

**DISEÑO Y ELABORACIÓN DE UNA MAQUETA DEL OLEODUCTO
VILLANUEVA - VASCONIA**

JULIO ANDRÉS HERRERA NÚÑEZ

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICOMECÁNICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA MECÁNICA
BUCARAMANGA**

2015

**DISEÑO Y ELABORACIÓN DE UNA MAQUETA DEL OLEODUCTO
VILLANUEVA - VASCONIA**

JULIO ANDRÉS HERRERA NÚÑEZ

**Trabajo de Grado presentado como requisito para optar el título de Ingeniero
Mecánico**

Director

NESTOR RAUL D'CROZ TORRES

Ingeniero Mecánico

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICOMECÁNICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA MECÁNICA
BUCARAMANGA**

2015

CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCIÓN	17
1. FORMULACIÓN DEL PROBLEMA.....	18
1.1 IDENTIFICACIÓN DEL PROBLEMA	18
1.2 JUSTIFICACIÓN DE LA SOLUCIÓN	19
1.3.1 Objetivo General	20
1.3.2 Objetivos Específicos.....	20
2. MARCO REFERENCIAL.....	21
2.1 MARCO LEGAL	21
2.2 MARCO AMBIENTAL	26
2.2.1 Diagnóstico Ambiental de Alternativas.....	27
2.2.2 Estudio de Impacto Ambiental	28
2.2.3 Licencia Ambiental Subdirección de Evaluación y Seguimiento.	31
2.2.4 Dictamen Técnico Ambiental	32
2.2.5 Control y Seguimiento.....	33
2.2.6 Condiciones Sociales.....	33
2.3 MARCO GEOGRÁFICO	35
2.3.1 Ubicación Geográfica y Descripción del Área de Estudio	35
2.3.2 Descripción Breve de la Ruta.....	38
2.4 MARCO NORMATIVO	41
2.4.1 Normas Aplicables en el Diseño de Tuberías	41
2.4.2 Sistemas De Tuberías.....	42
2.4.2.1 Tuberías de transporte.....	42
2.4.2.2 Tuberías de descarga	43

2.4.2.3 Tuberías usadas para Oleoductos	43
2.4.3 Cargas en Tuberías	44
2.4.3.1 Cargas por la presión y temperatura de diseño	44
2.4.3.2 Cargas por peso	44
2.4.3.3 Cargas dinámicas	44
2.4.3.4 Cargas debido a la expansión y/o contracción térmica	45
2.4.3.5 Cargas por movimientos de los soportes, anclajes y equipos.....	45
2.4.4 Tanques de Almacenamiento	47
2.4.5 Selección y Especificación de Materiales	51
2.4.5.1 Tuberías.....	58
2.4.5.2 Accesorios	59
2.4.5.3 Bridas.....	60
2.4.5.4. Empacaduras.....	62
2.4.5.5. Pernos y tuercas	62
2.4.5.6 Requerimientos para las Válvulas.....	62
2.4.6 Diseño de Estaciones de Bombeo	64
2.4.7.1 Requerimientos para la Construcción de Líneas de Flujo para el Transporte de Hidrocarburos.	68
2.4.7.2 Actividades Preliminares de Construcción.	69
2.4.7.3 Manejo de Tubería	71
2.4.7.4 Instalación de Tubería.....	72
2.4.7.5 Especificación Técnica Ensayos No Destructivos.....	74
2.4.7.6 Pruebas Hidrostáticas y Limpieza de Oleoductos.....	75
2.4.7.7 Limpieza Interna y verificación dimensional de tubería (Marraneo).	76
2.4.7.8 Instalación de Tubería en Tramos Especiales.	77
2.4.7.9 Generalidades sobre Protección de Tubería.....	77
2.4.7.10 Preparación de Superficie y Aplicación de Pintura para Tubería Desnuda.	78

2.4.7.11 Preparación de Superficie y Aplicación de Pintura para Tubería Revestida.....	78
2.4.7.12 Generalidades sobre Protección Geotécnica y Ambiental.	80
2.4.7.13 Pasos Especiales.....	81
2.4.7.14 Actividades Finales.	83
2.4.8 Criterios para la Selección de parametros de diseño Según las Normas	84
2.4.8.1 Determinación de la presión y temperatura de diseño	85
2.4.8.2 Espesor de la tubería.....	87
2.4.8.3 Piping Class.	90
2.5 MARCO TEORICO	91
2.5.1 Propiedades de los fluidos.....	91
2.5.1.1 Gravedad API o °API	91
2.5.1.2 Densidad absoluta	92
2.5.1.3 Densidad relativa	93
2.5.1.4 Viscosidad.....	93
2.5.1.5 Viscosidad Dinámica.....	94
2.5.1.6 Viscosidad Cinemática.....	94
2.5.1.7 Número de Reynolds.	95
2.5.1.8 Caudal.....	95
2.5.1.9 Velocidad Erosional.	96
2.5.2 Análisis del Impacto de las Variables en la Selección de Alternativas de bombeo.....	97
2.5.2.1 Impacto de la Topografía	97
2.5.2.2 Impacto de la Viscosidad	98
2.5.2.3 Impacto del Seccionamiento del ducto	100
2.5.3 NPSH (Altura de aspiración positiva neta).....	101
2.5.3.1 NPSH Requerido.	102
2.5.3.2 NPSH Disponible	103
2.5.3.3 Cálculo de la pérdida de carga	104

2.5.3.4	Calculo presión de succión y descarga de la bomba	105
2.5.4	Selección de Alternativas de Bombeo en Oleoductos	106
2.5.4.1	Selección del Tipo de Bombas.....	106
2.5.4.2	Consideraciones Operativas	107
2.5.4.3	Consideraciones de Eficiencia	112
2.5.5	Esfuerzos presentes en Oleoductos s	113
2.5.5.1	Esfuerzos primarios:	113
2.5.5.2	Esfuerzos secundarios:.....	114
2.5.6.	Esfuerzos admisibles en Oleoductos	115
2.5.7	Esfuerzos por presión	115
2.5.8	Esfuerzos por cargas sostenidas	117
2.5.9.	Consideraciones sobre esfuerzos permisibles en oleoductos.....	121
2.5.10	Selección de Soportes para la Tubería	122
2.5.10.1	Fundamentos de fabricación, usos e inspección de soportes.....	122
2.5.10.2	Cimentaciones	124
2.5.10.3	Distancia entre Soportes.....	124
2.5.10.4	Tipos de Soportes	124
2.5.10.5	Materiales	128
2.5.10.6	Esquemas Soportes Tipos De Soporte En OLEODUCTO VILLANUEVA - VASCONIA	129
2.5.11	Sistemas de Instrumentación para Seguridad (SIS) del tipo ESD (Emergency Shutdown)	133
2.5.11.1	Valvula Shut down	135
2.5.11.2	Dispositivos de Protección para Excesos de Presión	137
3.	DISEÑO MECANICO DE LA LINEA DE FLUJO	145
3.1	DESCRIPCIÓN DEL DISEÑO	145
3.1.1	Corredores Propuestos	146
3.1.2	Dimensionamiento Geométrico de la Línea de flujo.....	149

3.2 CRITERIOS DE DISEÑO.....	150
3.2.1 Selección del material.....	150
3.2.1.1 La rugosidad absoluta del material	151
3.3.2 Selección del tanque de almacenamiento	151
3.3.2.1 Bases de Diseño.....	152
3.3.3 Especificaciones de la línea de flujo	153
3.3.4 Selección del Diámetro de la Tubería	153
3.3.5 Cálculo del número de Reynolds.	158
3.3.6 Cálculo de la presión de descarga de la bomba.	159
3.3.6.1 Líneas de succión y descarga.....	159
3.3.6.2 Cálculos de la presión de descarga de la bomba	161
3.3.6.3 Espesor de tubería.....	164
3.3.7 Cálculo para la Línea de Flujo con una estación de rebombeo en el municipio de Miraflores y en San José de Pare:	166
3.3.8 Selección del sistema de bombeo.	171
3.3.8.1 Descripción de la Bomba	173
3.3.9 Selección de Soportes.	180
4. ELABORACIÓN DE MAQUETA	182
4.1 MATERIALES	182
4.2 MANUFACTURA	182
4.3 DESCRIPCIÓN	190
5. ANALISIS ECONOMICO	192
5.1 Costos indirectos	193
CONCLUSIONES	195
BIBLIOGRAFÍA.....	196

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
<i>Figura 1. Ubicación bloque Llanos 34.....</i>	<i>35</i>
<i>Figura 2. Ubicación Vasconia-Puerto Boyacá.....</i>	<i>36</i>
<i>Figura 3. Ruta Sugerida.....</i>	<i>37</i>
<i>Figura 4. Perfil Altimétrico K0 al K140.</i>	<i>38</i>
<i>Figura 5. Perfil Altimétrico K140 al K240.</i>	<i>38</i>
<i>Figura 6. Orientación de las Probetas de Ensayos Mecánicos.....</i>	<i>56</i>
<i>Figura 7. Pruebas Hidrostáticas y Limpieza de Oleoductos.....</i>	<i>75</i>
<i>Figura 8. Velocidades en líneas de flujo según Norma API RP 14 E 9L.....</i>	<i>84</i>
<i>Figura 9. Bombas de Tornillo.....</i>	<i>112</i>
<i>Figura 10. Eficiencia en Sistemas de Bombeo.....</i>	<i>113</i>
<i>Figura 11. Esfuerzo tangencial en tuberías</i>	<i>115</i>
<i>Figura 12. Esfuerzos longitudinales en un tramo de tubería.....</i>	<i>117</i>
<i>Figura 13. Momentos presentes en una conexión "T"</i>	<i>118</i>
<i>Figura 14. Acción del efecto térmico en un sistema de tuberías.....</i>	<i>119</i>
<i>Figura 15. Ancho del soporte, Angulo de la montura.</i>	<i>125</i>
<i>Figura 16. Figura 16.1 a 16.6 Soportes fabricados de sectores tubulares de acero.</i>	
<i>Figura 16.7 y 16.8 Soportes fabricados en concreto.....</i>	<i>126</i>
<i>Figura 17. Detalle de patín sobre soporte de concreto de tuberías.</i>	<i>127</i>
<i>Figura 18. Puente elevado con soportes intermedios. Propuesto para cruce de quebradas.....</i>	<i>127</i>
<i>Figura 19. Soportes típicos.....</i>	<i>129</i>
<i>Figura 20. Soportes típicos. (Continuación).....</i>	<i>130</i>
<i>Figura 21. Soportes Estructurales para Oleoductos</i>	<i>132</i>
<i>Figura 22. Esquema de un Marco H.....</i>	<i>132</i>
<i>Figura 23. Perfil Oleoducto Villanueva - Vasconia.....</i>	<i>148</i>
<i>Figura 24. Vista isométrica oleoducto Villanueva - Vasconia.....</i>	<i>148</i>

<i>Figura 25. Diagrama de flujo Programa Turbomaq.....</i>	<i>155</i>
<i>Figura 26. Interface calculadora T.I. Voyage 200. Selección Sistema de Unidades</i>	<i>156</i>
<i>Figura 27. Interface calculadora T.I. Voyage 200. Selección del caso e ingreso de valores.</i>	<i>156</i>
<i>Figura 28. Interface calculadora T.I. Voyage 200. Valores de Pérdidas y Caudal.</i>	<i>157</i>
<i>Figura 29. Interface calculadora T.I. Voyage 200. Valor Calculado.</i>	<i>157</i>
<i>Figura 30. Interface calculadora T.I. Voyage 200. Cálculos para caudal proyectado</i>	<i>158</i>
<i>Figura 31. Puntos De Referencia Oleoducto Villanueva – Vasconia</i>	<i>159</i>
<i>Figura 32. Perfil Oleoducto Villanueva - Vasconia ESTACIÓN DE REBOMBEO MIRAFLORES Y SAN JOSE DE PARE.....</i>	<i>166</i>
<i>Figura 33. Distribución de estaciones de bombeo y especificaciones de la tubería</i>	<i>170</i>
<i>Figura 34. Bomba multietapa de cámara partida axialmente MSD.....</i>	<i>171</i>
<i>Figura 35. Catalogo Bomba multietapa de cámara partida axialmente MSD.....</i>	<i>172</i>
<i>Figura 36. Bomba multietapa de cámara partida axialmente MSD.....</i>	<i>173</i>
<i>Figura 37. Curva de funcionamiento de la Bomba multietapa de cámara partida axialmente MSD, 6 etapas.....</i>	<i>176</i>
<i>Figura 38. Curva del Sistema con Estación en Villanueva.....</i>	<i>177</i>
<i>Figura 39. Curva del Sistema con Estación de rebombeo en Miraflores</i>	<i>178</i>
<i>Figura 40. Curva del Sistema con Estación de rebombeo en San José de Pare.....</i>	<i>179</i>
<i>Figura 41. Espuma de poliuretano.....</i>	<i>184</i>
<i>Figura 42. Estuco plástico.....</i>	<i>184</i>
<i>Figura 43. Pintura</i>	<i>185</i>
<i>Figura 44. Ambientación de la vegetación presente en la zona.....</i>	<i>186</i>
<i>Figura 45. Ambientación de zonas áridas y fluviales</i>	<i>187</i>
<i>Figura 46. Representación de la tubería.....</i>	<i>188</i>

*Figura 47. Aplicación de Poliuretano para el terminado superficial.....*188
*Figura 48. Finalización de la maqueta.*189
Figura 49. Descripción de lugares 190

LISTA DE TABLAS

	Pág.
<i>Tabla 1. Identificación de Poblaciones, Puntos de Referencia y Distancias</i>	39
<i>Tabla 2. Tabla de comparación (Propiedades Químicas y Mecánicas) Aceros al carbono ASTM A106, ASTM A53, API 5L-44.</i>	52
<i>Tabla 3. Proceso de fabricación API 5L</i>	53
<i>Tabla 4. Composición Química API 5L</i>	54
<i>Tabla 5. Características Mecánicas API 5L</i>	55
<i>Tabla 6. Frecuencia de Ensayos de Tracción</i>	56
<i>Tabla 7. Ensayos sobre Tubería Soldada</i>	57
<i>Tabla 8. Tolerancias para Diámetro Exterior</i>	57
<i>Tabla 9. Tolerancias para Espesor</i>	58
<i>Tabla 10. Tolerancias para Longitud</i>	58
<i>Tabla 11. Espaciamiento entre estaciones ($\Delta h \neq 0$)</i>	67
<i>Tabla 12. Valores de S y E para el cálculo del espesor de la tubería.</i>	88
<i>Tabla 13. Valores de S y E para el cálculo del espesor de la tubería. (Continuación).</i>	89
<i>Tabla 14. Valores de S y E para el cálculo del espesor de la tubería. (Continuación).</i>	90
<i>Tabla 15. Valores del coeficiente Y (ASME B31.3, 2008)</i>	117
<i>Tabla 16. Factor f (FIME-UNPRG, 2009)</i>	120
<i>Tabla 17. Estaciones relevantes del Oleoducto Villanueva - Vasconia</i>	146
<i>Tabla 18. Valores de la altura de cada punto en estudio</i>	149
<i>Tabla 19. Dimensionamiento de la Línea de Flujo</i>	150
<i>Tabla 20. Rugosidades Absolutas</i>	151
<i>Tabla 21. Especificación de Tanques de almacenamiento de crudo.</i>	152
<i>Tabla 22. Bases de Diseño</i>	152
<i>Tabla 23. Datos línea de flujo</i>	153

<i>Tabla 24. Unidades Utilizadas en los Cálculos</i>	160
<i>Tabla 25. Caracterización del crudo</i>	160
<i>Tabla 26. Grados de Acero al Carbono Según API 5L</i>	165
<i>Tabla 27. Características de la tubería seleccionada primera alternativa</i>	165
<i>Tabla 28. Espesores de la Tubería (mm)</i>	169
<i>Tabla 29. Características de la tubería seleccionada Estación Villanueva</i>	169
<i>Tabla 30. Características de la tubería seleccionada Estación Miraflores</i>	169
<i>Tabla 31. Características de la tubería seleccionada Estación San José de Pare</i>	170
<i>Tabla 32. Soportes Aéreos.</i>	181
<i>Tabla 33. Costos y Presupuestos</i>	192
<i>Tabla 34. Costo del Transporte por Carro-Tanque</i>	193
<i>Tabla 35. Honorarios profesionales</i>	193
<i>Tabla 36. Remuneraciones a estudiante</i>	194
<i>Tabla 37. Total</i>	194

RESUMEN

TÍTULO: DISEÑO Y ELABORACIÓN DE UNA MAQUETA DEL OLEODUCTO VILLANUEVA - VASCONIA

AUTOR: Julio Andrés Herrera Núñez

PALABRAS CLAVES: Oleoducto, crudo, tubería, prueba hidrostática, soldadura.

DESCRIPCIÓN: El proyecto tiene como finalidad el diseño de una línea de flujo desde el municipio de Villanueva – Casanare hasta la estación de recolección y distribución en el municipio de Vasconia – Boyacá. El petróleo crudo de grado API 18, es extraído de cuatro pozos; Tua, TaroTaro, Tigana, y Max, en la zona rural de Villanueva y es transportado en carro tanques a la mencionada estación de llegada, por tal motivo y con los conocimientos adquiridos en la etapa de estudiante, el diseño de un Oleoducto es admisible y viable tanto económicamente como en factores ambientales y sociales. Para disminuir los riesgos ambientales durante el recorrido de los carro tanques; accidentes en la malla vial, volcamientos, congestiones durante el trayecto, atentados terroristas y cualquier tipo de daño en las comunidades donde transitan, por lo tanto hace necesario optar por el diseño de una línea de tubería para el transporte de crudo.

Diseñar un oleoducto hace necesario tener en cuenta marcos legales, ambientales, geográficos, normativos y teóricos. Los cuales darán criterios de diseño al momento de seleccionar los distintos aparatos mecánicos, sistemas de bombeo, instrumentación para la seguridad y el control, en la construcción de una línea de flujo para transportar crudo.

Mostrar en una maqueta, el recorrido y trazado de la línea, los diferentes cambios geográficos presentes en el oleoducto, como parte del trabajo de grado para quedar una evidencia real de lo que se elaboró.

SUMMARY

TITLE: DESIGN AND DEVELOPMENT OF A MODEL OF PIPELINE VILLANUEVA - VASCONIA

AUTHOR: Julio Andrés Herrera Núñez

KEY WORDS: Pipeline, oil, pipeline, hydrostatic testing, welding

SUMMARY: The project aims to design a flow line from the town of Villanueva - Casanare to the collection and distribution station in the town of Vasconia - Boyaca. The API grade crude oil 18 is extracted from four wells; Tua, TaroTaro, Tigana, and Max, in the countryside of Villanueva and is transported in tank cars to said destination station, for that reason and with the knowledge acquired at the stage of student, the design of a pipeline is admissible and feasible both economically and in environmental and social factors. To reduce environmental risk during the course of the tank cars; accidents on the road network, rollovers, congestions along the way, terrorist attacks and any damage in the communities where transit therefore necessary to choose the design of a pipeline to transport crude.

Designing a necessary pipeline does consider legal, environmental, geographic, regulatory and theoretical frameworks. Which will design criteria when selecting the various mechanical devices, pumping systems, safety instrumentation and control, in the construction of a flow line to transport crude.

Show on a model, travel and line layout, different geographical changes present in the pipeline, as part of the thesis to be real evidence of what was produced.

INTRODUCCIÓN

Una de las principales fuentes de energía en los países desarrollados es el petróleo, por lo tanto el aumento de la exploración y explotación de este combustible fósil en zonas de la geografía nacional ha ido incrementando en los últimos años.

Teniendo en cuenta que el desarrollo del sector energético en Colombia está en constante evolución y cambio, ha generado a su vez la innovación de los mecanismos de transporte del crudo, evitando así, impactos ambientales, sociales y económicos como lo son los derrames, fugas, explosiones de los carro-tanques, inhalación e indigestión producidos por fugas de gases, asimismo la congestión de las vías principales nacionales por parte de camiones transportadores de hidrocarburos.

Para evitar problemas, se decide utilizar el transporte de petróleo por medio de tuberías desde un pozo a una refinería o planta de procesamiento que con lleve menores cuantías para la empresa, incremento en el descongestionamiento de vías, reducción considerable y notoriamente del impacto ambiental y social, apegándose a las diferentes normativas exigidas por los Ministerios de Minas y Energía y el Ministerio de Ambiente, y a la vez las recomendaciones de las naciones unidas para el transporte de sustancias peligrosas.

1. FORMULACIÓN DEL PROBLEMA

1.1 IDENTIFICACIÓN DEL PROBLEMA

En los últimos años el petróleo se ha catalogado como uno de los temas de más intereses, ocasionado por el aumento de la producción petrolera dado al descubrimiento de pozos y la extracción de petróleo en campos relevantes por cuenta de empresas nacionales y extranjeras.

