que operan en una presión circunferencial mayor o igual a 20% del esfuerzo de fluencia deberá ser sometida a una prueba hidrostática de 1,25 veces la presión de diseño por lo menos durante 4 horas, la norma API 1110 puede ser usada como guía.

#### **11.4 OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO.**

Cada Compañía operadora debe tener sistema que permita evaluar periódicamente su sistema de transporte, tener planes de entrenamiento de sus empleados en los procedimientos de operación y mantenimiento, tener planes de control de corrosión de sus tuberías nuevas y existentes, tener implementados planes de emergencia en el evento de fallas, accidentes y otras emergencias, tener un plan de revisiones periódicas de eventos que afectan la integridad y seguridad del sistema de tuberías en especial aquellas que puedan representar alto riesgo para la seguridad publica en el evento de emergencias

##### **11.4.1 Operación y mantenimiento de tuberías.**

**11.4.1.1 Presión de operación.** Debe prestarse especial atención para asegurarse que en cualquier punto del sistema de tuberías la máxima presión de operación y la presión en cabeza estática no excedan en ningún punto la presión interna de diseño y que la elevación de la presión debido al oleaje del fluido no se exceda en más del 10%.

**11.4.1.2 Mantenimiento del derecho de vía.** El derecho de vía debe ser mantenido para proporcionar una clara visibilidad del patrullaje periódico e incluye:

-Control del crecimiento de la vegetación.

-Control de invasión de otras estructuras.

-Control de la erosión.

-Mantenimiento del acceso al sistema de tubería.

-Mantenimiento de la visibilidad de los marcadores de la tubería.

-Mantenimiento de las zanjas y las estructuras con el fin de evitar derrumbes que pongan en peligro la integridad de la línea.

**11.4.1.3 Aseguramiento de la integridad de las tuberías.** Cada operador debe diseñar un plan para garantizar el aseguramiento de la integridad de las tuberías. Una evaluación puede consistir en una prueba hidrostática seguido por la remediación de anomalías indicando los posibles daños. Una guía para el proceso de evaluación de la integridad se da en la norma API 1160.

## CONCLUSIONES

Se observa que en el transporte de hidrocarburos el análisis del comportamiento térmico del fluido en movimiento es parte fundamental en la simulación en la etapa de diseño, estas consideraciones evitan posteriores problemas operacionales presentados por acumulaciones de parafinas, formación de hidratos, vaporización de hidrocarburos y sobredimensionamiento de equipos requeridos debidos a las pérdidas de calor que pueden presentarse a lo largo de la línea.

Es muy importante conocer las características físico-químicas del fluido que se está transportando con el fin de garantizar el transporte del fluido con las mejores condiciones operacionales teniendo en cuenta el aspecto financiero.

Dentro del comportamiento hidráulico del sistema el factor de fricción desempeña una importante variable que debe ser analizada con detenimiento pues a pesar de tener extensa documentación de diferentes autores todas las correlaciones tienen limitada aplicabilidad a su vez que presentan inexactitudes que pueden impactar considerablemente en los cálculos realizados por exceso o por defecto.

El análisis del flujo a través de tuberías generalmente se analiza en estado estable y en una sola fase lo cual es una condición bastante idealizada debido a que se presentan momentos en que el fluido no es constante con el tiempo y también se presentan condiciones bifásicas o trifásicas dependiendo del fluido transportado y las diferentes composiciones que pueda llegar a tener.

A pesar de existir correlaciones para determinar la conductividad térmica del terreno la determinación de estos valores presenta bastante variación lo que afecta sensiblemente todas las estimaciones realizadas.