Este fenómeno circunstancial ha concedido el ingreso de nuevos sectores en el desarrollo de proyectos de exploración y explotación de crudo en el territorio nacional.

Uno de ellos es el sector de transportadores, que se catalogan en un componente primordial para la transferencia de petróleo desde las zonas de operación a los puertos para su exportación y sus derivados al interior del país.

El transporte de hidrocarburos por carretera en el país es elevado, son muchos los barriles que diariamente se desplazan por las vías del territorio nacional, y frecuentemente se presentan un número importante de accidentes con este producto.

Adicionalmente el manejo en forma inadecuada, pueden ocasionar efectos peligrosos sobre el medio ambiente, la comunidad en particular, los costos adicionales y el buen nombre de las empresas implicadas y ejecutar un proceso de limpieza para un derramamiento de petróleo es muy dispendioso, extendiendo los costos desde los entes gubernamentales hasta la propia empresa encargada de transportar el combustible.

Actualmente se traslada desde los pozos Taro Taro (bloque Llanos 34), 8C y 1C (bloque La Cuerva, Colombia) un total de 125.000 [Barriles] de crudo con grado api 18, operada por la firma petrogasífera GeoPark (AIM: GPK), que diariamente envía aproximadamente 500 tracto mulas.

1.2 JUSTIFICACIÓN DE LA SOLUCIÓN

Por medio de la elaboración de este trabajo se pretende exponer un diseño de un oleoducto que reemplace el transporte de crudo por medio de carro tanques, desde Villanueva- Casanare hasta Vasconia – Boyacá considerando estos dos puntos de gran importancia para el suministro del combustible hacia el interior del país.

De acuerdo a las normas ASME B 31.4 (American National Standard Institute.) - Tuberías de Transporte de Hidrocarburos Líquidos y Otros Líquidos y API 1104 (American Petroleum Institute) – Soldaduras de Tuberías e Instalaciones relacionadas. Nos permitirán usar las normativas actuales para diseñar el oleoducto. Las instalaciones de transporte para los hidrocarburos que tiene el país ha sido planteada para cubrir la conducción de los crudos comenzando en su punto de producción hasta las refinerías o puertos de exportación y el manejo de los derivados desde las refinerías y de los puertos de importación hasta las plantas de almacenamiento y distribución situadas estratégicamente en las zonas de mayor consumo. Siendo el transporte por un oleoducto la manera más rápida para trasladar grandes cantidades de crudo ya que posee un costo menor por unidad, una mayor capacidad y un menor impacto ambiental en la zona afectada.

1.3 OBJETIVOS DEL TRABAJO DE GRADO

1.3.1 Objetivo General

➤ Favorecer a la misión de la Universidad Industrial de Santander en el propósito de formar integralmente a ingenieros en campos de investigación, tecnología, ética y ecología. Aportando el diseño de un oleoducto para el transporte de crudo.

1.3.2 Objetivos Específicos

➤ Desarrollar los parámetros de la ingeniería básica y de detalle para el diseño de la infraestructura asociada con la construcción de un oleoducto.

➤ Identificar y especificar la instalación de los equipos mecánicos involucrados en la construcción de la línea de transporte del crudo.

➤ Representar por medio de una maqueta el trayecto del oleoducto y los diferentes comportamientos geográficos que se pueden presentar durante dicho recorrido.

2. MARCO REFERENCIAL

2.1 MARCO LEGAL

¹Debido a los nuevos hallazgos de pozos petrolíferos y el rápido crecimiento de la producción de crudo, la infraestructura para su transporte (en particular oleoductos) es marcadamente insuficiente para atender el exceso de demanda de parte de las empresas que explotan el crudo. Esto supone que el acceso no discriminatorio y en condiciones competitivas a los oleoductos sea un componente central del crecimiento a futuro de esta industria.

En 2010 con la Resolución Número 18 1258 De Julio 14 De 2010, el gobierno procedió a reglamentar la actividad del transporte de crudo por oleoductos con el fin de establecer reglas que permitan el acceso en condiciones de competencia a los remitentes del crudo, tema que se abordará más adelante en este estudio.

A raíz de las modificaciones introducidas a la legislación, con miras a promover nuevas inversiones en el sector, se ha buscado producir una creciente inversión de capitales, que tenga como efecto multiplicar el número de participantes en el segmento de exploración y explotación y generar la aparición de transportadores puros de crudo, entendidos estos como empresas dedicadas exclusivamente a la prestación de este servicio.

Hoy día Ecopetrol sigue siendo la empresa más importante en el sector; sin embargo las reformas legales han modificado su estructura orgánica con la separación de funciones. Tal separación dio origen a la Agencia Nacional de

¹ COLOMBIA. Superintendencia de Industria y Comercio. La Promoción de la Competencia en el Acceso a Oleoductos. Resumen Ejecutivo. Oct. 2012. P-6.

Hidrocarburos (ANH) y a la Sociedad Promotora de Energía de Colombia, quedando Ecopetrol dedicado solamente a las actividades industriales y comerciales.

Desde la creación de la ANH, Ecopetrol ha tenido que competir con las empresas privadas en la asignación de las áreas de exploración y explotación.

El Decreto Ley 1760 de 2003 incentivó la inversión extranjera disminuyendo el Estado el porcentaje de las regalías así como disminuyendo también la participación de Ecopetrol en los contratos de asociación, pasando del 50% a menos del 30% entre otros.

Las reformas que se han realizado en este sector han fomentado la competencia entre Ecopetrol y las empresas privadas.

El control propietario y dominante de Ecopetrol (empresa que participa además en exploración y explotación petrolera) sobre esta infraestructura de oleoductos, exige un análisis cuidadoso que evalúe su participación y de sus competidores en el mercado de transporte de crudo en oleoductos; ya que podrían surgir casos de prácticas comerciales restrictivas que perjudiquen a los partícipes en la industria de hidrocarburos “aguas arriba y aguas abajo”.

- **El impacto de los cambios en el marco regulatorio.**

El nuevo marco regulatorio requerido para atender la nueva realidad económica, supuso realizar acuerdos entre el Gobierno y la Industria, creándose por medio del Decreto Ley 1760 de 2003 la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH). Igualmente, suponía una redefinición progresiva de las funciones de Ecopetrol en la industria, de un rol predominante y cuasi-rector, a un rol comercial propio de una empresa privada, sujeta a las mismas condiciones que operadores privados.

El marco regulatorio que rige a los servicios de transporte de crudo se encuentra incorporado en el Código de Petróleos de 1953, reformado en 1963.² Este código declara de utilidad la industria del petróleo y confiere a su transporte rango de servicio público. Además, establece los requisitos, procedimientos y obligaciones que se deben cumplir respecto al transporte de crudos por oleoductos³, dictando entre otras una libertad de acceso y construcción de oleoductos.

Igualmente indica cuales son de uso privado, y el derecho de preferencia del Estado por los oleoductos privados, previo pago de regalías, así como los de uso público que son considerados como un servicio público de transporte y donde se reconoce un derecho de preferencia para el uso del servicio por parte del Estado.

Los cambios normativos sobre el transporte de crudo por oleoductos y sobre la fijación de tarifas respectivamente⁴, establecen nuevos mecanismos que disciplinan la conducta de los agentes que conforman este mercado. Ellos son:

- Acceso sin discriminación al servicio público de transporte, a las conexiones y ampliaciones de los oleoductos.
- Obligación de celebrar acuerdos de transporte entre transportadores y remitentes especificando claramente las obligaciones de cada uno y los mecanismos de solución de controversias.

² Según la norma jurídica, los oleoductos privados que presenten capacidad ociosa deben prestar el servicio a terceros que requieran su uso y den aviso al Ministerio de Minas. El Decreto Ley 1056 de 1953 por el cual se expide el Código de Petróleos en su artículo 46 (hoy modificado por las resoluciones expedidas en 2010), señalaba que el Gobierno junto con los contratista que exploraban y explotan los oleoductos y los explotadores de crudo de propiedad privada según sea el caso fijarían las tarifas para el transporte teniendo en cuenta las siguientes variables: La amortización del capital invertido en la construcción, los gastos en que se incurre para el sostenimiento explotación y administración del oleoducto, y un margen de ganancia que se le deje al empresario sobre las utilidades. Si las partes interesadas en fijar la tarifa no acordaban su valor se estipula en el artículo 11 del Código la fijación dependería del dictamen de un grupo de Peritos.

³ Capítulo VIII, artículos 45 a 57 y 189 a 209.

⁴ Resoluciones del Ministerio de Minas y Energía (MME) N° 18-1258 de 2010 y 12-4386 de 2010, respectivamente.

Así, la normativa colombiana no establece disposiciones particulares al sector en materia de competencia, para la prestación del servicio del transporte de crudo orientado a evitar prácticas comerciales restrictivas o de competencia desleal, no obstante la importancia que constitucionalmente se le atribuye al control sobre el sector de hidrocarburos, por parte del Estado.

• **Fijación de la tarifa de acceso a la red.**

Un cambio notorio en la dinámica del mercado, lo imprime la determinación del precio del servicio, que en este caso se refiere a la tarifa. Antes de la expedición de la Resolución No. 12-4386 de 2010, la tarifa se fijaba entre el Gobierno y los agentes del mercado, estableciéndose valores estándar para cada oleoducto nacional teniendo en cuenta Tarifa de Transporte US\$/Barril y Tarifa /Unidad US/Barril-KMT.

A partir de la entrada en vigencia de la Resolución No. 12-4386 el mecanismo es mucho más transparente y menos discrecional. Bajo el nuevo mecanismo, el transportador fija una tarifa base para el transporte por trayecto y abre convocatoria a través del BTO (Boletín de Transporte por Oleoducto) para que los interesados se inscriban e indiquen los volúmenes que desean transportar durante los próximos 4 años. Sin embargo, los propietarios del oleoducto no podrán acordar tarifas con el transportador, salvo en oleoductos de uso público en los que los propietarios de la sociedad dueña del oleoducto que no son productores, ni refinadores, ni comercializadores de crudo, posean más del 50% del capital de ésta.⁵

El cambio normativo representado por la Resolución No.12-4386 de 2010 ha introducido las fuerzas de mercado al dar libertad a los agentes para fijar un precio de acceso a la red de oleoductos en lugar de la imposición de un precio oficial, como era el caso anteriormente. Pero la libertad de fijación de precios como regla base

⁵ Resolución No. 12-4386 de 2010.

no es la única disposición de la resolución dirigida a fortalecer las fuerzas de mercado.

Por su parte, la Resolución N° 18-1258 en su artículo 1, señala que el objeto de esta norma, es asegurar que se respeten los principios de libre acceso de terceros en el mercado de transporte de crudo sin ningún tipo de discriminación, a través de regulación que conlleve a obtener precios justos y razonables conforme a las tarifas que expida el Ministerio de Transporte.⁶

Podemos concluir que las resoluciones del Ministerio de Minas y Energía N° 18-1258 de 2010 y 12-4386 de 2010 permiten una mayor dinámica competitiva creciente en el sector. En ausencia de fijación oficial, y habiendo dejado a las fuerzas del mercado la determinación del precio de acceso a los oleoductos, se plantea la necesidad de un control más puntual sobre el comportamiento competitivo de operadores que cuenten con posición de dominio sobre el control de acceso a dichos bienes.

⁶ Los artículos 4 y 5 de la misma determinan las obligaciones del remitente y del transportador respectivamente y que ambos deben: “abstenerse de realizar prácticas comerciales restrictivas o aquellas consideradas como competencia desleal, según lo previsto en las leyes 155 de 1959, 256 de 1996, el Decreto 2153 de 1992, la Ley 1340 de 2009 y demás normas concordantes, o las normas que los modifiquen o sustituyan.”

2.2 MARCO AMBIENTAL

⁷Los estudios ambientales se refieren al Diagnóstico Ambiental de Alternativas y el Estudio de Impacto Ambiental que deberán ser presentados ante la autoridad ambiental competente.

Los estudios ambientales son objeto de emisión de conceptos técnicos, por parte de las autoridades ambientales competentes, estos se elaborarán con base en los términos de referencia que sean expedidos por el Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible. La autoridad ambiental competente podrá adaptarlos a las particularidades del proyecto.

Los términos de referencia son los lineamientos generales que la autoridad ambiental señala para la elaboración y ejecución de los estudios ambientales que deben ser presentados ante la autoridad ambiental competente.

El solicitante de la licencia ambiental deberá utilizar los términos de referencia, de acuerdo con las condiciones específicas del proyecto, obra o actividad que pretende desarrollar.

La dimensión ambiental se hizo visible dentro del marco estratégico empresarial, subrayando que se trata de una responsabilidad corporativa para también hacer explícitos su reconocimiento al valor de los ecosistemas de Colombia y su responsabilidad para con la riqueza de nuestros recursos naturales. Así mismo dentro del marco estratégico la gestión ambiental se ve reflejada en la excelencia operacional que debe tener cada una de las operaciones y proyectos.

⁷ AUTORIDAD NACIONAL DE LICENCIAS AMBIENTALES Disponible en internet <<http://www.anla.gov.co/contenido/contenido.aspx?catID=1373&conID=11065>>

La Estrategia Ambiental busca desarrollar una operación en armonía y equilibrio con los grupos de interés y con el medio ambiente, reduciendo progresivamente nuestros impactos y contribuyendo al desarrollo sostenible de las regiones, teniendo en cuenta los siguientes aspectos:

- Diagnóstico Ambiental de Alternativas
- Estudio de Impacto Ambiental
- Licencia Ambiental Subdirección de Evaluación y Seguimiento.
- Dictamen Técnico Ambiental
- Control y Seguimiento
- Condiciones Sociales

2.2.1 Diagnóstico Ambiental de Alternativas

El Diagnóstico Ambiental de Alternativas tiene como objeto suministrar la información para evaluar y comparar las diferentes opciones que presente el peticionario, bajo las cuales sea posible desarrollar un proyecto, obra o actividad. Las diferentes opciones deberán tener en cuenta el entorno geográfico y sus características ambientales y sociales, análisis comparativo de los efectos y riesgos inherentes a la obra o actividad, y de las posibles soluciones y medidas de control y mitigación para cada una de las alternativas.

Contenido básico del Diagnóstico Ambiental de Alternativas: El Diagnóstico Ambiental de Alternativas deberá contener:

1. Objetivo y alcance del proyecto, obra o actividad.
2. La descripción del proyecto, obra o actividad.

3. La descripción general de las alternativas de localización del proyecto, obra o actividad caracterizando ambientalmente el área de interés e identificando las áreas de manejo especial, así como también las características del entorno social y económico para cada alternativa presentada.

4. La información sobre la compatibilidad del proyecto con los usos del suelo establecidos en el POT.

Lo anterior, sin perjuicio de lo dispuesto en el Decreto 2201 de 2003, o la norma que lo modifique o sustituya.

5. La identificación y análisis comparativo de los potenciales riesgos y efectos sobre el medio ambiente y los recursos naturales renovables para las diferentes alternativas estudiadas.

6. Identificación de las comunidades y de los mecanismos utilizados para informarles sobre el proyecto, obra o actividad.

7. Selección y justificación de la mejor alternativa.

8. Un análisis costo-beneficio ambiental de las alternativas

2.2.2 Estudio de Impacto Ambiental

El estudio de impacto ambiental es el instrumento básico para la toma de decisiones sobre los proyectos, obras o actividades que requieren licencia ambiental y se exigirá en todos los casos en que se requiera licencia ambiental de acuerdo con la ley y este reglamento. Este estudio deberá corresponder en su contenido y

profundidad a las características y entorno del proyecto, obra o actividad, e incluir lo siguiente:

- 1.** Objeto y alcance del estudio.
- 2.** Un resumen ejecutivo de su contenido.
- 3.** La delimitación del área de influencia directa e indirecta del proyecto, obra o actividad.
- 4.** La descripción del proyecto, obra o actividad, la cual incluirá: localización, etapas, dimensiones, costos estimados, cronograma de ejecución, procesos, identificación y estimación básica de los insumos, productos, residuos, emisiones, vertimientos y riesgos inherentes a la tecnología a utilizar, sus fuentes y sistemas de control.
- 5.** La información sobre la compatibilidad del proyecto con los usos del suelo establecidos en el POT (Plan de Ordenamiento Territorial).

Lo anterior, sin perjuicio de lo dispuesto en el Decreto 2201 de 2003.

- 6.** La información sobre los recursos naturales renovables que se pretenden usar, aprovechar o afectar para el desarrollo del proyecto, obra o actividad.
- 7.** Identificación de las comunidades y de los mecanismos utilizados para informarles sobre el proyecto, obra o actividad.
- 8.** La descripción, caracterización y análisis del medio biótico, abiótico, socioeconómico en el cual se pretende desarrollar el proyecto, obra o actividad.

9. La identificación y evaluación de los impactos ambientales que puedan ocasionar el proyecto, obra o actividad, indicando cuáles pueden prevenirse, mitigarse, corregirse o compensarse.

10. La propuesta de Plan de Manejo Ambiental del proyecto, obra o actividad que deberá contener lo siguiente:

a) Las medidas de prevención, mitigación, corrección y compensación de los impactos ambientales negativos que pueda ocasionar el proyecto, obra o actividad en el medio ambiente y/o a las comunidades durante las fases de construcción, operación, mantenimiento, desmantelamiento, abandono y/o terminación del proyecto obra o actividad;

b) El programa de monitoreo del proyecto, obra o actividad con el fin de verificar el cumplimiento de los compromisos y obligaciones ambientales durante la implementación del Plan de Manejo Ambiental, y verificar el cumplimiento de los estándares de calidad ambiental establecidos en las normas vigentes. Asimismo, evaluar mediante indicadores el desempeño ambiental previsto del proyecto, obra o actividad, la eficiencia y eficacia de las medidas de manejo ambiental adoptadas y la pertinencia de las medidas correctivas necesarias y aplicables a cada caso en particular;

c) El plan de contingencia el cual contendrá las medidas de prevención y atención de las emergencias que se puedan ocasionar durante la vida del proyecto, obra o actividad;

d) Los costos proyectados del Plan de Manejo en relación con el costo total del proyecto obra o actividad y cronograma de ejecución del Plan de Manejo.

2.2.3 Licencia Ambiental Subdirección de Evaluación y Seguimiento.

Es un proceso utilizado para la planeación y administración de proyectos que asegura que las actividades humanas y económicas se ajusten a las restricciones ecológicas y de recursos y de esta forma se constituye en un mecanismo clave para promover el desarrollo sostenible.

De acuerdo al Art. 3 del Decreto 2820, la Licencia Ambiental, es la autorización que otorga la autoridad ambiental competente para la ejecución de un proyecto, obra o actividad, que de acuerdo con la ley y los reglamentos pueda producir deterioro grave a los recursos naturales renovables o al medio ambiente o introducir modificaciones considerables o notorias al paisaje; la cual sujeta al beneficiario de ésta, al cumplimiento de los requisitos, términos, condiciones y obligaciones que la misma establezca en relación con la prevención, mitigación, corrección, compensación y manejo de los efectos ambientales del proyecto, obra o actividad autorizada.

La Licencia Ambiental llevará implícitos todos los permisos, autorizaciones y/o concesiones para el uso, aprovechamiento y/o afectación de los recursos naturales renovables, que sean necesarios por el tiempo de vida útil del proyecto, obra o actividad.

El uso aprovechamiento y/o afectación de los recursos naturales renovables, deberán ser claramente identificados en el respectivo Estudio de Impacto Ambiental.

La Licencia Ambiental deberá obtenerse previamente a la iniciación del proyecto, obra o actividad. Ningún proyecto, obra o actividad requerirá más de una Licencia Ambiental.

La licencia ambiental se otorgará por la vida útil del proyecto, obra o actividad y cobijará las fases de construcción, montaje, operación, mantenimiento, desmantelamiento, restauración final, abandono y/o terminación.

2.2.4 Dictamen Técnico Ambiental

El Dictamen Técnico Ambiental -DTA es el concepto técnico y legal realizado por especialistas del Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible, a partir de la evaluación integral de los estudios presentados, para obtener el Registro Nacional de plaguicidas químicos de uso agrícola ante el Instituto Colombiano Agropecuario - ICA.

Procedimiento para la obtención del dictamen Técnico Ambiental

- 1.** Se debe acudir como primera instancia ante el Instituto Colombiano Agropecuario -(ICA), en donde radicaremos la solicitud de DTA dentro del Trámite para obtener Registro Nacional para importar el producto agroquímico.
- 2.** Una vez el ICA encuentre la solicitud completa, remitirá y radicará ante este Ministerio la solicitud de Dictamen Técnico Ambiental, la cual se presentará con todos sus anexos y acompañada de la solicitud que como interesados le remitamos al Ministerio.
- 3.** La autoridad elabora acto de iniciación de trámite e inicia la evaluación.
- 4.** Se solicita información adicional si se considera necesario.
- 5.** El Ministerio nos otorga o nos niega el Dictamen Técnico Ambiental.

2.2.5 Control y Seguimiento

Los proyectos, obras o actividades sujetos a licencia ambiental o Plan de Manejo Ambiental, durante su construcción, operación, desmantelamiento o abandono, son objeto de control y seguimiento por parte de las autoridades ambientales, con el propósito de:

1. Verificar la implementación del Plan de Manejo Ambiental, seguimiento y monitoreo, y de contingencia, así como la eficiencia y eficacia de las medidas de manejo implementadas.
2. Constatar y exigir el cumplimiento de todos los términos, obligaciones y condiciones que se deriven de la licencia ambiental o Plan de Manejo Ambiental.
3. Corroborar cómo es el comportamiento real del medio ambiente y de los recursos naturales frente al desarrollo del proyecto.
4. Evaluar el desempeño ambiental considerando las medidas de manejo establecidas para controlar los impactos ambientales.

2.2.6 Condiciones Sociales

Este aspecto no siempre es dimensionado en todas sus proporciones por parte de las compañías que desarrollan proyectos de infraestructura y tiende a ser menospreciado por considerar que las exigencias de las comunidades son caprichosas.

En la situación actual de Colombia, las comunidades cada día tienen más recursos legales para impedir el desarrollo de los proyectos por vía impositiva y este aspecto resulta bastante neurálgico y requiere especial atención. Lograr que todos los interesados tengan intereses congruentes, requiere de mucha claridad por parte del

proyecto, se necesita mucho tacto a la hora de comprometerse con la comunidad, ya que un compromiso insatisfecho generará un conflicto que muy posiblemente rebasará cualquier presupuesto estimado.

Uno de los errores más comunes durante el desarrollo de un proyecto, que prácticamente no ha sido considerado es que no se prevé la construcción de campamentos independientes de los núcleos urbanos para el personal del proyecto, y en una falsa sensación de economía, los proyectos permiten que su personal entre en contacto con las personas de la comunidad de manera permanente, lo cual es fuente de todo tipo de conflictos, por razones de idiosincrasia, diferencias económicas, raciales, intereses, valores, costumbres y en general todos los aspectos de la dimensión personal, inherentes a los seres humanos.

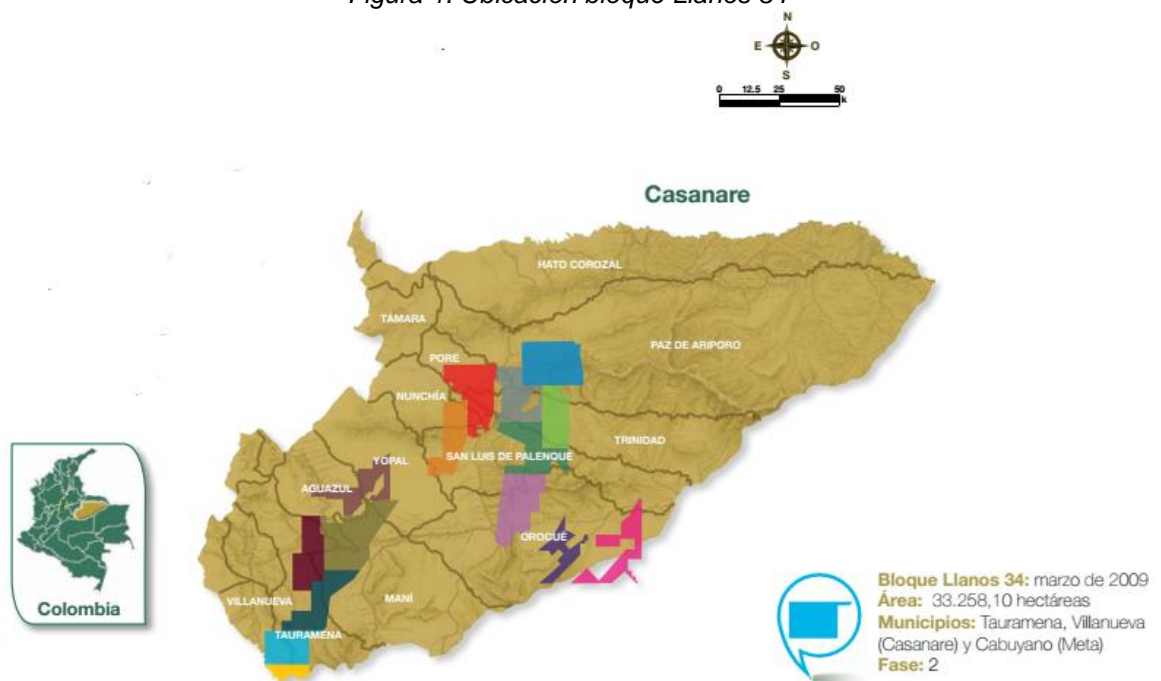
En Colombia existen casos dramáticos que servirían de ejemplo, en los cuales la población nativa ha sido incluso desplazada, ha perdido su identidad y muchos de sus valores y se les ha causado un daño irreparable e irreversible, con la gravedad de que los núcleos humanos actualmente asentados en estos sitios, dependen totalmente de la actividad del proyecto y son fuente permanente de todo tipo de conflictos, que ocasionan traumas a la operación y que significan costos considerables imprevistos y sobrecostos para la operación de rutina.

2.3 MARCO GEOGRÁFICO

2.3.1 Ubicación Geográfica y Descripción del Área de Estudio

La zona ubicada en la parte suroeste del departamento de Casanare, en jurisdicción de los municipios de Tauramena y Villanueva, posee riqueza petrolífera de la cual recibe petróleo crudo de 4 principales pozos; Max, Tua, Tigana y Tarotaro, todos en el bloque Llanos 34 en la cuenca llanos orientales de Colombia.

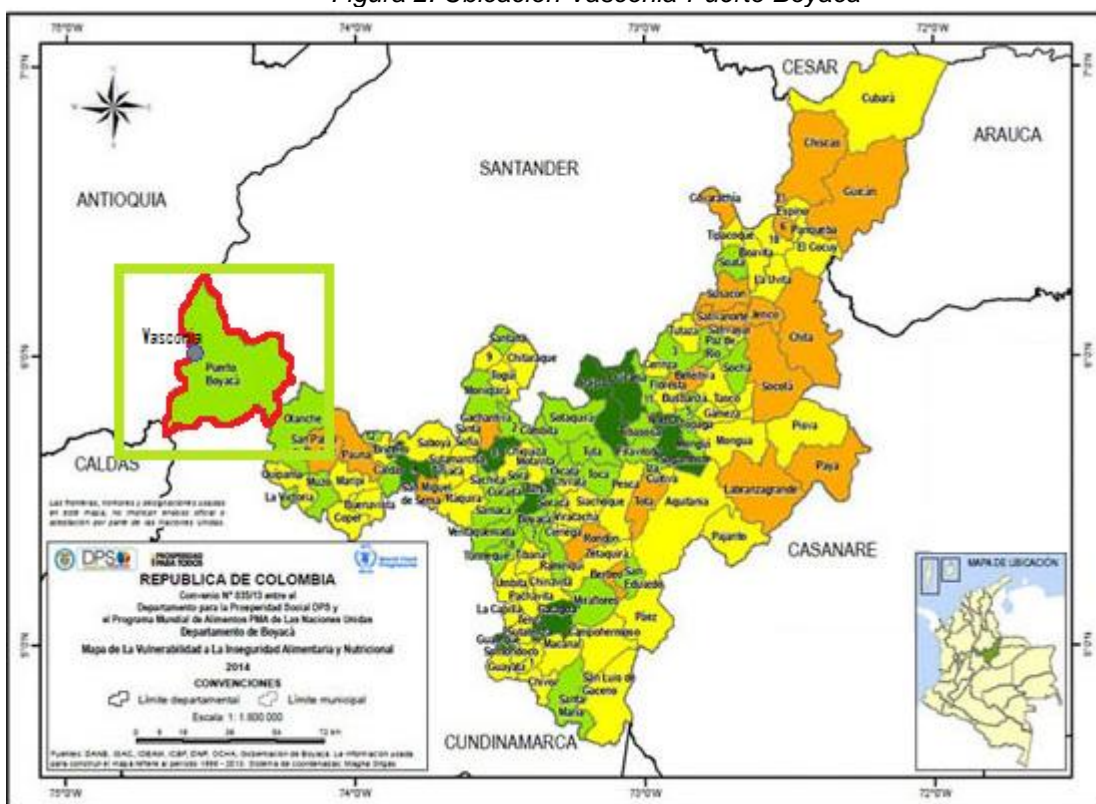
Figura 1. Ubicación bloque Llanos 34



Dadas las expectativas creadas alrededor de existencias de reservas de hidrocarburos líquidos, y ante la necesidad de evitar el abastecimiento por vía terrestre de petróleo crudo hacia la estación Vasconia, localizada en Puerto Boyacá, y tratar de crear una infraestructura, se presenta una alternativa de la ruta a seguir por oleoducto.

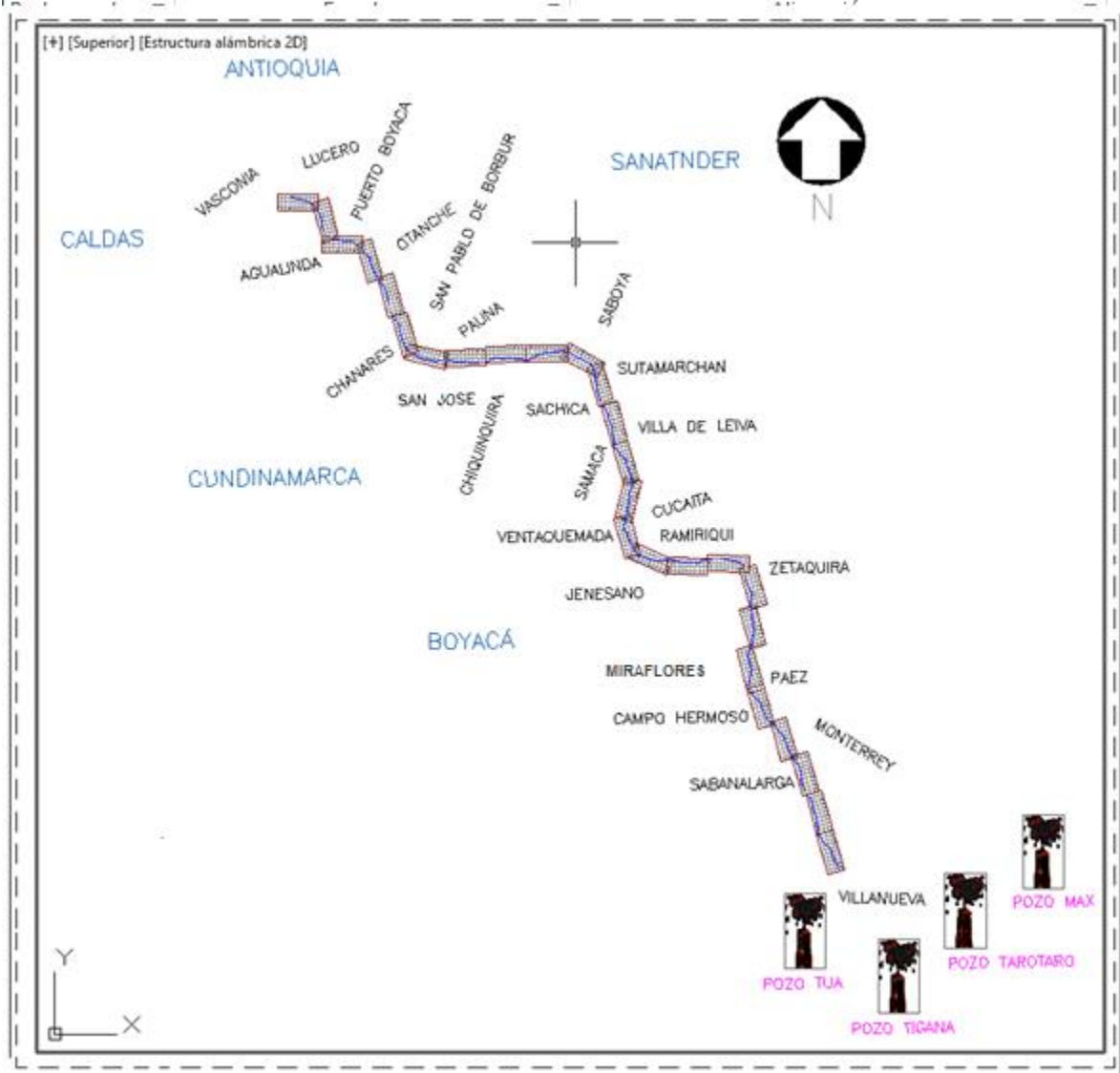
La Estación Vasconia, se encuentra localizada en la vereda Calderón del Municipio de Puerto Boyacá sobre la vía troncal del Magdalena Medio, a 17 Km de la cabecera municipal; al occidente del departamento de Boyacá sobre la margen derecha, abarcando una extensión de 41 hectáreas. Se encuentra delimitada por la carretera Troncal de la Paz y el sector de desembocadura del caño Palagua al río Magdalena, el centro poblado más cercano es la cabecera municipal de Puerto Boyacá.

Figura 2. Ubicación Vasconia-Puerto Boyacá



FUENTE: <http://www.vamcolombia.com.co/boyac%C3%A1>. Modificado por el autor

Figura 3. Ruta Sugerida



Adicionalmente, al no existir una gran cantidad de poblaciones densamente pobladas, se presenta la posibilidad de escoger zonas alternativas para bordear a municipios como Villanueva, Monterrey en el departamento de Casanare, Zetaquirá, Ventaquemada, Villa de Leiva, Sutamarchan, Chiquinquirá, Chanares, Puerto Boyacá, Vasconia en el departamento de Boyacá.

2.3.2 Descripción Breve de la Ruta.

Se tiene en cuenta la altimetría de la ruta, y los diferentes cambios de altitud durante el recorrido de la cordillera. La determinación de las distancias, alturas y posiciones fueron realizadas durante una salida de campo y contrastadas con datos de mapas.

Figura 4. Perfil Altimétrico K0 al K140.

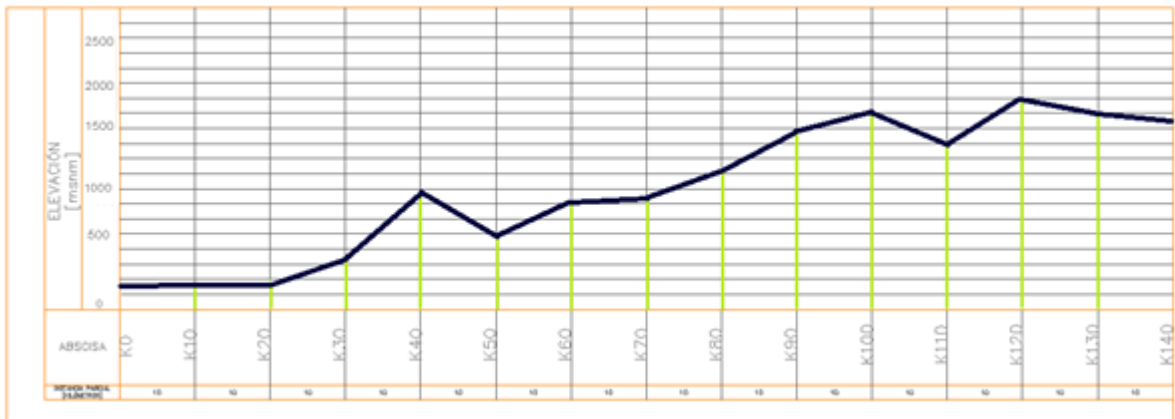
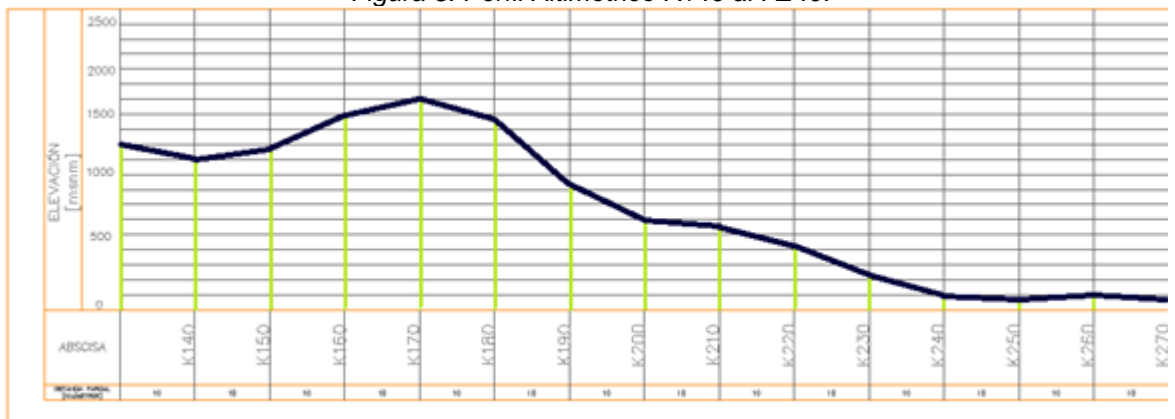


Figura 5. Perfil Altimétrico K140 al K240.



Se fijaron 27 puntos de referencia, que en su mayoría se referencian de carreteras y caminos vecinales, un trabajo más al detalle involucraría espaciamientos entre estaciones de menor distancia, sin embargo los valores presentados permiten

observar la variación topográfica de la zona. Los valores fueron graficados en alturas contra distancias, sirven para construir el perfil topográfico.

El punto de partida es Villanueva, según el lugar ubicado aproximadamente a 4 grados 36 minutos 58 segundos latitud Norte ($4^{\circ}36'58''$ N) y 72 grados 55 minutos 9.6 segundos longitud Oeste ($72^{\circ}55'9.6''$ O), mientras que el punto de llegada es ubicado en el municipio de Vasconia, denominado 38, con coordenadas 6 grados 2 minutos 59.36 segundos latitud Norte ($6^{\circ}02'59.36''$ N) y 74 grados 33 minutos 17.10 segundos longitud Oeste ($74^{\circ}33'17.10''$ O).

Acontinuacoin se presenta una tabla, donde se puede observar un matriz con distancias entre poblaciones y alturas de cada una sobre el nivel del mar.

Tabla 1. Identificación de Poblaciones, Puntos de Referencia y Distancias

Estaciones		Distancias		Temperaturas		Alturas
		Entre dos puntos	Acumuladas Referenciales	Temperatura Máxima Promedio	Temperatura Mínima Promedio	
		[Km]	[Km]	[°C]	[°C]	
1	Villanueva	0	0	35	21	247
2	Monterrey	18,44		32	19	475
3	Sabanalarga	10,99		32	19	614
4	Campo Hermoso	18,92	48,35	25	14	1224
5	Paez	3,43		27	15	804
6	Miraflores	12,8		25	14	1656
7	Zetaquira	7,52		20	10	1454
8	Buena Vista	9,19	150	18	9	1636
9	Pauna	6,69		28	17	1337
10	San Jose	1,9		23	14	1211
11	San Pablo de Borbur	1,92		29	20	1284
12	Pizarra	8,15		27	19	754
13	Otanche	3,87	191,53	27	18	1168
14	La Pradera	4,11		29	21	982

Continuación
Tabla1

15	Brisas del Guaguaqui	8,75		32	22	403
16	Puracé	5,54		33	22	736
17	La Tribuna	1,55	211,48	33	22	320
18	La Mueluda	1,96		33	22	220
19	La Uva	2,75		33	22	210
20	El Placer	1,93		29	19	225
21	El Rubi	2,7	220,82	34	23	211
22	La Suiza	2,9		28	22	200
23	Puerto Boyacá	3,37		34	23	198
24	El Lucero	2,25	229,34	29	20	152
25	Agualinda	2,89		34	23	145
26	La Cabaña	3,79		34	23	147
27	Vasconia	4,07	240,09	35	24	136

2.4 MARCO NORMATIVO

2.4.1 Normas Aplicables en el Diseño de Tuberías

Las normas más utilizadas en el análisis de sistemas de tuberías son las normas conjuntas del “American National Standard Institute” (Instituto Nacional Americano de Estándares) y la “American Society of Mechanical Engineers” (Sociedad Americana de Ingenieros Mecánicos) (ANSI/ASME B31), cuyo propósito es presentar los requerimientos de ingeniería considerados como necesarios para un diseño y una construcción segura.