## BIBLIOGRAFIA

1. **AHMED, Tarek.** *Hydrocarbon phase behavior.* USA : Gulf Publishing Company, 1989.
2. **ARCHER, Rosalind A. y O'SULLIVAN, J.** *Models for heat transfer from a buried pipe.* Houston : Society of Petroleum Engineers, Paper SPE: 36763, 1997.
3. **ARNOLD, Ken y STEWARD, Maurice.** *Surface Production operations.* 2 ed. USA : Gulf Publishing Company, 1999.
4. **BAU, H.H y SADHAL, S.S.** *Heat losses from fluid flowing in a buried pipe.* USA : International Journal of Heat and Mass Transfer., 1982. págs. p.p 1621-1629.
5. **BEGGS, H. y BRILL, J.** *A study of two phase flow in inclined pipes.* USA : Artículo SPE: 4007, 1973.
6. **BEGGS, H. Dale.** *Production optimization using nodal analysis.* 3 ed. USA : OGCI and Petroskills Publications, 2003.
7. **BIRD, R.B, STEWARD, W.E. y LIGHTFOOT, E.N.** *Transport phenomena.* New York : John Wiley & Sons, Inc., 1960.
8. **BRANTLAND, Ove.** Pipe Flow 1. Single-Phase Flow Assurance. [En línea] Feb. de 2009. [Citado el: 01 de Abril de 2011.] Disponible en: [www.drbratland.com/index.html](http://www.drbratland.com/index.html).
9. **CENGEL, Yunus A.** *Transferencia de Calor.* 2 ed. New York : Macgraw-Hill, 2004.
10. **DAVENPORT, T.C y CONTI, V.J.** *Heat transfer problems encountered in the handling of waxy crude oil in the large pipelines.* Houston : Journal of the Institute of Petroleum., 1971.
11. **ECOPETROL.** Mapa de Infraestructura Petrolera. [En línea] 01 de Abril de 2011. [Citado el: 01 de Abril de 2011.] [http://www.ecopetrol.com.co/especiales/mapa\\_infraestructura.htm](http://www.ecopetrol.com.co/especiales/mapa_infraestructura.htm).
12. —. Redes de transporte. [En línea] 01 de Abril de 2011. [Citado el: 01 de Abril de 2011.] <http://www.ecopetrol.com.co/contenido.aspx?catID=127&conID=36123&pagID=127171>.
13. —. Transportar. [En línea] 01 de Abril de 2011. [Citado el: 01 de Abril de 2011.] <http://www.ecopetrol.com.co/contenido.aspx?catID=82&conID=37995>.

14. **GENOUD, J. Vincent.** *Le Transport des hydrocarbures liquides et gazeux par canalization.* Paris : Publications de L' Institut Francais du Petrole, 1980.
15. **GNELISKI, V.** New equations for heat and mass trasfer in turbulent pipe and channel flow. [aut. libro] Int. Chem Eng. Houston : s.n., 1976, Vol. 16, pág. p.10.
16. **GUO, Boyun, DUAN, Shengkai y GHALAMBOR, Ali.** *A simple model for predicting heat.* Houston : Society of Petroleum Engineers, Paper SPE: 86983, 2006.
17. **HOOKER, P.R y BRIGHAM, W.E.** *Temperature and heat transfer along buried liquids pipelines.* Houston : Society of Petroleum Engineers, SPE: 6506, 1977.
18. **HOUPERT, A.H and THELLIEZ, M.B.** *Predicting the viscosity of hydrocarbon liquid phases from their composition.* En: SPE-AIME Annual Fail Meeting (49th: 6-9, Oct,1975: Houston ). Houston (Tx) : Society of Petroleum Engineers, Paper SPE: 5057, 1975.
19. **KING, G.G.** *Equation predicts buried pipeline temperatures.* s.l. : Oil and Gas Journal, 1984. págs. p.p 65-72.
20. **MAC CAIN, William D.** *Properties of Petroleum Fluids.* 2 ed. Tulsa : Pennwell, 1973.
21. **OVUWORIE, Chukwuemeka.** *Steady-state heat transfer models for fully and partially buried pipelines.* Houston : Society of Petroleum Engineers, Paper SPE: 131137, 2010.
22. **PETUKHOV, B.S.** Heat transfer and friction in turbulent pipeflow with variable physical properties. San Diego : J.P Hartnett and T.F Irvine Eds., 1970, págs. p.p 504-564.
23. **RAWAT, P.C y al, et.** *Determination of thermal conductivity of soils: A need for computing heat loss throught buried submarine pipelines.* Houston : Society of Petroleum Engineers, Paper SPE: 8665, 1982.
24. **REID, Robert C., PRAUSNITZ, Jhon M. y POLING, Bruce E.** *The Properties of gases and liquids.* 4 ed. USA : Macgraw-Hill, 1987.
25. **RIAZI, M.R.** *Characterization and Properties of Petroleum Fractions.* Philadelphia : ASTM, 2005.
26. **SKELLAND, A.H.P.** *Non newtonian flow and heat transfer.* USA : Jhon Wiley & Son, inc, 1967.
27. **SZILAS, A.P.** *Production and transport of oil and gas.* USA : ELSEVIER, 1986.

28. **ZHANG, H.Q y al, et.** *Unified model of heat transfer in gas-liquid pipe flow.* Houston : Articulo SPE: 90459, 2004.
29. **AMERICAN SOCIETY OF MECHANICAL ENGINEERS.** *Pipeline Transportation Systems for Liquid Hydrocarbon and other Liquids.* New York : ASME B 31.4-2009, 2009.