La filosofía del código está centrada en el concepto de “diseño por reglas”, es decir, que si se siguen las reglas, entonces se tendrá un sistema de tuberías que operará con seguridad. Pero, sin embargo, el código no pretende ser un manual de diseño, ni sustituir a la educación, a la experiencia o al buen juicio, además de que pretende establecer criterios de diseño en exceso conservadores.

Cada una de estas normas recoge la experiencia de numerosas empresas especializadas, investigadores, ingenieros de proyectos e ingenieros de campo, en áreas de aplicación específicas, a saber:

- ASME B31.1 “Power Piping”.
- ASME B31.3 “Chemical Plants and Petroleum Refinery Piping”.
- ASME B31.4 “Liquid Transportation Systems for Hydrocarbons, Petroleum Gas, Anhydrous Ammonia and Alcohols”.
- ASME B31.5 “Refrigeration Piping”.
- ASME B31.9 “Building Services Piping”.
- ASME B31.11 “Slurry Transportation Piping Systems”.

En lo relativo al diseño, todas estas normas son muy parecidas, existiendo algunas discrepancias en relación a las condiciones de diseño, al cálculo de los esfuerzos y a los factores de seguridad que se establecen para definir la tabla de esfuerzos básicos admisibles. Se implementará fundamentalmente el código ASME B31.3, que es uno de los más amplios en su campo de aplicación, y que además posee normativas más rigurosas en cuanto a seguridad debido a que se refiere a sistemas de tuberías ubicados en plantas de procesos.

También se harán menciones de los códigos ASME B31.4 para el estudio de oleoductos, en los casos donde se presenten consideraciones específicas de dichos sistemas y que no pueden tomarse únicamente las restricciones del código ASME B31.3.

2.4.2 Sistemas De Tuberías

El diseño de un sistema de tuberías consiste en el diseño de sus tuberías, bridas, pernos, empaques, válvulas y diversos accesorios; adicionalmente incluye el diseño o selección de los elementos de soporte, consideraciones sobre el arreglo de las tuberías, verificación de estabilidad y posibles conexiones de ramales.

Con el fin de identificar las características de los sistemas de tuberías, es necesario conocer la clasificación de tuberías en la industria petrolera, como se presenta a continuación:

2.4.2.1 Tuberías de transporte.

Tubería que conduce hidrocarburos en una fase o multifase, entre estaciones y/o plantas para su proceso, bombeo, compresión, almacenamiento y distribución. Los diámetros de tubería más usados son: 10 a 48 *pulgadas*, con presiones que van desde los 70 a 1200 *psi*, pero también podrían tenerse presiones altas de hasta 2500 *psi*.

En las tuberías que transportan hidrocarburos (oleoducto) desde los cabezales de recolección hasta una plataforma de procesamiento o planta de proceso en tierra, éstas tuberías tienen diámetros grandes y son de gran longitud, generalmente son de acero al carbón recubiertas de cemento (lastre de concreto) para protegerlas de las fuerzas hidrodinámicas y la fuerza de flotación a las que están expuestas.

2.4.2.2 Tuberías de descarga

Tubería que transporta fluidos desde el cabezal del pozo hasta el cabezal de recolección de la batería de separadores o la planta de tratamiento.

2.4.2.3 Tuberías usadas para Oleoductos

En general son muchos los tipos y grados de tuberías que se pueden usar para efectos de oleoductos, son tubos de diferentes longitudes y obtenidos de plantas metalúrgicas usando acero y mezclas de diferentes materiales

Para su manufactura el American Petroleum Institute API, tiene normas establecidas en cuanto a la calidad de las mismas tales normas son; API 5L, API 5LX, API 5LS, API 5L PSL1 y API 5L PSL2.

Existen además varias clases de tuberías que cumplen con las normas antes anotadas, tuberías sin costura (seamless), tuberías soldadas en espiral, tuberías doblemente soldadas en espiral, y otras.

De otro lado, las tuberías antes anotadas se especifican de acuerdo a su grado de resistencia, entre estos grados son comunes los grados; A, B, X42, X46, X52, X60, X65.

2.4.3 Cargas en Tuberías⁸

Un sistema de tuberías constituye una estructura especial irregular y ciertos esfuerzos pueden ser introducidos inicialmente durante la fase de construcción y montaje. También ocurren esfuerzos debido a circunstancias operacionales. A continuación se resumen las posibles cargas típicas que deben considerarse en el diseño de tuberías:

2.4.3.1 Cargas por la presión y temperatura de diseño

Es la carga debido a la presión en la condición más severa, interna o externa a la temperatura coincidente con esa condición durante la operación normal.

2.4.3.2 Cargas por peso

Se refiere a los esfuerzos generados debido al peso muerto de la tubería, accesorios, aislamiento, etc. Además incluye las cargas vivas impuestas por el flujo de prueba o de proceso, y toma en cuenta los efectos locales debido a las reacciones en los soportes.

2.4.3.3 Cargas dinámicas

- Cargas por efecto del viento, ejercidas sobre el sistema de tuberías expuesto al viento.
- Cargas sísmicas que deberán ser consideradas para aquellos sistemas ubicados en áreas con probabilidad de movimientos sísmicos.
- Cargas por impacto u ondas de presión, tales como los efectos del golpe de ariete, caídas bruscas de presión o descarga de fluidos.
- Vibraciones excesivas inducidas por pulsaciones de presión, por variaciones en las características del fluido, por resonancia causada por excitaciones de maquinarias o del viento.

⁸ GUZMÁN ACOSTA, Op. Cit Pg. 28

2.4.3.4 Cargas debido a la expansión y/o contracción térmica

Cargas térmicas y de fricción inducidas por la restricción al movimiento de expansión térmica de la tubería.

- Cargas inducidas por un gradiente térmico severo o diferencia en las características de expansión (diferentes materiales).

2.4.3.5 Cargas por movimientos de los soportes, anclajes y equipos

Expansión térmica de los equipos.

- Asentamiento de las fundaciones de los equipos y/o soportes de las tuberías.

Todos estos estados de carga deben considerarse en el análisis de un sistema de tuberías. Como regla general, el efecto más limitante y de mayor relevancia es el de expansión térmica. Las etapas que usualmente se siguen y los pasos que deben completarse en el diseño mecánico de cualquier sistema de tuberías son los siguientes:

- 1)** Establecimiento de las condiciones de diseño incluyendo presión, temperaturas y otras condiciones, tales como la velocidad del viento, movimientos sísmicos, choques de fluido, gradientes térmicos y número de ciclos de varias cargas.
- 2)** Determinación del diámetro de la tubería, el cual depende fundamentalmente de las condiciones del proceso, es decir, del caudal, la velocidad y la presión del fluido.
- 3)** Selección de los materiales de la tubería con base en corrosión, fragilización y resistencia.
- 4)** Selección de las clases de bridas y válvulas.

5) Cálculo del espesor mínimo de pared (Schedule) para las temperaturas y presiones de diseño, de manera que la tubería sea capaz de soportar los esfuerzos tangenciales producidos por la presión del fluido.

6) Dependiendo de la ubicación física de los diversos equipos que conforman el sistema, el proyectista prepara, utilizando criterios de diseño de naturaleza cualitativa, una versión preliminar del recorrido de las diversas líneas en la forma de un plano isométrico. Lo cual lleva además al establecimiento de una configuración aceptable de soportes para el sistema de tuberías.

7) Análisis de esfuerzos por flexibilidad para verificar que los esfuerzos producidos en la tubería por los distintos tipos de carga estén dentro de los valores admisibles, a objeto de comprobar que las cargas sobre los equipos no sobrepasen los valores límites, satisfaciendo así los criterios del código a emplear.

8) Si el sistema no posee suficiente flexibilidad y/o no es capaz de resistir las cargas sostenidas (efectos de la gravedad) o las cargas ocasionales (sismos y vientos), el ingeniero tiene a su disposición los siguientes recursos:

- Reubicación de soportes.
- Modificación del tipo de soporte en puntos específicos.
- Utilización de soportes flexibles.
- Modificación parcial del recorrido de la línea en zonas específicas.
- Utilización de lazos de expansión.

- Pretensado en frío.
- Utilización de juntas de expansión y barras tensoras.

En términos generales, estos recursos deben probarse en el orden descrito hasta lograr la flexibilidad requerida. Evidentemente, deben descartarse modificaciones en el diámetro o en el espesor de la tubería, o en la ubicación de los equipos conectados en el sistema. En el caso de que el sistema en si mismo posea suficiente flexibilidad, pero la cargas sobre algún equipo estacionario (recipientes a presión, intercambiadores de calor, torre, etc.) sea excesivo, podrá considerarse como alternativa una modificación del refuerzo de la boquilla.

El análisis de flexibilidad tiene por objeto verificar que los esfuerzos en la tubería, los esfuerzos en componentes locales del sistema y las fuerzas y momentos en los puntos terminales, estén dentro de límites aceptables, en todas las fases de operación normal y anormal, durante toda la vida de la planta.

2.4.4 Tanques de Almacenamiento

Existe una amplia variedad de tanques para almacenamiento, los cuales pueden ser construidos por encima de la superficie, en el suelo y por debajo de la superficie. En cuanto a la forma, pueden ser cilíndricos verticales, cilíndricos horizontales, esféricos o con forma rectangular, pero los tanques cilíndricos verticales generalmente son los más usados.

Los tanques cilíndricos horizontales, usualmente son de volúmenes relativamente bajos, debido a que presentan problemas por fallas de corte y flexión. Por lo general, se usan para almacenar volúmenes pequeños.

Los tanques cilíndricos verticales de fondo plano permiten almacenar grandes cantidades volumétricas con un costo bajo. Con la limitante que sólo pueden ser

usados a presión atmosférica o presiones internas relativamente pequeñas. Estos tipos de tanques, se clasifican según el tipo de techo en:

- Techo fijo.
- Techo flotante.
- Tanques sin techo.

Los tanques con techo fijo se emplean para contener productos no volátiles o no inflamables como son: agua, diésel, asfalto, petróleo crudo, etc. Debido a que al disminuir la columna del fluido, se va generando una cámara de aire que facilita la evaporación del fluido, lo que es altamente peligroso. Los techos fijos se clasifican en:

- Techos auto soportados.
- Techos soportados

Los tanques con techo flotante se emplean para almacenar productos volátiles como son: alcohol, gasolinas y combustibles en general. Este tipo de techo fue desarrollado para reducir o anular la cámara de aire, o espacio libre entre el espejo del líquido y el techo, además de proporcionar un medio aislante para la superficie del líquido, reducir la velocidad de transferencia de calor al producto almacenado durante los periodos en que la temperatura ambiental es alta, evitando así la formación de gases, y consecuentemente, la contaminación del ambiente y, al mismo tiempo se reducen los riesgos al almacenar productos inflamables. En la actualidad los sistemas de flotación de los techos flotantes están patentados y solamente los titulares de esas patentes pueden divulgar información al respecto.

Los tanques sin techo se usan para almacenar productos en los cuales no es importante que éste se contamine o que se evapore a la atmósfera como el caso

del agua cruda, residual, contra incendios, etc. El diseño de este tipo de tanques requiere de un cálculo especial del anillo de coronamiento.

El tipo de tanque de almacenamiento usado para algún producto en específico se establece principalmente por requerimientos de seguridad y por requerimientos ambientales.

El diseño y las consideraciones de seguridad han llegado a ser uno de los asuntos más delicados debido al incremento de casos de incendios y explosiones, relacionados con tanques de almacenamiento, que se han presentado en los últimos tiempos, y dichos accidentes han ocasionado muchas lesiones y muertes. Los derrames e incendios de tanques no sólo ocasionan contaminación ambiental, sino que también pueden tener severas consecuencias a nivel financiero y un impacto significativo sobre futuros negocios ya que la reputación de la industria o empresa se ve afectada.

Normas aplicables en el diseño de tanques de almacenamiento

El código de construcción establece las reglas que intervienen en todos los aspectos que éste considere necesario tratar (diseño de elementos, selección de materiales, tipo de juntas, pruebas y ensayos, inspecciones, etc.), los cuales pueden tener otros documentos de referencia para su aplicación o guía en temas específicos.

Estos códigos de construcción son desarrollados, revisados y editados por instituciones u organismos como ASME (Sociedad Americana de Ingenieros Mecánicos), AWS (Sociedad Americana de Soldadura), API (Instituto Americano del Petróleo), NFPA (Asociación Nacional de Protección contra el Fuego), AISC (Instituto Americano de Construcción en Acero) entre otros, que combinan el

conocimiento teórico con la experiencia lo que con el tiempo ha permitido mejorar los diseños y métodos de construcción.

El código a aplicar es el API 650. Este estándar cubre requerimientos para materiales, diseño, fabricación, montaje y pruebas de tanques soldados verticales cilíndricos, no enterrados con extremo superior abierto o cerrado en varios tamaños y capacidades para presiones internas aproximadas a la atmosférica (no deben exceder el peso de las láminas del techo), pero se permiten presiones internas más altas cuando se cumplen requerimientos adicionales.

Este estándar aplica para tanques en los cuales la totalidad del fondo del tanque está soportado uniformemente y para tanques en servicio no refrigerado que tienen una temperatura máxima de diseño de 90°C o menos. El API 650 está diseñado para construir tanques con seguridad adecuada y costos razonables para almacenamiento de petróleo y sus derivados y otros productos líquidos comúnmente usados y almacenados por la industria. El código no establece tamaños específicos de tanques, por el contrario, se puede escoger cualquier tamaño que sea necesario.

Su intención es ayudar a los clientes y a los fabricantes a comprar, fabricar y montar los tanques y no pretende prohibir la compra o fabricación de tanques que cumplan con otras especificaciones.

Las reglas del código API 650 no son aplicables más allá de los siguientes límites en las tuberías conectadas interna o externamente al techo, cuerpo o fondo del tanque:

La cara de la primera brida en conexiones bridadas, excepto cuando se suministren tapas o bridas ciegas.

- La primera superficie de sello en accesorios o instrumentos.
- La primera junta roscada en conexiones roscadas.
- La primera junta circunferencial en conexiones soldadas, si no están soldadas a una brida.

Debe quedar claro que el fabricante es el responsable del cumplimiento de todos los requerimientos del código. La inspección por el inspector del comprador no le quita al fabricante la obligación de suministrar el control de calidad y la inspección necesarias para garantizar tal cumplimiento. Los estándares, códigos, especificaciones y publicaciones citados en el código API 650, se deben utilizar en su última edición publicada a menos que se indique otra cosa en el código.

2.4.5 Selección y Especificación de Materiales

La correcta selección del material o los materiales a utilizar en un sistema de tuberías representa un elemento fundamental del diseño debido al alto costo que significa para el sistema y para garantizar la integridad mecánica del mismo.

Siempre que sea posible se deben evitar variaciones en el material a lo largo de un mismo sistema de tuberías, debido principalmente a corrosión galvánica que pudiera presentarse entre los materiales.

Tabla 2. Tabla de comparación (Propiedades Químicas y Mecánicas) Aceros al carbono ASTM A106, ASTM A53, API 5L-44.

CHEMICAL

	ASTM A106		ASTM A106		ASME SA106		ASME SA106		ASTM A53		API 5L-44	
	Gr. B		Gr. C		Gr. B		Gr. C		Gr. B		B PSL1	
	Heat Analysis		Heat Analysis		Heat Analysis		Heat Analysis		Heat Analysis		Heat Analysis	
Product check	Product Analysis per request, matches heat specification		Product Analysis per request, matches heat specification		Product Analysis per request, matches heat specification		Product Analysis per request, matches heat specification		Product Analysis per request, matches heat specification		Product Analysis required, matches heat specification	
Chemistry	MIN	MAX	MIN	MAX	MIN	MAX	MIN	MAX	MIN	MAX	MIN	MAX
Carbon (C)		0.300		0.300		0.300		0.350		0.300		0.280
Manganese (MN)	0.290	1.06*	0.290	1.06*	0.290	1.06*	0.290	1.20*	0.290	1.20**		0.90***
Phosphorus (P)		0.035		0.035		0.025		0.050		0.050		0.030
Sulfur (S)		0.035		0.035		0.025		0.045		0.045		0.030
Silicon (SI)	0.100		0.100		0.100		0.100					
Copper (CU)		0.400		0.400		0.400		0.400		0.400		
Nickel (NI)		0.400		0.400		0.400		0.400		0.400		
Chrome (CR)		0.400		0.400		0.300		0.400		0.400		
Molybdenum (MO)		0.150		0.150		0.120		0.150		0.150		
Vanadium (V)		0.080		0.080		0.080		0.080		0.080		
Columbium (CB)						0.020						
CB+V+TI												0.150%
Cr+Cu+Mo+Ni+V		1.0%		1.0%		1.0%		1.0%		1.0%		
Flattening test	Capable statement		Capable statement		Capable statement		Capable statement		Capable statement			
Carbon Equivalent (CE)												
Heat Analysis		0.50		0.50		0.50		0.50		0.50		0.43
Product Analysis											Test Required	
Hydro	60% of P=2St/D		60% of P=2St/D		60% of P=2St/D		60% of P=2St/D		60% of P=2St/D		60% of P=2St/D	
NDE -MTI Marked NDE		optional		optional		optional		optional		optional		optional
Temperature (Deg. F)												optional
Heat Treat Options												
As Rolled	Yes		Yes		Yes		Yes		Yes		Yes	
Normalizing or Normalizing Rolled	Yes		Yes		Yes		Yes		Yes		Yes	
Quenched & Tempering	Yes		Yes		Yes		Yes		Yes		Yes	

MECHANICAL

	Gr. B		Gr. C		Gr. B		Gr. C		Gr. B		B PSL1	
	MIN	MAX	MIN	MAX	MIN	MAX	MIN	MAX	MIN	MAX	MIN	MAX
TENSILE	60,000		70,000		60,000		70,000		60,000		60,000	
YIELD	35,000		40,000		35,000		40,000		35,000		35,000	
ELOG. (2" strip)	30%		30%		30%		30%		30%		35%	
Elongation Formula	e=625 000 [1940] A0.2/U 0.9		e=625 000 [1940] A0.2/U 0.9		e=625 000 [1940] A0.2/U 0.9		e=625 000 [1940] A0.2/U 0.9		e=625 000 [1940] A0.2/U 0.9		e=625 000 [1940] A0.2/U 0.9	
ELOG.(50mm Round sample)	22%		20%		22%		20%					
Hardness (HRB)		241		241		241		241		241		

- API 5L

La API 5L línea de tubos está hecha de acero de carbono de alta resistencia. El tubo de oleoducto API 5 L es típicamente usado de acuerdo a las especificaciones de desarrollo metalúrgico API 5L por el Instituto Americano de Petróleo. La materia

prima puede ser sin costura, de soldadura de acero de carbono o tuberías de acero inoxidable. Esta API 5L línea de tubos puede ser usada para construir líneas de tuberías que transportan una variedad de recursos incluyendo gas natural, petróleo, aceite y agua. La tubo de oleoducto API 5L está disponible en varios rangos de diámetros desde 2 pulgadas hasta 48 pulgadas. Su tamaño y diámetro requerido por la línea de tubos varía de acuerdo con la cantidad de gas o líquido que se intenta transportar y las presiones que deben soportar.

Los tubos pueden ser fabricados con o sin soldadura como se detalla más abajo y limitada la combinación de grados y procesos, los cuales se reflejan en la Tabla 3.

Tabla 3. Proceso de fabricación API 5L

Proceso de fabricación			
Proceso	Grados		
	A-25	A-B	X-42...X-70
Sin soldadura	x	x	x
Soldado a tope	x		
Soldadura longitudinal por resistencia	x	x	x
Soldadura longitudinal arco sumergido		x	x
Soldadura longitudinal arco bajo gas		x	x
Soldadura longitudinal arco bajo gas-saw			x
Espiral arco sumergido		x	x
Doble soldadura		x	x

FUENTE: http://www.tubacero.es/resources/upload/link/tubacero_catalogo_general.pdf

- **Composición química**

La composición química determinada en el análisis de colada cumplirá los porcentajes establecidos en la Tabla 4.

Tabla 4. Composición Química API 5L

Composición Química para el Análisis de Colada											
Proceso de Fabricación		Grado	C	Mn		P		S	Cb	V	Ti
			max. ¹⁾	min.	max. ¹⁾	min.	max.	máx.	min.	min.	min.
Sin Soldadura	No Expandido	A-25 Cl I	0.21	0.30	0.60	-	0.045	0.060	-	-	-
		A-25 Cl II	0.21	0.30	0.60	0.045	0.080	0.060	-	-	-
	Expandido en frío	A	0.22	-	0.90	-	0.040	0.050	-	-	-
		B	0.27	-	1.15	-	0.040	0.050	-	-	-
	No Expandido	X-42	0.29	-	1.25	-	0.040	0.050	-	-	-
		X-46 X-52	0.31	-	1.35	-	0.040	0.050	-	-	-
	Expandido en frío	X-42	0.29	-	1.25	-	0.040	0.050	-	-	-
		X-46 X-52									
	No Expandido	X-56	0.26	-	1.35-	-	0.040	0.050	0.005	0.020	0.030
		X-60	0.26	-	1.35	-	0.040	0.050	0.005	0.020	0.030
Expandido en frío	X-65	Mediante acuerdo									
	X-70										
Soldado	Soldadura eléctrica o a tope	A-25 Cl I	0.21	0.30	0.60	-	0.045	0.060	-	-	-
		A-25 CL II	0.21	0.30	0.60	0.045	0.080	0.060	-	-	-
	No Expandido	A	0.21	-	0.90	-	0.040	0.050	-	-	-
		B	0.26	-	1.15	-	0.0470	0.050	-	-	-
	Expandido en frío	X-42	0.28	-	1.25	-	0.040	0.050	-	-	-
	No Expandido	X-46	0.30	-	1.35	-	0.040	0.050	-	-	-
		X-52									
	Expandido en frío	X-46	0.28	-	1.25	-	0.040	0.050	-	-	-
		X-52									
	No Expandido	X-56	0.26	-	1.35	-	0.040	0.050	0.005	0.020	0.030
		X-60									
		X-65									
	Expandido en frío	X-70	0.23	-	1.60	-	0.040	0.050	-	-	-
X-80		0.18	-	1.80	-	0.030	0.018	-	-	-	

¹⁾ Para los grados de X-42 a X-65 por cada reducción del 0.01% sobre el contenido máximo en carbono, se permite un aumento del 0.05% en el contenido en manganeso, hasta un máximo de 1.45% para los grados hasta el X-52 y hasta 1.60% para los grados superiores. Para el grado X-70 se aplica la misma regla sin limitación en el contenido máximo del manganeso.

FUENTE: http://www.tubacero.es/resources/upload/link/tubacero_catalogo_general.pdf

- **Características mecánicas**

-**Ensayos de tracción.** Dichos ensayos cumplirán los valores de la Tabla 5. La orientación de los ensayos se muestra en la Figura 6.


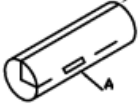


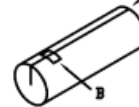

Tabla 5. Características Mecánicas API 5L

Características Mecánicas			
Grado	Limite elástico (MPa) min	Carga de rotura (MPa) min	Alargamiento (%)
A-25	172	310	Ver API 5L
A	207	331	
B	241	413	
X-42	289	413	
X-46	317	434	
X-52	358	455 (1)	
		496 (2)	
X-56	386	489 (1)	
		517 (2)	
X-60	413	517 (1)	
		537 (2)	
X-65	448	530 (1)	
		551 (2)	
X-70	482	565	
X-80	551	620	

(1) Para tubo de diámetro menor de 20" de cualquier espesor y para tubo de 20" y mayores con espesor mayor de 9.52 mm.
 (2) Para tubo de diámetro 20" y mayores con espesor de 9.52 mm y menores.

FUENTE: http://www.tubacero.es/resources/upload/link/tubacero_catalogo_general.pdf

Figura 6. Orientación de las Probetas de Ensayos Mecánicos

	Tubo sin soldadura laminado en caliente y estirado en frío	Tubo soldado	
		Cordón longitudinal	Cordón espiral
< 6 - 5/8			
> 8 - 5/8			

Para tubo laminado en caliente, todos los ensayos de tracción deberán ser longitudinales pudiendo especificarse transversales para tubos >= 8 - 5/8 por acuerdo entre comprador y el fabricante.
V= Cordón de soldadura
A= Muestra material base
B= Muestra transversal
C= Muestra transversal de soldadura

FUENTE: http://www.tubacero.es/resources/upload/link/tubacero_catalogo_general.pdf

Tabla 6. Frecuencia de Ensayos de Tracción

Frecuencia de los ensayos			
Diámetro (in.)	Ensayos de tracción	Ensayos de soldadura	Ensayos tracción control fábrica
A-25. Soldado <= 1 1/2" nominal	1 cada 25 toneladas o fracción	-	Uno por colada en todos los diámetros, excepto para el grado A-25
A-25. Soldado >= 2" nominal	1 cada 50 toneladas o fracción	-	
>= 5 9/16" excepto A-25 soldado	1 cada 400 largos	-	
>= 6 5/8" hasta 12 3/4" >12 3/4"	1 cada 200 largos	-	
	1 cada 100 largos		
8 5/8" ... 12 3/4"	-	1 cada 200 largos	
> 12 3/4"	-	1 cada 100 largos	

FUENTE: http://www.tubacero.es/resources/upload/link/tubacero_catalogo_general.pdf

-Ensayo de aplastamiento. Este ensayo será realizado sobre tubería soldada por resistencia eléctrica y a tope.

-Ensayo de doblado. Para tubo soldado en grado A-25 de 2" y menores, una probeta de sección completa de cada lote será doblada en frío hasta 90° sobre un mandrino de diámetro no mayor de 12 veces el diámetro de la tubería, sin fallos ni roturas.

-Ensayo sobre tubería soldada por arco sumergido y bajo gas. Esta será probada mediante ensayos de plegado guiado o tensión-alargamiento según:

Para grado X-70 y a opción del fabricante será utilizado uno u otro ensayo.

-Tolerancias

-Diámetro exterior. El diámetro exterior estará dentro de las tolerancias especificadas en la tabla 7, tabla 8, tabla 9 y tabla 10.

Tabla 7. Ensayos sobre Tubería Soldada

Ø	Cordón espiral	Cordón longitudinal
< 12¼"	tensión-alargamiento hasta X-65	plegado guiado hasta X-65
>=12¼"	plegado guiado hasta X-65	plegado guiado hasta X-65

FUENTE: http://www.tubacero.es/resources/upload/link/tubacero_catalogo_general.pdf

Tabla 8. Tolerancias para Diámetro Exterior

Diámetro del tubo ext.	Cuerpo del tubo	
	1.900" (48.3 mm) y menores	+0.016 in. (+0.41 mm) -0.031 in. (-0.79 mm)
2 3/8" (60.3 mm) hasta 4 1/2" (114.3 mm) Soldadura a tope solamente	±1%	
2 3/8" (60.3 mm) hasta 18" (457.0 mm)	±0.75%	
20" (508.0 mm) hasta 36" (914.0 mm) no expandido	±1%	
	expandido en frío +0.75% -0.25%	
>36" no expandido	±1%	
	expandido en frío +1/4" (+63.5 mm) -1/8" (-3.20 mm)	

FUENTE: http://www.tubacero.es/resources/upload/link/tubacero_catalogo_general.pdf

Tabla 9. Tolerancias para Espesor

Diámetro y proceso	Grado	
	A, B, A-25	X-42 hasta X-80
<= 2.875" (73 mm) y menores sin soldadura-soldados	+20.0% -12.5%	+15.0% -12.5%
> 2.875" (73 mm) y < 20" (508.0 mm)	+15.0% -12.5%	+15.0% -12.5%
>=20" (508.0 mm)	soldado	+17.5% -12.5%
	sin soldadura	+15.0% -12.5%

FUENTE: http://www.tubacero.es/resources/upload/link/tubacero_catalogo_general.pdf

Tabla 10. Tolerancias para Longitud

Tolerancias de longitud			
Longitud nominal	Longitud mínima	Longitud media sobre el total	Longitud máxima
Tubo roscado y abocardado			
20 ft (6 m)	16 ft (4.88 m)	17.5 ft (5.33 m)	22.5 ft (6.86 m)
40 ft (12 m)	22.0 ft (6.71 m)	35.0 ft (10.67 m)	45.0 ft (13.72 m)
Extremos planos			
20 ft (6 m)	9.0 ft (2.74 m)	17.5 ft (5.33 m)	22.5 ft (6.86 m)
40 ft (12 m)	14.0 ft (4.27 m)	35.0 ft (10.67 m)	45.0 ft (13.72 m)
50 ft (15 m)	17.5 ft (5.33 m)	43.8 ft (13.35 m)	55.0 ft (16.76 m)
60 ft (18 m)	21.0 ft (6.40 m)	52.5 ft (16.00 m)	65.0 ft (19.81 m)
80 ft (24 m)	28.0 ft (8.53 m)	70.0 ft (21.34 m)	85.0 ft (25.91 m)

FUENTE: http://www.tubacero.es/resources/upload/link/tubacero_catalogo_general.pdf

Todas las recomendaciones y premisas que se presentan a continuación se hacen partiendo de análisis sobre trabajos que se realizan en campo, facilidades de adquisición y mejoramiento en la eficiencia de los procesos.

2.4.5.1 Tuberías

- Tuberías con diámetros mayores o iguales a 2 *pulgadas*, serán con extremos biselados.
- Tuberías con diámetros menores a 2 *pulgadas*, serán con extremos planos.

- La tubería fabricada según API-5L Gr.B., debe ser considerada como un sustituto aceptable para las tuberías ASTM A-53, Gr.B.
- Se recomienda utilizar tuberías sin costura para líneas con diámetros menores o igual a 24 *pulgadas*.

2.4.5.2 Accesorios

- Se recomienda especificar los codos de 90° como radio largo, a menos que lo impida el espacio para la instalación.
- Los accesorios de tuberías para diámetros mayores o iguales a 2 *pulgadas*, serán del tipo BUTT WELD (BW).
- Los accesorios para diámetros menores de 2 *pulgadas*, serán del tipo SOCKET WELD (SW).
- Todos los accesorios soldables serán del tipo sin costura.
- Las dimensiones de los accesorios bridados deben estar de acuerdo al ASME B.16.5 (Pipe flanges and flanged fittings NPS 1/2 through NPS 24) hasta 24 *pulgadas*.
- Todos los nipples roscados tendrán una longitud mínima de 4 *pulgadas*.
- Para reducciones a diámetros de 2 *pulgadas* en adelante se deberá utilizar reducción soldada a tope. Para diámetros menores se utilizarán nipples reductores roscados o enchufes para soldar (swage nipples).

2.4.5.3 Bridas

- Clase (Rating) de bridas.

Se utiliza la norma ASME B.16.5 (tablas “Presión–Temperatura Ratings para Materiales de Grupo 1.1 – 3.9”), para determinar el rating de la brida, en función de la presión de diseño y temperatura de diseño, y el grupo al cual corresponda el material seleccionado.

- Para temperaturas menores o iguales a 1.000 °F (538°C) se recomienda especificar bridas RAISED FACE (RF).
- Para temperaturas mayores a 1.000 °F (538°C) se recomienda especificar bridas RING JOINT (RJ), excepto para manejo de vapor y agua (incluyendo agua para alimentación de calderas.)
- El tipo de brida RAISED FACE (RF), es recomendada para tuberías de acero y la tipo RING JOINT (RJ), para tuberías de acero en servicio crítico.
- En cuanto al tipo de unión, las bridas WELD NECK (WN), no tienen limitaciones de uso, y son recomendables para tuberías de diámetro *2 pulgadas* y mayor.
- Para tuberías de diámetro menor de *2 pulgadas* se deben utilizar bridas de tipo SOCKET WELD (SW).
- Se podrán usar bridas de tipo SLIP ON (SO) en lugar de WELD NECK (WN) cuando se requiera por motivos de espacio. La temperatura máxima para las bridas de tipo SLIP ON (SO) es de 400 °F (204°C). Cuando la temperatura exceda de 400 °F (204°C) se usarán bridas WELD NECK (WN), en lugar de SLIP ON (SO).

- No se recomienda utilizar bridas roscadas debido a que son propensas a fugas. Pueden emplearse en servicios no críticos de aire y agua, temperaturas menores a 250 °F (121 °C) y diámetros hasta 6 *pulgadas*.
- Las bridas clase 150 a 1500 de tamaño hasta 24 *pulgadas* y clase 2500 hasta 12 *pulgadas* se someten a la especificación ASME B.16.5 (Pipe flanges and flanged fittings NPS ½ through NPS 24).
- Las bridas Clase 150 a Clase 900, con tamaños de 26 *pulgadas* a 60 *pulgadas* deben cumplir con las especificaciones MSS SP-44 (Steel pipeline flanges), ASME B.16.47 (Large diameter steel flanges NPS 26 through NPS 60) y API 605 (Large-diameter carbon steel flanges nominal pipe sizes 26 through 60, classes 75, 150, 300, 400, 600, and 900”).
- Cuando los tipos de líneas especifiquen empaaduras devanadas en espiral, el acabado de la superficie de la cara saliente de la brida debe tener una rugosidad de 125 a 200 AARH.
- El acabado de las caras de contacto de las bridas de tuberías, bridas de orificios, extremos soldables, bridas deslizantes y bridas para válvulas y accesorios se ajustarán a los requerimientos establecidos en ASME B.16.5 (Pipe flanges and flanged fittings NPS ½ through NPS 24).
- Las medidas de las bridas de reducción o ciegas serán indicadas según el diámetro nominal del tubo.
- Para bridas tipo RAISED FACE (RF), se recomienda utilizar empaaduras devanadas en espiral o doble encamisado, y para bridas tipo RING JOINT (RJ), anillo octogonal. No debe emplearse empaaduras de asbesto comprimido ya que están prohibidas a nivel nacional.

2.4.5.4. Empacaduras

- Las empaquetaduras no metálicas para acoples de tuberías bridadas deben cumplir la norma ASME B.16.21 (Nonmetallic flat gaskets for pipe flanges).
- Las empaquetaduras deben ser impregnadas con grafito por ambos lados, no puede utilizarse asbesto como relleno.

2.4.5.5. Pernos y tuercas

- Los pernos y tuercas para bridas deben cumplir la norma ASME B.18.2.1 (Hex cap screw) y B.18.2.2 (Finished hex nut), respectivamente.
- Las tuercas para pernos y espárragos deben ser de la serie pesada hexagonal americana.
- Cuando se especifiquen espárragos ASTM A-193 Gr. B7, deben ajustarse a las condiciones de temperatura del líquido.

2.4.5.6 Requerimientos para las Válvulas

Las características de funcionamiento de las válvulas son las siguientes:

- Detener el flujo cuando son cerradas y cuando son abiertas, tener la menor resistencia al flujo y pérdida de presión.
- Prevención del retroceso de flujo.
- Regulación de flujo y presión, manteniendo constante el flujo, con una variable de apertura de la válvula.

VÁLVULAS DE BLOQUEO DEL FLUJO

Para el detener el paso de fluido, se especifican las siguientes válvulas:

- VÁLVULAS DE BOLA

Es conveniente emplearlas para el servicio donde el fluido no presenta una condición abrasiva excesiva y la temperatura de proceso se encuentra en un rango de -29°C a 260°C, las ventajas más destacadas de este tipo de válvulas son: cierre a prueba de burbujas, ninguna o poca lubricación, pequeña pérdida de presión y bajo y predecible torque de operación. De acuerdo a cada clase se van especificar dos tipos, floating balland trunnion mounted ball.

- VÁLVULAS DE COMPUERTA

Son usadas como válvulas de cierre y apertura poco frecuente, para el aislamiento de equipos y líneas en servicio, se caracterizan por que se emplean en servicios con fluidos abrasivos y no abrasivos que requieren la menor cantidad de pérdidas a través de esta.

- VÁLVULAS DE RETENCIÓN

Para evitar el retroceso del flujo, se van emplear válvulas de retención tipo swing para todas las clases especificadas y diámetros iguales o mayores a 2".

Para válvulas menores a 1½" especificar válvulas depistón o lift check.

- VÁLVULAS DE REGULACIÓN DE FLUJO

Se van especificar válvulas de globo que son las mas usadas para el control de flujo y regulación del mismo, estas resisten la operación continua, pero presentan una extremada caída de presión en su operación.

2.4.5.7 La rugosidad absoluta del material

La irregularidad puede expresarse por la altura media de las asperezas (rugosidad absoluta), como un promedio obtenido del resultado de un cálculo con las características del flujo, mas no, propiamente por el obtenido como la media de las alturas determinadas físicamente de la pared, en cada conducción. Es más importante la relación que la rugosidad absoluta guarda con el diámetro del tubo, esto es la relación ε/D que se conoce como (rugosidad relativa).

2.4.6 Diseño de Estaciones de Bombeo⁹

Una estación de bombeo completa incluye diferentes partes en cuanto al equipo, además de bombas y motores; entre estas está el número de tanques de almacenamiento, manifolds, sistemas de enfriamiento, swiches y controles, instrumentos de seguridad, etc.

Una estación de bombeo es un sitio en el cual se le suministra energía al sistema para forzar al fluido a través de la línea.

Desde el punto de vista del diseño mismo se trata entonces de determinar los diámetros de tubería, tanques, motores características de las bombas y manifolds, etc.

Desde el inicio del diseño se debe tener conocimiento y claridad acerca del tipo de fluido que se va a transportar, cuáles son sus propiedades. Que cantidad de producto se va a manejar, basado en datos de producción. Si hay posibilidad de

⁹ HERNANDEZ TREJOS. Op. Cit Pg. 23

segregación de gas en la línea, lo cual implicara más tanques disponibles. La presión máxima de trabajo en la tubería. La ruta establecida para la línea; lo cual además conlleva otros interrogantes como son: La necesidad futura de conectar otras líneas a la principal y si los fluidos que se van a conectar a través de esas líneas son compatibles con las de la línea principal.

En cuanto a la localización de estaciones, involucra factores como económicos, hidráulicos y territoriales. La parte económica debe analizar la exigencia de diámetro que resulte más económicos por barril transportado; además del hecho que diámetros mayores exigen menor número de estaciones que los diámetros menos (menos espaciamiento entre ellas).

La parte hidráulica asume que es más económica aquel diámetro que transporta más volumen de fluido. Sin despreciar el hecho de que cuando se reduce la presión en el fluido de (30 – 50 *psi*), es necesario colocar una nueva estación de bombeo.

Básicamente entonces se puede decir que el diseño de estaciones de bombeo depende principalmente del factor hidráulica.

Finalmente el terreno sobre el cual quedara la línea se debe estudiar bien sobre el mapa topográfico y luego definirlo exactamente por medio del reconocimiento aéreo.

Los factores más relevantes para escoger el terreno:

- Que sea accesible
- Que tenga buen drenaje, evitando al máximo las pendientes
- Que esté cerca de líneas de energía.

Luego de estar definido el terreno más factible, y la ruta, se debe proceder a la compra del mismo o a la negociación.

- **Clases de Estaciones de Bombeo**

Son tres las estaciones de bombeo las conocidas desde el punto de vista de su uso.

La primera es la estación original, la cual generalmente estará todo el tiempo del bombeo trabajando. En ella existe el fluido a bombear y los tanques necesarios.

La segunda clase de estaciones son las llamadas (BOOSTER) o intermedios, las cuales están colocadas debidamente espaciadas a lo largo de la línea. Estas estaciones no reciben fluidos de otras fuentes, únicamente de la línea principal y están encargadas de represurar el fluido para que el flujo no sea intermitente, aunque a veces puede ocurrir. Son manejados a menudo por control remoto o automático, cesando en su funcionamiento cuando se alcanzan ciertos valores límite o igualmente arrancando.

La tercera clase de estaciones son las estaciones de Inyección usadas para suministrar otros fluidos a la línea principal, generalmente son de menor capacidad y potencia que las demás estaciones. Es necesario resaltar que cuando se inyecta un nuevo fluido a la línea principal ocasionando la mezcla es porque se realizaron pruebas de compatibilidad de fluidos.

Si por alguna razón se desea bombear sin mezclar, es necesario con el uso del manifold detener el bombeo desde la estación principal, cerrar válvulas y entonces así operar la estación de inyección como si fuera el original.

Para el diseño del número de estaciones de bombeo se tiene en cuenta en forma general el factor hidráulico y para el diseño los factores importantes son:

- Si la línea es totalmente horizontal ($\Delta h = 0$), las estaciones deberán quedar igualmente espaciadas.
- La presión máxima del diseño de la tubería, es el factor limitante de la máxima presión de bombeo.
- El número de estaciones de bombeo será igual a la caída de presión total en la línea $\Delta P_{Linea} (psi)$, dividido por la máxima presión de diseño P_{MaxD} de la tubería en cuestión.
- El espaciamiento entre las estaciones pueden hacerse que queden igualmente espaciados o no según el perfil del terreno ($\Delta h \neq 0$).
- Se puede colocar una estación cada vez que la presión en el fluido a través de línea este cercana a 50 *psi*.
- Los pasos anteriores se hacen todos para cada uno de los diámetros o tipos de tubería que están disponibles.

Cuando existe diferencia en elevaciones del terreno ($\Delta h \neq 0$), se hace uso de la ecuación de pérdidas totales y en ese caso se tiene este modelo:

Tabla 11. Espaciamiento entre estaciones ($\Delta h \neq 0$).

<i>Diametro</i> _{tubo}	<i>Presion</i> _{diseño}	<i>Presion</i> _{Fluido}	<i>Presion</i> _{Bomba}	<i>Nº</i> estaciones	<i>Espaciamiento</i>
D_1	P_{D1}	P_1	P_{B1}	P_{B1}/P_{D1}	$P_{D1}/P_{B1}/L$
D_2	P_{D2}	P_2	P_{B2}	P_{B2}/P_{D2}	$P_{D2}/P_{B2}/L$
D_3	P_{D3}	P_3	P_{B3}	P_{B3}/P_{D3}	$P_{D3}/P_{B3}/L$

2.3.7 Procedimientos de Construcción y Montaje del Oleoducto

El American Petroleum Institute, conocido comúnmente como API, en español Instituto Americano del Petróleo es la institución más influyente a nivel mundial en lo que respecta a normas de ingeniería para la construcción de oleoductos, siendo la especificación API 1104 la aplicable para la construcción de tuberías para transporte de petróleo crudo. Y las Normas de Ingeniería de Oleoductos (NIO), las cuales rigen el diseño, construcción y mantenimiento de las líneas de conducción de hidrocarburos en el territorio nacional.¹⁰

Las reglamentaciones contenidas en la norma ASME B 31.4. (Tuberías de transporte de hidrocarburos líquidos y otros líquidos) estandariza el proceso constructivo de los oleoductos haciendo que el producto cumpla con los controles de calidad.

Se relacionan los procedimientos que se deben tener en cuenta en el proceso constructivo del oleoducto.

2.4.7.1 Requerimientos para la Construcción de Líneas de Flujo para el Transporte de Hidrocarburos.

Los estudios, evaluaciones y diseños previos a la construcción de una línea de transferencia de hidrocarburos, encaminados a determinar las características del terreno que se va a ocupar y a la definición del proyecto y sus condiciones de construcción.

¹⁰ <http://es.wikipedia.org/wiki/Oleoducto>

Las actividades previas a la construcción, y las normas que las reglamentan son:

- Evaluación de corredores NIO-0101.¹¹
- Definición de línea NIO-0102.¹²
- Diseño geotécnico NIO-0103.¹³
- Prediación NIO-0104.¹⁴
- Marcación NIO-0105.¹⁵

2.4.7.2 Actividades Preliminares de Construcción.¹⁶

Esta norma reglamenta las actividades iniciales básicas, necesarias para el buen desarrollo de la obra, las cuales deben ejecutarse con anterioridad a la iniciación de los trabajos de apertura del derecho de vía. Estas actividades y las normas correspondientes que las rigen son:

¹¹ ECOPETROL. Normas de Ingeniería de Oleoductos: Evaluación de Corredores. NIO – 0101. Bogotá: ECOPETROL, 1997.

¹² ECOPETROL. Normas de Ingeniería de Oleoductos: Definición de Línea. NIO – 0102. Bogotá: ECOPETROL, 1997.

¹³ ECOPETROL. Normas de Ingeniería de Oleoductos: Diseño geotécnico. NIO-0103. Bogotá: ECOPETROL, 1997.

¹⁴ ECOPETROL. Normas de Ingeniería de Oleoductos: Prediación. NIO-0104. Bogotá: ECOPETROL, 1997.

¹⁵ ECOPETROL. Normas de Ingeniería de Oleoductos: Marcación NIO-0105. Bogotá: ECOPETROL, 1997.

¹⁶ ECOPETROL. Normas de Ingeniería de Oleoductos: Actividades Preliminares De Construcción. NIO-0300. Bogotá: ECOPETROL, 1997.

- Movilización y Desmovilización, NIO-0301.¹⁷
- Campamentos e Instalaciones Temporales, NIO-0302.¹⁸
- Localización y Replanteo, NIO-0303.¹⁹
- Señalización Temporal, NIO-0304.²⁰
- Construcción del Derecho de Vía.²¹

Esta norma reglamenta las labores de apertura, adecuación o conformación del derecho de vía, disposición de sobrantes de excavación y utilización de la franja o área de terreno en donde se deben ejecutar los trabajos necesarios para instalar la tubería.

Estas actividades y las normas correspondientes que las rigen son:

- Adecuación del Terreno, NIO-0401.²²
- Apertura o Adecuación del Derecho de Vía, NIO-0402.²³
- Conformación de Derecho de Vía Existente, NIO-0403.²⁴

¹⁷ ECOPETROL. Normas de Ingeniería de Oleoductos: Movilización y Desmovilización, NIO-0301. Bogotá: ECOPETROL, 1997.

¹⁸ ECOPETROL. Normas de Ingeniería de Oleoductos: Campamentos e Instalaciones Temporales, NIO-0302. Bogotá: ECOPETROL, 1997.

¹⁹ ECOPETROL. Normas de Ingeniería de Oleoductos: Localización y Replanteo, NIO-0303. Bogotá: ECOPETROL, 1997.

²⁰ ECOPETROL. Normas de Ingeniería de Oleoductos: Señalización Temporal, NIO-0304. Bogotá: ECOPETROL, 1997.

²¹ ECOPETROL. Normas de Ingeniería de Oleoductos: Construcción del Derecho de Vía, NIO-0400. Bogotá: ECOPETROL, 1997.

²² ECOPETROL. Normas de Ingeniería de Oleoductos: Adecuación del Terreno, NIO-0401. Bogotá: ECOPETROL, 1997.

²³ ECOPETROL. Normas de Ingeniería de Oleoductos: Apertura o Adecuación del Derecho de Vía, NIO-0402. Bogotá: ECOPETROL, 1997.

²⁴ ECOPETROL. Normas de Ingeniería de Oleoductos: Conformación de Derecho de Vía Existente, NIO-0403.: ECOPETROL, 1997.

- Plan de Manejo Ambiental (PMA):

Se denomina plan de manejo ambiental al plan que, de manera detallada, establece las acciones que se requieren para prevenir, mitigar, controlar, compensar y corregir los posibles efectos o impactos ambientales negativos causados en desarrollo de un proyecto, obra o actividad; incluye también los planes de seguimiento, evaluación y monitoreo y los de contingencia. El contenido del plan puede estar reglamentado en forma diferente en cada país.

Es aquello con lo que podemos mitigar a dar solución a un problema hecho en la evaluación de impacto ambiental.

Es el plan operativo que contempla la ejecución de prácticas ambientales, elaboración de medidas de mitigación, prevención de riesgos, de contingencias y la implementación de sistemas de información ambiental para el desarrollo de las unidades operativas o proyectos a fin de cumplir con la legislación ambiental y garantizar que se alcancen estándares que se establezcan.

- Apertura y/o Adecuación de Accesos, NIO-0305.²⁵

2.4.7.3 Manejo de Tubería

Se refiere a las actividades previas a la instalación de la tubería y relacionadas con la manipulación de los tubos hasta su instalación.

Dentro de esta norma se hace referencia a los siguientes documentos:

²⁵ECOPETROL. Normas de Ingeniería de Oleoductos: Apertura y/o Adecuación de Accesos, NIO-0305. Bogotá: ECOPETROL, 1997.

De ECOPETROL:

- NIO-0300, Actividades Preliminares de Construcción.

Estas actividades y las normas correspondientes que las rigen son:

- Transporte y Acopio, NIO-0501.²⁶
- Rebiselamiento, NIO-0502.²⁷

2.4.7.4 Instalación de Tubería.²⁸

Esta norma reglamenta las actividades que se deben desarrollar para la instalación de tuberías de acuerdo con los lineamientos y cotas indicadas en los planos. Estas actividades y las normas correspondientes que las rigen son:

- Tendido, NIO-0601.²⁹
- Limpieza Interna de los Tubos, NIO-0602.³⁰
- Doblado, NIO-0603.³¹
- Alineación y Soldadura, NIO-0604.³²
- Apertura de Zanja, NIO-0605.³³

²⁶ECOPETROL. Normas de Ingeniería de Oleoductos: Transporte y Acopio, NIO-0501. Bogotá: ECOPETROL, 1997.

²⁷ECOPETROL. Normas de Ingeniería de Oleoductos: Rebiselamiento, NIO-0502. Bogotá: ECOPETROL, 1997.

²⁸ ECOPETROL. Normas de Ingeniería de Oleoductos: Instalación de la Tubería, NIO-0600. Bogotá: ECOPETROL, 1997.

²⁹ECOPETROL. Normas de Ingeniería de Oleoductos: Tendido, NIO-0601. Bogotá: ECOPETROL, 1997.

³⁰ECOPETROL. Normas de Ingeniería de Oleoductos: Limpieza Interna de los Tubos, NIO-0602. Bogotá: ECOPETROL, 1997.

³¹ECOPETROL. Normas de Ingeniería de Oleoductos: Doblado, NIO-0603. Bogotá: ECOPETROL, 1997.

³² ECOPETROL. Normas de Ingeniería de Oleoductos: Alineación y Soldadura, NIO-0604. Bogotá: ECOPETROL, 1997.

³³ ECOPETROL. Normas de Ingeniería de Oleoductos: Apertura de Zanja, NIO-0605, NIO-0604. Bogotá: ECOPETROL, 1997.

- Bajado y Tapado, NIO-0606.³⁴
- Tubería Superficial, NIO-0607.³⁵
- Suministro e Instalación de Aditamentos, NIO-0608.³⁶
- Prueba Hidrostática, NIO-0609.³⁷
- Marcos “H”, NIO-0610.³⁸
- Soportes de Concreto, NIO-0611.³⁹

Se tiene presente las normas:

- Plan de Manejo Ambiental (PMA) del proyecto.
- De la American Society of Mechanicals Engineers (ASME): ASME SECTION IX, Qualification Standard for Welding and Brazing Procedures, Welders, Brazers, and Welding and Brazing Operators.

³⁴ ECOPETROL. Normas de Ingeniería de Oleoductos: Bajado y Tapado, NIO-0606. Bogotá: ECOPETROL, 1997.

³⁵ ECOPETROL. Normas de Ingeniería de Oleoductos: Tubería Superficial, NIO-0607. Bogotá: ECOPETROL, 1997.

³⁶ ECOPETROL. Normas de Ingeniería de Oleoductos: Suministro e Instalación de Aditamentos, NIO-0608. Bogotá: ECOPETROL, 1997.

³⁷ ECOPETROL. Normas de Ingeniería de Oleoductos: Prueba Hidrostática, NIO-0609. Bogotá: ECOPETROL, 1997.

³⁸ ECOPETROL. Normas de Ingeniería de Oleoductos: Marcos “H”, NIO-0610. Bogotá: ECOPETROL, 1997.

³⁹ ECOPETROL. Normas de Ingeniería de Oleoductos: Soportes de Concreto, NIO-0611. Bogotá: ECOPETROL, 1997.

- Del American Petroleum Institute (API): API 1104, Standard for Welding Pipelines and Related Facilities.
- De la American Welding Society (AWS): AWS D1.1, Structural Welding Code.
- ANSI/ASME B31.4, Liquid transportation Systems for hydrocarbons, liquid petroleum gas, anhydrous ammonia and alcohols del American National Standard Institute.
- Norma ES-24, Pipe Bending Tolerances -Minimum Bending Radio - Minimum Tangents, del Pipe Fabrication Institute (PFI).
- NACE STANDARD RP0490.Norma SSPC-SP-A2. Medición de espesores de pintura seca.

2.4.7.5 Especificación Técnica Ensayos No Destructivos.⁴⁰

Esta especificación reglamenta el control que se debe realizar a las juntas ejecutadas durante la construcción de líneas de flujo y durante la prefabricación y montaje de tubería dentro y fuera de las estaciones por medio de Ensayos No Destructivos (radiografías, tintas penetrantes y ultrasonidos).

Dentro de esta especificación se hace referencia a los siguientes documentos:

- ASME B31.3 Inspección, examen y pruebas.

⁴⁰ ECOPETROL. Especificación Técnica: Especificación Técnica Ensayos No Destructivos. ECP-SPI-41-11-003. Bogotá: ECOPETROL, 2011.

- ASME sección V END.
- SNT-TC-1A Calificación de Personal END.

2.4.7.6 Pruebas Hidrostáticas y Limpieza de Oleoductos.⁴¹

Se realizan pruebas de presión a las tuberías, tanques, tramos de oleoductos y equipos a los que se les requiera comprobar su hermeticidad, corroborar su integridad mecánica y garantizar las condiciones de operación para prevenir y reducir los riesgos a personas y daños de equipos e instalaciones. Las pruebas son realizadas bajo la normatividad aplicable en cada operación.

Esta especificación contiene los parámetros para la realización de la prueba de presión hidrostática en tuberías de acero. Las pruebas e inspecciones respectivas deben realizarse en horas diurnas y con tiempo seco.

Figura 7. Pruebas Hidrostáticas y Limpieza de Oleoductos



Fuente:http://www.cesas.com/index.php/servicios/operaciones?page=shop.product_details&flypage=flypage.tpl&product_id=19&category_id=4

⁴¹ ECOPETROL. Especificación Técnica: Especificación Técnica Prueba Hidrostática de Tubería. ECP-SPI-41-11-004. Bogotá: ECOPETROL, 2011.

Este procedimiento establece las condiciones mínimas exigidas, para la ejecución de la prueba de presión hidrostática en tuberías de acero. El propósito de la prueba de presión hidrostática es verificar que el tramo de prueba tenga la integridad estructural requerida para soportar la presión normal y máxima de operación.

Las normas sobre esta prueba están establecidas por:

- ANSI: American National Standards Institute.
- ASME: American Society of Mechanical Engineer.
- API: American Petroleum Institute.
- ASME B31.4: Norma del Instituto Americano de Normas Nacionales y la Sociedad Americana de Ingenieros Mecánicos. Código para los Sistemas de Transporte por Oleoductos.
- ASME: Boiler and Pressure Vessels Code, Section IX.
- API 1110: Práctica recomendada para la Prueba de Presión de Tuberías de Oleoductos.

2.4.7.7 Limpieza Interna y verificación dimensional de tubería (Marraneo).

Se ejecuta una evaluación de la geometría de la línea a través de todo su trayecto para determinar su diámetro y condiciones internas de la línea. Diseño y prefabricación de cabezas para lanzamiento y recibo de marrano, pruebas hidrostáticas, secado de línea y verificación dimensional de la línea con platina calibradora al 97.5 %.

2.4.7.8 Instalación de Tubería en Tramos Especiales.⁴²

Esta especificación técnica reglamenta las actividades que se deben desarrollar para la instalación de tuberías en tramos especiales dentro o fuera de las estaciones, de acuerdo con los lineamientos y cotas indicadas en los planos.

Dentro de esta especificación se incluyen, dependiendo del cruce, las siguientes actividades generales de tendido, limpieza interna, doblado, alineación, soldadura, lastrado, limpieza y recubrimiento de juntas, zanjado, bajado y tapado de los tramos especiales. se debe tener en cuenta la reconformación y empradización del terreno o reconformación de las vías.

2.4.7.9 Generalidades sobre Protección de Tubería.⁴³

Esta norma reglamenta las actividades para proteger la tubería y sus accesorios de la acción de la corrosión, por medio de un revestimiento y de la protección catódica de las líneas enterradas. Estas actividades y las normas correspondientes que las rigen son:

- Protección de Tubería Enterrada, NIO-0701. ⁴⁴
- Protección Catódica, NIO -0702. ⁴⁵
- Protección de Tubería, Superficial NIO-0703. ⁴⁶

⁴² ECOPETROL. Especificación Técnica: Especificación Técnica. Instalación de Tubería en Tramos Especiales. ECP-SPI-41-11-015. Bogotá: ECOPETROL, 2011.

⁴³ ECOPETROL. Normas de Ingeniería de Oleoductos: Generalidades Sobre Protección De Tubería, NIO-0700. Bogotá: ECOPETROL, 1997.

⁴⁴ ECOPETROL. Normas de Ingeniería de Oleoductos: Protección de Tubería Enterrada, NIO-0701. Bogotá: ECOPETROL, 1997.

⁴⁵ ECOPETROL. Normas de Ingeniería de Oleoductos: Protección Catódica, NIO -0702. Bogotá: ECOPETROL, 1997.

⁴⁶ ECOPETROL. Normas de Ingeniería de Oleoductos: Protección de Tubería, Superficial NIO-0703. Bogotá: ECOPETROL, 1997.

2.4.7.10 Preparación de Superficie y Aplicación de Pintura para Tubería Desnuda.⁴⁷

Dentro de esta norma se hace referencia a los siguientes documentos:

- Del Steel Structures Painting Council (SSPC):
- Publicación SSPC No. 91-12, Manual de Inspección de Revestimiento y Pinturas.

De la American Society for Testing and Materials (ASTM):

- ASTM D4541, Standard Method for Pull-Off Strength of Coatings Using Portable Adhesion Testers.

2.4.7.11 Preparación de Superficie y Aplicación de Pintura para Tubería Revestida.⁴⁸

Se identifica la forma de aplicar la pintura iniciando desde el sand blasting o limpieza de la tubería con un grado de limpieza SSPC- 10, aplicación de la pintura y su prueba de adherencia teniendo en cuenta a las condiciones climáticas óptimas para un buen desempeño del producto aplicado. Estas pruebas son: perfil de anclaje, espesor de pintura, adherencia y continuidad.

Dentro de esta norma se hace referencia a los siguientes documentos:

- Del Steel Structures Painting Council (SSPC).

⁴⁷ ECOPETROL. Especificación Técnica: Preparación de Superficie y Aplicación de Pintura para Tubería Desnuda. ECP-SPI-41-11-001. Bogotá: ECOPETROL, 2011.

⁴⁸ ECOPETROL. Especificación Técnica: Preparación de Superficie y Aplicación de Pintura para Tubería Revestida. ECP-SPI-41-11-002. Bogotá: ECOPETROL, 2011.

- Publicación SSPC No. 91-12, Manual de Inspección de Revestimiento y Pinturas.
- De la American Society for Testing and Materials (ASTM).
- ASTM D4541, Standard Method for PullOff Strength of Coatings Using Portable Adhesion Testers.
- Especificación Técnica ET-ECP-01/94: Revestimiento exterior de tubería utilizando Fusion Bonded Epoxy (FBE), elaborada por el Grupo de Inspecciones de Ecopetrol-DOL, revisión 1.0 de Juliod de 1995.
- Especificación Técnica ET-ECP-02/94: Revestimiento exterior de tubería con sistema tricapa, utilizando polietileno o polipropileno extruido como capa final, elaborada por el Grupo de Inspecciones de Ecopetrol-DOL, revisión 2.0 de abril de 1996.
- NACE RP-02-74: High Voltage Electrical Inspection of Pipeline Coatings Prior to Installation (Aug-74).
- NACE RP-0490-90: Holiday Detection of Fusion-Bonded Epoxy External Pipeline Coatings of 10 to 300 Mils (0.25 to 0.76 mm) (Apr-90).

2.4.7.12 Generalidades sobre Protección Geotécnica y Ambiental.⁴⁹

Esta norma reglamenta todas las obras de protección geotécnica y ambiental que deben realizarse durante y después de la construcción de la línea de transferencia con el fin de dotar al terreno de los elementos que le permitan mantener, mejorar o recuperar las condiciones geotécnicas y ambientales de las zonas afectadas.

Estas obras y las normas correspondientes que las rigen son:

- Reconfiguración del Terreno, NIO-0801.⁵⁰
- Sistema de Drenaje, NIO-0802.⁵¹
- Cobertura del Terreno, NIO-0803.⁵²
- Protección Antisísmica NIO-0804.⁵³
- Gaviones, NIO-0805.⁵⁴
- Filtros, NIO-0806.⁵⁵
- Vegetalización, NIO-0807.⁵⁶

⁴⁹ ECOPELROL. Normas de Ingeniería de Oleoductos: Generalidades sobre Protección Geotécnica Y Ambiental, NIO-0800. Bogotá: ECOPELROL, 1997.

⁵⁰ ECOPELROL. Normas de Ingeniería de Oleoductos: Reconfiguración del Terreno, NIO-0801. Bogotá: ECOPELROL, 1997.

⁵¹ ECOPELROL. Normas de Ingeniería de Oleoductos: Sistema de Drenaje, NIO-0802. Bogotá: ECOPELROL, 1997.

⁵² ECOPELROL. Normas de Ingeniería de Oleoductos: Cobertura del Terreno, NIO-0803. Bogotá: ECOPELROL, 1997.

⁵³ ECOPELROL. Normas de Ingeniería de Oleoductos: Protección Antisísmica NIO-0804. Bogotá: ECOPELROL, 1997.

⁵⁴ ECOPELROL. Normas de Ingeniería de Oleoductos: Gaviones, NIO-0805. Bogotá: ECOPELROL, 1997.

⁵⁵ ECOPELROL. Normas de Ingeniería de Oleoductos: Filtros, NIO-0806. Bogotá: ECOPELROL, 1997.

⁵⁶ ECOPELROL. Normas de Ingeniería de Oleoductos: Vegetalización, NIO-0807. Bogotá: ECOPELROL, 1997.

- Sacos Rellenos, NIO-0808.⁵⁷
- Drenes Horizontales NIO-0809.⁵⁸
- Concretos, NIO-0810.⁵⁹
- Pilotes, NIO-0811.⁶⁰
- Terraplenes Reforzados, NIO-0812.⁶¹

2.4.7.13 Pasos Especiales.⁶²

Esta norma reglamenta el paso de una línea de transferencia de hidrocarburos por zonas que ofrecen mayor dificultad para la construcción que en la línea regular, por sus condiciones naturales o por la presencia de obras civiles cuyo funcionamiento normal no debe alterarse; en estos tramos, el cruce de la línea requiere de un tratamiento especial, con el fin de proteger la tubería y las áreas aledañas. Los requisitos mínimos de construcción para estos pasos se establecen en las siguientes normas:

- Cruce de Vías, NIO-0901.⁶³

⁵⁷ ECOPETROL. Normas de Ingeniería de Oleoductos: Sacos Rellenos, NIO-0808. Bogotá: ECOPETROL, 1997.

⁵⁸ ECOPETROL. Normas de Ingeniería de Oleoductos: Drenes Horizontales NIO-0809. Bogotá: ECOPETROL, 1997.

⁵⁹ ECOPETROL. Normas de Ingeniería de Oleoductos: Concretos, NIO-0810. Bogotá: ECOPETROL, 1997.

⁶⁰ ECOPETROL. Normas de Ingeniería de Oleoductos: Pilotes, NIO-0811. Bogotá: ECOPETROL, 1997.

⁶¹ ECOPETROL. Normas de Ingeniería de Oleoductos: Terraplenes Reforzados, NIO-0812. Bogotá: ECOPETROL, 1997.

⁶² ECOPETROL. Normas de Ingeniería de Oleoductos: Pasos Especiales, NIO-0900. Bogotá: ECOPETROL, 1997.

⁶³ ECOPETROL. Normas de Ingeniería de Oleoductos: Cruce de Vías, NIO-0901. Bogotá: ECOPETROL, 1997.

- Paso por Berma de Vía Principal, NIO-0902.⁶⁴
- Cruce de Corrientes, NIO-0903.⁶⁵
- Paso por Zonas Inundables, NIO-0904.⁶⁶
- Paso Elevado de Corrientes, NIO-0905.⁶⁷
- Cruce con Otros Ductos, NIO-0906.⁶⁸
- Paso por Terreno Empinado, NIO-0907.⁶⁹
- Paso por Zonas Angostas, NIO-0908.⁷⁰
- Lastrado de tubería, NIO-0909.⁷¹

⁶⁴ ECOPETROL. Normas de Ingeniería de Oleoductos: Paso por Berma de Vía Principal, NIO-0902. Bogotá: ECOPETROL, 1997.

⁶⁵ ECOPETROL. Normas de Ingeniería de Oleoductos: Cruce de Corrientes, NIO-0903. Bogotá: ECOPETROL, 1997.

⁶⁶ ECOPETROL. Normas de Ingeniería de Oleoductos: Paso por Zonas Inundables, NIO-0904. Bogotá: ECOPETROL, 1997.

⁶⁷ ECOPETROL. Normas de Ingeniería de Oleoductos: Paso Elevado de Corrientes. NIO-0905 Bogotá: ECOPETROL, 1997.

⁶⁸ ECOPETROL. Normas de Ingeniería de Oleoductos: Cruce con Otros Ductos. NIO-0906. Bogotá: ECOPETROL, 1997.

⁶⁹ ECOPETROL. Normas de Ingeniería de Oleoductos: Paso por Terreno Empinado. NIO-0907. Bogotá: ECOPETROL, 1997.

⁷⁰ ECOPETROL. Normas de Ingeniería de Oleoductos: Paso por Zonas Angostas. NIO-0908. Bogotá: ECOPETROL, 1997.

⁷¹ ECOPETROL. Normas de Ingeniería de Oleoductos: Lastrado de tubería. NIO-0909. Bogotá: ECOPETROL, 1997.

2.4.7.14 Actividades Finales.⁷²

Esta norma reglamenta las actividades que se deben realizar luego de la recuperación del derecho de vía, las cuales se describen en las siguientes normas:

- Señalización Definitiva, NIO-1001.⁷³
 - Limpieza Final, NIO-1002.⁷⁴
 - Planos Finales, NIO-1003.⁷⁵
-
- En caso de que el lecho de la zanja presente materiales que puedan dañar el recubrimiento, éste debe protegerse con duelas de madera, esterilla de guadua, geotextil o lastrado en concreto, en los cauces y en la forma que lo establezca el diseño.
 - Debe observarse la legislación concerniente al recurso agua y acatarse todas las disposiciones; específicamente se recalca la prohibición expresa del uso de materiales del fondo de los lechos de los ríos para actividades de construcción sin el correspondiente permiso de la autoridad competente.
 - Cuando se esté trabajando en la vecindad de otras tuberías, ya sean para transporte de hidrocarburos u otros servicios, se debe verificar y señalar su posición y tomar las precauciones necesarias para evitar daños a dichas tuberías.

⁷² ECOPETROL. Normas de Ingeniería de Oleoductos: Actividades Finales. NIO-1000. Bogotá: ECOPETROL, 1997.

⁷³ ECOPETROL. Normas de Ingeniería de Oleoductos: Señalización Definitiva, NIO-1001. Bogotá: ECOPETROL, 1997.

⁷⁴ ECOPETROL. Normas de Ingeniería de Oleoductos: Limpieza Final, NIO-1002. Bogotá: ECOPETROL, 1997.

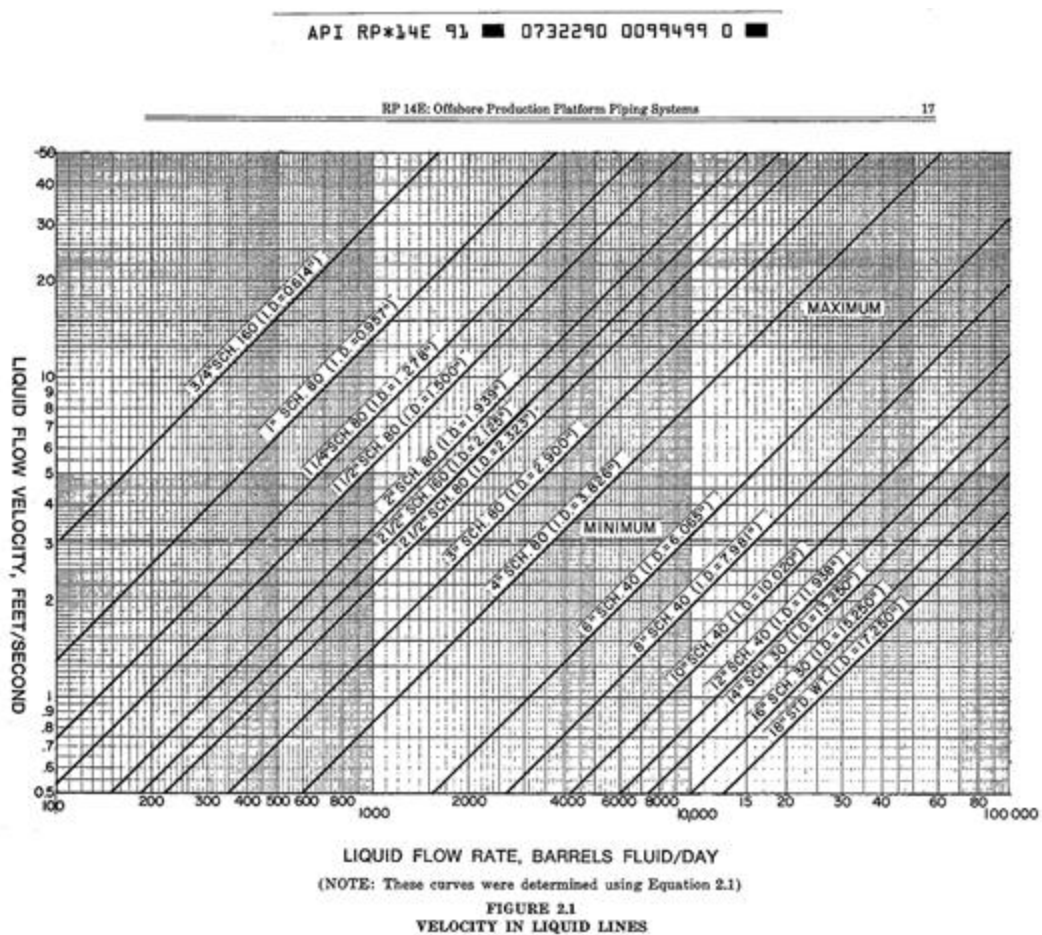
⁷⁵ ECOPETROL. Normas de Ingeniería de Oleoductos: Planos Finales, NIO-1003. Bogotá: ECOPETROL, 1997.

2.4.8 Criterios para la Selección de parámetros de diseño Según las Normas⁷⁶

El dimensionamiento de tuberías esta diseñado en función a la velocidad de flujo y a la caída de presión en la misma. Los criterios utilizados para cada caso son los siguientes.

- Velocidad recomendada: (Ver Figura 8)

Figura 8. Velocidades en líneas de flujo según Norma API RP 14 E 9L



⁷⁶ RAMIREZ ROJAS, Ángel Enrique. DISEÑO DE SISTEMA DE TRANSPORTE DE FLUIDOS DEL PROYECTO DE EXPANSIÓN TÉRMICA DE PETROPIAR. Informe De Pasantía Ingeniero Mecánico. Sartenejas. Universidad Simón Bolívar. Decanato De Estudios Profesionales. 2012. P-49

2.4.8.1 Determinación de la presión y temperatura de diseño

En este punto se establecen lineamientos para fijar la presión de diseño a utilizar en el cálculo de espesores de pared de tuberías de acero al carbono, acero inoxidable y aceros aleados, sometidas a presión interna.

La presión de diseño debe ser establecida de forma tal que cubra todas las condiciones de operación previsibles, incluyendo arranque, parada, perturbaciones del proceso, incrementos planificados en la severidad de operación, diferentes alimentaciones y productos, y ciclos de regeneración, cuando aplica.

En general, las condiciones de diseño para tubería se establecen durante el desarrollo de la ingeniería básica, por ingeniería de procesos, mientras que la selección del tipo específico de tubería a utilizar se establece de acuerdo a las especificaciones de materiales de tubería que rigen el proyecto, las cuales se basan en la clasificación de presión de las bridas según el tipo de material seleccionado para el manejo de un determinado flujo.

- **Presión de operación (PO):** se debe definir la presión de operación (PO), en caso de que no sea dada como dato del proceso, considerando las variaciones de presión originadas por cambios en la presión de vapor, densidad, cambio en la alimentación, cambios en los puntos de corte de los productos, cabezal estático debido al nivel de líquido, caída de presión en el sistema, presión de bloqueo de bombas o compresores y cualquier otra variación indicada en la descripción del proceso y/o filosofía de control y operación que puedan generar distintos valores de presión en un mismo sistema.
- **Presión máxima de operación (PMO):** la presión máxima de operación (PMO) debe ser al menos 5% mayor que la presión de operación (PO).

$$PMO \geq 1.05 * PO$$

- **Presión de diseño**

Para tuberías cuya presión máxima de operación (PMO) es menor o igual a 15 *Psi*, la presión de diseño (PD) debe ser por lo menos igual a la presión máxima de operación (PMO) mas 2 *Psi*, pero no menor a 16 *Psi*.

$$17 \text{ psi} \geq PD \geq 16 \text{ psi}$$

Para tuberías cuya $PMO > 15 \text{ psi}$, la presión de diseño (PD) es el mayor valor numérico entre el 110% de la presión máxima de operación (PMO) y la presión máxima de operación (PMO) mas 25 *Psi*.

$$PD = PMO + 25\text{psi}$$

$$PD = 1,1 * PMO$$

En el caso de la temperatura de diseño, debe colocarse la temperatura máxima que podría soportar el material de la tubería, adicional a esto, el fluido que circula por la misma debe ser al menos 50°F (10°C) menor que dicho valor máximo, siendo esta última la máxima temperatura de operación.

Al encontrarse el proyecto en una fase de ingeniería conceptual, se requiere ser lo más conservador posible, por lo que en todo caso se utilizará este criterio para determinar la presión de diseño de la tubería.

Para determinar la temperatura de diseño, se verificará cuál es la mayor temperatura de operación a lo largo de la vida del proyecto, y a este valor se incrementará por 50°F.

2.4.8.2 Espesor de la tubería.

El cálculo del espesor mínimo de las tuberías se llevará a cabo según lo establecido en la norma ANSI B 31.4 “Pipeline Transportation Systems for Liquid Hydrocarbons and Other Liquids”. Esta norma establece la correlación 2.1 para el cálculo de espesor, la cual relaciona la presión interna de la tubería, su diámetro externo, la tensión admisible por el material y un factor de junta soldada.

$$t = \frac{P_i * D}{2 * S * E}$$

Ecuación 2.1

Los parámetros S y E, para cada tipo de tubería. Además, a este valor se le debe añadir un espesor asociado a la corrosión estimado por estándares existentes.

Dicho valor dependerá de las propiedades del elemento que fluirá a lo largo de la tubería. Entonces el espesor total mínimo de la tubería debe ser:

$$t_t = t + t_{corrosion}$$

Ecuación 2.2

Este valor calculado es el mínimo admisible para la tubería. Ahora bien, al momento de seleccionar un espesor en un catálogo, probablemente no se encuentre el valor calculado de la fórmula anterior, si esto ocurre, se debe seleccionar un espesor mayor al arrojado por la fórmula anterior.

Tabla 12. Valores de S y E para el cálculo del espesor de la tubería.

Table 403.2.1-1 Tabulation of Examples of Allowable Stresses for Reference Use in Piping Systems Within the Scope of This Code

Specification	Grade	Specified Min. Yield Strength, psi (MPa)	Weld Joint Factor, E	Allowable Stress Value, S, -20°F to 250°F (-30°C to 120°C), psi (MPa)
Seamless				
API 5L	A25	25,000 (172)	1.00	18,000 (124)
API 5L, ASTM A53, ASTM A106	A	30,000 (207)	1.00	21,600 (149)
API 5L, ASTM A53, ASTM A106	B	35,000 (241)	1.00	25,200 (174)
API 5L	X42	42,000 (289)	1.00	30,250 (208)
API 5L	X46	46,000 (317)	1.00	33,100 (228)
API 5L	X52	52,000 (358)	1.00	37,450 (258)
API 5L	X56	56,000 (386)	1.00	40,300 (278)
API 5L	X60	60,000 (413)	1.00	43,200 (298)
API 5L	X65	65,000 (448)	1.00	46,800 (323)
API 5L	X70	70,000 (482)	1.00	50,400 (347)
API 5L	X80	80,000 (551)	1.00	57,600 (397)
ASTM A106	C	40,000 (278)	1.00	28,800 (199)
ASTM A333	6	35,000 (241)	1.00	25,200 (174)
ASTM A524	I	35,000 (241)	1.00	25,200 (174)
ASTM A524	H	30,000 (207)	1.00	21,600 (149)
Furnace Butt Welded, Continuous Welded				
ASTM A53	...	25,000 (172)	0.60	10,800 (74)
API 5L Classes I and II	A25	25,000 (172)	0.60	10,800 (74)
Electric Resistance Welded and Electric Flash Welded				
API 5L	A25	25,000 (172)	1.00	18,000 (124)
API 5L, ASTM A53, ASTM A135	A	30,000 (207)	1.00	21,600 (149)
API 5L, ASTM A53, ASTM A135	B	35,000 (241)	1.00	25,200 (174)
API 5L	X42	42,000 (289)	1.00	30,250 (208)
API 5L	X46	46,000 (317)	1.00	33,100 (228)
API 5L	X52	52,000 (358)	1.00	37,450 (258)
API 5L	X56	56,000 (386)	1.00	40,300 (279)
API 5L	X60	60,000 (413)	1.00	43,200 (297)
API 5L	X65	65,000 (448)	1.00	46,800 (323)
API 5L	X70	70,000 (482)	1.00	50,400 (347)
API 5L	X80	80,000 (551)	1.00	57,600 (397)
ASTM A333	6	35,000 (241)	1.00	25,000 (174)
Electric Fusion Welded				
ASTM A134	0.80	...
ASTM A139	A	30,000 (207)	0.80	17,300 (119)
ASTM A139	B	35,000 (241)	0.80	20,150 (139)
ASTM A671	...	Note (1)	1.00 [Notes (2), (3)]	...
ASTM A671	...	Note (1)	0.70 [Note (4)]	...
ASTM A672	...	Note (1)	1.00 [Notes (2), (3)]	...
ASTM A672	...	Note (1)	0.80 [Note (4)]	...
Submerged Arc Welded				
API 5L	A	30,000 (207)	1.00	21,600 (149)
API 5L	B	35,000 (241)	1.00	25,200 (174)
API 5L	X42	42,000 (289)	1.00	30,250 (208)
API 5L	X46	46,000 (317)	1.00	33,100 (228)

Tabla 13. Valores de S y E para el cálculo del espesor de la tubería. (Continuación).

Table 403.2.1-1 Tabulation of Examples of Allowable Stresses for Reference Use in Piping Systems Within the Scope of This Code (Cont'd)

Specification	Grade	Specified Min. Yield Strength, psi (MPa)	Weld Joint Factor, E	Allowable Stress Value, S , -20°F to 250°F (-30°C to 120°C), psi (MPa)
Submerged Arc Welded (Cont'd)				
API 5L	X52	52,000 (358)	1.00	37,450 (258)
API 5L	X56	56,000 (386)	1.00	40,300 (278)
API 5L	X60	60,000 (413)	1.00	43,200 (298)
API 5L	X65	65,000 (448)	1.00	46,800 (323)
API 5L	X70	70,000 (482)	1.00	50,400 (347)
API 5L	X80	80,000 (551)	1.00	57,600 (397)
ASTM A381	Y35	35,000 (241)	1.00	25,200 (174)
ASTM A381	Y42	42,000 (290)	1.00	30,250 (209)
ASTM A381	Y46	46,000 (317)	1.00	33,100 (228)
ASTM A381	Y48	48,000 (331)	1.00	34,550 (238)
ASTM A381	Y50	50,000 (345)	1.00	36,000 (248)
ASTM A381	Y52	52,000 (358)	1.00	37,450 (258)
ASTM A381	Y60	60,000 (413)	1.00	43,200 (298)
ASTM A381	Y65	65,000 (448)	1.00	46,800 (323)

GENERAL NOTES:

- (a) Allowable stress values, S , shown in this Table are equal to $0.72E$ (weld joint factor) \times specified minimum yield strength of the pipe. For slurry pipeline systems, allowable stress values are equal to $0.8E$ (weld joint factor) \times specified minimum yield strength of the pipe.
- (b) Allowable stress values shown are for new pipe of known specification. Allowable stress values for used pipe of known specification shall be determined in accordance with para. 403.10.
- (c) For some Code computations, particularly with regard to branch connections [see para. 404.3.5(c)] and expansion, flexibility, structural attachments, supports, and restraints (para. 404.9), the weld joint factor E need not be considered.
- (d) For specified minimum yield strength of other grades in approved specifications, refer to that particular specification.
- (e) Allowable stress value for cold worked pipe subsequently heated to 600°F (300°C) or higher (welding excepted) shall be 75% of the value listed in this Table (see para. 403.12).
- (f) Definitions for the various types of pipe are given in para. 400.2.
- (g) Metric stress levels are given in MPa (1 megapascal = 1 million pascals).

NOTES:

- (1) See applicable plate specification for yield point and refer to para. 402.3 for calculation of S_H .
- (2) Factor applies for Classes 12, 22, 32, 42, and 52 only.
- (3) Radiography must be performed after heat treatment.
- (4) Factor applies for Classes 13, 23, 33, 43, and 53 only.

Tabla 14. Valores de S y E para el cálculo del espesor de la tubería. (Continuación).

Table 403.3.1-1 Allowable Values for Pipeline System Stresses

Location	Internal and External Pressure Stress, S_H	Allowable Expansion Stress, S_E	Additive Longitudinal Stress, S_L	Sum of Longitudinal Stresses from Sustained and Occasional Loads	Equivalent Combined Stress, S_{eq}	Effective Stress for Casing or Uncased Pipe at Road or Railroad Crossings
Restrained pipeline	$0.72(E)S_Y$	$0.90S_Y$	$0.90S_Y$ [Note (1)]	$0.90S_Y$	$0.90S_Y$	$0.90S_Y$ [Note (2)]
Unrestrained pipeline	$0.72(E)S_Y$	S_A [Note (3)]	$0.75S_Y$ [Note (1)]	$0.80S_Y$	n/a	$0.90S_Y$ [Note (2)]
Riser and platform piping on inland navigable waters	$0.60(E)S_Y$	$0.80S_Y$	$0.80S_Y$	$0.90S_Y$	n/a	n/a
Slurry pipelines	$0.80(E)S_Y$	n/a	n/a	n/a	n/a	n/a

GENERAL NOTES:

- (a) S_Y = specified minimum yield strength of pipe material, psi (MPa)
- (b) E = weld joint factor (see Table 403.2.1-1)
- (c) In the setting of design factors, due consideration has been given to and allowance has been made for the underthickness tolerance and maximum allowable depth of imperfections provided for in the specifications approved by the Code.
- (d) S_L in the table above is the maximum allowable value for unrestrained piping calculated in accordance with para. 402.6.2. The maximum value of S_L for restrained pipe is calculated in accordance with para. 402.6.1.
- (e) See para. 403.10 for allowable stresses of used pipe.

NOTES:

- (1) Beam-bending stresses shall be included in the longitudinal stress for those portions of the restrained or unrestrained line that are supported above ground.
- (2) Effective stress is the sum of the stress caused by temperature change and from circumferential, longitudinal, and radial stresses from internal design pressure and external loads in pipe installed under railroads or highways.
- (3) See para. 403.3.2.

2.4.8.3 Piping Class.

Conociendo la presión y temperatura de trabajo de la tubería, se determina su clase. Entre éstas se tienen clase 150, 300, 600, 900, 1500 y 2500. Cada una de éstas posee una presión y temperatura límite, por lo que la clase de la tubería a elegir siempre deberá tener parámetros que sean mayores a las condiciones de diseño. Con la clase de la tubería seleccionada y el tipo de servicio que se quiere llevar a cabo en el sistema se determina el tipo de especificación de tubería, el cual, según la norma ASME B31.4, especifica el modelo de tubería a elegir (API 5L, ASTM, etc.), un espesor recomendado, tipo de unión de la tubería (tipo de soldadura), espesor de corrosión, entre otros.

2.5 MARCO TEORICO⁷⁷

Para el dimensionamiento y diseño de un sistema de tuberías se deben tomar en cuenta dos factores fundamentales; la velocidad de flujo del fluido a través de la tubería, y la caída de presión a lo largo de la misma. En los casos a estudiar, se tienen tres tipos de fluidos; el flujo líquido, gaseoso y bifásico. A continuación se presentan un conjunto de definiciones y correlaciones a través de las cuales se efectuará el dimensionamiento, diseño y verificación de sistemas existentes.

2.5.1 Propiedades de los fluidos.

2.5.1.1 Gravedad API o °API

Es una escala desarrollada por el Instituto Americano de Petróleo (API), que representa cuán pesado es el hidrocarburo con respecto al agua. A medida que el grado API disminuye, el hidrocarburo se hace cada vez más pesado, denso y viscoso. La viscosidad de los crudos representa su característica de fluidez. Los crudos extrapesados son más viscosos que los pesados. Los pesados más viscosos que los medianos. Los medianos más viscosos que los livianos. Los livianos y condensados son los más fluidos. Otro índice de apreciación de la fluidez de los crudos es la gravedad ° API, que mientras más alta sea indica más fluidez¹.

La densidad en °API se define a partir de la densidad relativa o “specific gravity 60/60°F” mediante la siguiente expresión:

$$^{\circ}API = \frac{141.5}{SG} - 131.5$$

Ecuación 2.3

⁷⁷ RAMIREZ ROJAS, Ángel Enrique. DISEÑO DE SISTEMA DE TRANSPORTE DE FLUIDOS DEL PROYECTO DE EXPANSIÓN TÉRMICA DE PETROPIAR. Informe De Pasantía Ingeniero Mecánico. Sartenejas. Universidad Simón Bolívar. Decanato De Estudios Profesionales. 2012. P-27.

Físicamente, la densidad API da una idea de la composición del crudo, que será más ligero cuanto mayor es su °API, con mayor proporción de destilados ligeros y por lo tanto más favorable para la obtención de productos destilados de mayor valor añadido como gasolinas y gasóleos mediante un esquema de refinado simple, mientras que un crudo con menor °API, más pesado, necesitará de un esquema de refinado más complejo que incluya procesos de conversión para obtener los mismos destilados.

Nótese que el valor numérico de la densidad en °API tiene el sentido inverso respecto a la densidad relativa, de esta forma cuanto mayor es el °API de un crudo más ligero será.

La determinación de la densidad, de la densidad relativa o de la gravedad API se puede realizar fácilmente a través de dos ensayos normalizados por el método de hidrómetro: ASTM-D 1298, Standard Practice for Density, Relative Density (Specific Gravity) o API gravity of Crude Petroleum and Liquid Petroleum Products by Hydrometer Method, ASTM D 287, gravedad API de petróleo crudo y productos derivados del petróleo. Un método instrumental que ha ido ganando en popularidad es el ASTM D 5002, densidad y densidad relativa por analizador digital.

2.5.1.2 Densidad absoluta

Es una magnitud escalar que se refiere a la cantidad de masa contenida en un determinado volumen de una sustancia cualquiera. Relaciona la masa con el volumen del cuerpo en estudio. La densidad absoluta es función de la presión y temperatura del fluido, y para líquidos ésta varía muy poco con el cambio de ambos parámetros, con una diferencia prácticamente despreciable (fluidos incompresibles). Para el cálculo de densidad se aplica la *ecuación 2.4*.

$$\rho = \frac{m}{Vol}$$

Ecuación 2.4

2.5.1.3 Densidad relativa

Es también conocida como gravedad específica y se refiere a la relación entre la densidad de un fluido cualquiera, con otro fluido que se toma como base. En el caso de líquidos, el fluido que se toma como base es el agua a condiciones atmosféricas, a su vez, para los gases, el fluido base viene siendo el aire. La gravedad específica es un factor adimensional, puesto que es la división de dos densidades.

Para líquidos:

$$SG = \frac{\rho}{\rho_{Agua}}$$

Ecuación 2.5

Para gases:

$$SG = \frac{\rho}{\rho_{Aire}}$$

Ecuación 2.6

2.5.1.4 Viscosidad

⁷⁸La viscosidad de los crudos se mide en poise o centipoise, en honor al médico e investigador Jean Louis Poiseuille. En términos físicos, la viscosidad absoluta se expresa en Dina-segundo por centímetro cuadrado. O de otra manera, se expresa que la viscosidad absoluta de un fluido es la fuerza tangencial en dinas necesarias para mover una unidad de área de un plano a unidad de velocidad, con relación a otro plano fijo y a una unidad de distancia entre los planos, mientras que el fluido en cuestión está en contacto con los dos planos.

⁷⁸ RIVERA V. José S. Práctica de Ingeniería de yacimientos petrolíferos. Disponible en internet <<http://ingenieria-de-petroleo.lacomunidadpetrolera.com/2009/05/viscosidad-de-los-crudos.html>>

La viscosidad de los crudos está sujeta a cambios de temperatura, así que un crudo viscoso se torna más fluido si se mantiene a una temperatura más alta que la ambiental. Esta disminución de la viscosidad hace que la fricción sea menor y, por ende, facilita el flujo y hace que la presión requerida para el bombeo por tubería sea menor. Por ejemplo, un crudo X muy viscoso (10 ° API) tiene una Viscosidad Universal Saybolt (SUS) de 90.000 a 38 °C. El crudo liviano Y (45 °API) tiene una viscosidad de 34 SUS a la misma temperatura y ambos a presión atmosférica. Relacionando las dos viscosidades, se podría decir que el crudo X es 2.647 veces más viscoso que el crudo Y o que este es 2.647 veces mas fluido que el X a esta temperatura. Cada crudo en situación estática en el yacimiento tiene determinada viscosidad, característica de la presión y temperatura.

2.5.1.5 Viscosidad Dinámica

Un fluido posee moléculas, y entre ellas existen fuerzas moleculares llamadas fuerzas de cohesión. Cuando se desplazan unas moléculas con relación a otras se produce entre ellas una fricción. El coeficiente de fricción generado internamente en un fluido (entre sus moléculas) es conocido como viscosidad dinámica.

2.5.1.6 Viscosidad Cinemática

La viscosidad cinemática es la relación entre la viscosidad dinámica y la densidad de un fluido, como se muestra en la *ecuación 2.7*. Este parámetro relaciona las fuerzas debido a la fricción interna de las moléculas del fluido (por la presencia de la viscosidad dinámica), con las fuerzas de inercia que dependen de la densidad.

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

Ecuación 2.7

2.5.1.7 Número de Reynolds.

Es un número adimensional creado por Osborne Reynolds en 1883, utilizado en el análisis o estudio de los fluidos para investigar el comportamiento de los mismos. El número de Reynolds (Re) relaciona la velocidad (V), densidad (ρ), viscosidad (μ) y dimensión típica de un flujo. Para el caso de flujo en tuberías circulares, éste factor adimensional se calcula bajo la *ecuación 2.8*.

$$Re = \frac{\rho * D * V}{\mu}$$

Ecuación 2.8

Si el número de Reynolds es menor a 2000 se considera que el flujo es laminar. Si se encuentra entre 2000 y 4000 se dice que el flujo se encuentra en un régimen de transición y si el Re es mayor a 4000, el fluido se encuentra régimen turbulento.

2.5.1.8 Caudal.

Caudal es definido como el volumen de fluido por unidad de tiempo que circula por un área transversal a la corriente de dicho fluido. Siendo tiene que el caudal es:

$$Q = v * A$$

Ecuación 2.9

En el caso de flujo por tuberías de área circular, el área transversal se calcula de la *ecuación 2.10*

$$A = \pi * \left(\frac{D}{2}\right)^2$$

Ecuación 2.10

Despejando la velocidad media:

$$v = \frac{Q}{A}$$

Ecuación 2.11

Es ésta velocidad, uno de los parámetros en base al cual se diseñará el sistema de tuberías. Además se debe verificar que ésta, siempre sea menor a la velocidad erosional, que se define a continuación.

2.5.1.9 Velocidad Erosional.

APLICACIÓN DE LA ECUACIÓN API RP-14E

Es el punto en que la velocidad de flujo de un fluido a lo largo de una tubería es bastante grande, por lo que se comienzan a dar problemas de abrasión, erosión, ruido y vibración en la tubería. Se debe diseñar el sistema de tuberías de manera tal que nunca se alcance este valor en ningún punto de la tubería.

⁷⁹Cuando el fluido fluye a través de una tubería a altas velocidades, puede ocurrir la erosión de la tubería. Esto es verdad especialmente para capacidad de flujo de gas alto, en la cual la velocidad puede exceder entre 60 a 70 ft/sec.

Esta erosión no es un problema en pozos de petróleo, aunque algunos pozos con altos relación gas-liquido puede estar sujeta a erosión.

La velocidad en la cual la erosión empieza a ocurrir no puede ser determinada con exactitud, y si las partículas solidas como la arena están en el fluido, la erosión puede ocurrir en velocidades relativamente bajas.

La velocidad en la cual la erosión puede ocurrir ha sido relacionada a la densidad del fluido por la siguiente ecuación:

⁷⁹ CHANOMENA1157. myslide.es. VELOCIDAD EROSIONAL. Disponible en internet- <
<http://myslide.es/documents/velocidad-erosional.html>>

Para flujos líquidos:

$$v_{erosional} = \frac{C}{\sqrt{\rho}}$$

Ecuación 2.12

Donde:

$v_{erosional}$ = velocidad erosional, [ft/sec].

ρ = densidad del fluido [lbm/ft³].

C = una constante que tiene el rango de 75 y 150.

2.5.2 Análisis del Impacto de las Variables en la Selección de Alternativas de bombeo⁸⁰

A continuación se hace una presentación sobre algunos aspectos que deben ser considerados durante la formulación de un proyecto de oleoducto, enfocado especialmente en Colombia, con una realidad bastante especial, que intenta desarrollar proyectos ajustados a requerimientos técnicos internacionales, con una legislación ambiental que no tiene nada que envidiar al resto del mundo y con una situación social que debe ser considerada, por sus implicaciones en los costos del proyecto.

2.5.2.1 Impacto de la Topografía

El tamaño, la cantidad, la potencia y la configuración de los equipos depende directamente de la topografía propia de la zona del proyecto. En un país como

⁸⁰ MENDOZA MORA, Jorge Armando, RAMIREZ YAÑEZ, León Darío y RODRIGUEZ POVEDA Elvis Andrés. Estudio de confiabilidad y vulnerabilidad de las bombas de Tres tornillos marca IMO, que se encuentran instaladas en el Oleoducto Apiay – altos el porvenir, de la vicepresidencia de Transporte de Ecopetrol S.A. Monografía de grado presentada como requisito para optar el título de Especialista en Gerencia de Mantenimiento. Bucaramanga. Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Físico-Mecánicas. 2014. P-17.

Colombia por ejemplo, la topografía combinada con la viscosidad del producto a bombear, afectan el peso de la columna del producto dentro de la tubería, afectando a su vez los requerimientos de espesor de la tubería, las condiciones de presión en la descarga de las bombas y la cantidad de estaciones de bombeo en los tramos ascendentes o de reducción de presión en los descendentes.

La topografía determinará las condiciones futuras para el mantenimiento del oleoducto, deberán considerarse durante el diseño, las dificultades que implicará el acceso de equipo al derecho de vía 1 y sobre todo el ingreso de válvulas, accesorios y herramientas durante la vida útil del activo, por lo que el “rating” del oleoducto no puede ser determinado sin considerar las condiciones de las vías de acceso, sobre todo en las condiciones reales de un país en desarrollo, lo que limita en buena medida el uso de diámetros grandes y “ratings” superiores a ANSI 600.

La longitud de los tramos de oleoducto y el caudal a bombear dentro de una tubería ya definida, por supuesto también afectan las características de los equipos de bombeo.

2.5.2.2 Impacto de la Viscosidad

La combinación de la viscosidad y la topografía afectan la presión de la columna de producto dentro de las tuberías y por tanto impactan los valores de dicha presión, que deberán manejarse en diferentes partes del tramo de oleoducto en cuestión. Desde el punto de vista de diseño, los equipos de bombeo están limitados al manejo de un rango de viscosidades característico de cada tipo de bomba, por ejemplo las bombas centrífugas tienen comportamiento hasta 300 cSt [centi Stokes] y a partir de este punto, su eficiencia se ve seriamente comprometida.

La alternativa de acondicionamiento de la viscosidad del producto al equipo de bombeo y al ducto existente siempre estará disponible, de manera que en situaciones en donde se tengan varias calidades de producto a bombear y por ejemplo una topografía pronunciada, se haga necesario analizar que rangos de viscosidades pueden ser bombeados para una situación específica, estos casos se entienden como marginales, ya que el acondicionamiento del producto puede resultar muy costoso, porque implica degradar el producto a bombear o ajustarle la viscosidad con algún solvente que sea compatible, lo cual necesariamente implica el transporte de cantidades considerables de este producto hasta el sitio de producción y eventualmente la construcción de facilidades para recuperarla en los sitios de entrega del producto. En el caso particular de transporte de petróleo crudo, la alternativa de preparación de mezclas de diferentes calidades de crudo es una buena alternativa, siempre y cuando estén disponibles en el área de producción y no implique el transporte de crudos más livianos hasta los sitios de ajuste de viscosidad.

En Colombia, el ajuste de la viscosidad por la vía de aplicar una sustancia compatible, se realiza con nafta, de acuerdo al tipo de crudo, y se hace necesario el transporte de nafta para propósitos de dilución hasta los sitios de producción, lo cual se hace en buena medida a través de camiones, saturando las vías existentes y acortando los tiempos de mantenimiento de vías y puentes.

En el diseño y construcción de nueva infraestructura, debe garantizarse la mejor opción de equipos de bombeo para un rango de viscosidades dado, sin dejar de lado las condiciones reales del proyecto y midiendo el impacto que tenga esta opción sobre la infraestructura existente.

2.5.2.3 Impacto del Seccionamiento del ducto

Las personas, el medio ambiente y la infraestructura alrededor del ducto requieren estar debidamente protegidas, por esta razón los oleoductos requieren estar debidamente seccionados, de manera que ante una eventual falla o un daño ocasionado por fenómenos naturales o atentados a la infraestructura, se pueda mitigar la potencialidad del daño.

El seccionamiento del ducto también se debe hacer por razones de mantenibilidad de la infraestructura, de manera que puedan aislarse los tramos objeto de mantenimiento.

Cada proyecto tiene sus particularidades, deberá atravesar fuentes de agua, obras de infraestructura, núcleos de población, accidentes geográficos, etc. Todas estas requieren un adecuado seccionamiento que permita protegerlos adecuadamente.

El seccionamiento se realiza mediante la instalación de válvulas de corte y de retención (Cheques), también las válvulas shut down (ESDV) en los sitios que se requiera. En las bases de diseño del oleoducto deberán fijarse los niveles permitidos de producto que ante un eventual daño se permitirá emitir al medio ambiente y de esta manera se determina el tamaño de las secciones de oleoducto, por ejemplo en un tramo plano, sin elementos que proteger como ríos, poblaciones o infraestructura. En todos los otros casos, se requiere la instalación de válvulas, siendo viable agrupar varios ramales o afluentes de la misma corriente fluvial que están muy cerca.

Hoy día existe la posibilidad de instalar un Sistema Instrumentado de Seguridad (SIS), que es básicamente un sistema de control, que se comunica con las estaciones de bombeo, que mide los parámetros de operación del oleoducto, emite

alertas y puede eventualmente parar el bombeo, aislar tramos del oleoducto para evitar desastres y optimizar el desarrollo del plan de contingencia.

La atención de las eventuales contingencias se realiza con personal debidamente entrenado en la metodología de Sistema Comando de Incidentes (SCI), metodología que permite dimensionar el tamaño del operativo de acuerdo con el tamaño de la contingencia, que busca disminuir los daños colaterales y el uso eficiente de los recursos disponibles para la atención de una contingencia.

2.5.3 NPSH (Altura de aspiración positiva neta)

NPSH es un acrónimo de Net Positive Suction Head, también conocido como ANPA (Altura Neta Positiva en la Aspiración) y CNPA (Carga Neta Positiva en Aspiración).

El NPSH, es la cabeza de succión positiva neta total en pies de un líquido, (absoluta en la línea central de la bomba o en el impulsor) menos la presión absoluta de vapor (en pies) del líquido que es bombeado.

Debe siempre tener un valor positivo y puede ser calculado por las ecuaciones siguientes: para ayudar en la visualización de las condiciones que existen, se utilizarán dos: la *primera expresión* se basa en un nivel de suministro de elevación de succión del líquido está por debajo de la línea central de la bomba o del ojo del impulsor; la *segunda expresión* se basa en una succión positiva (inundado), donde el nivel de suministro del líquido está por encima de la línea central de la bomba o el ojo del impulsor.

Para la altura de aspiración:

$$NPSH = h_a - h_{vpa} - h_{st} - h_{fs}$$

Ecuación 2.13

Para succión positiva (inundado):

$$NPSH = h_a - h_{vpa} + h_{st} - h_{fs}$$

Ecuación 2.14

Dónde:

h_a = Presión absoluta (en pies de líquido) en la superficie del nivel de suministro del líquido (ésta será la presión barométrica si la succión es de un tanque abierto o sumidero, o la presión absoluta existente en un tanque cerrado, tal como un condensador). **Presión atmosférica**

h_{vpa} = La cabeza en pies correspondiente a la presión de vapor del líquido a la temperatura que se bombea. **Presión de vapor del crudo**

h_{st} = Altura estática en pies en la cual se encuentra el nivel de suministro de líquido está por encima o debajo de la línea central de la bomba o el ojo del impulsor de la bomba. **Perdida estática**

h_{fs} = Todas las pérdidas en la línea de succión (en pies) incluyendo las pérdidas de ingreso y las pérdidas por fricción a través de tuberías, válvulas y accesorios, etc. **Perdidas de presión**

Dos valores de cabeza de succión positiva netos son considerados; Cabeza de Succión Positiva Neta Requerida (NPSHR) y Cabeza de Succión Positiva Neta Disponible (NPSHA).

2.5.3.1 NPSH Requerido.

Es determinado por la manufactura de la bomba y dependerá de muchos factores incluido el tipo de entrada del impulsor, diseño del impulsor, caudal de la bomba, velocidad de rotación, naturaleza del líquido, etc. NPSHR generalmente se representa en la curva de rendimiento de la bomba característica suministrada por el fabricante de la bomba.

Para calcular el NPSH requerido en el sistema de bombeo a diseñar en el presente trabajo, se seguirá la *ecuación 2.15*,

$$NPSH_{Requerido} = Hz - \frac{V^2}{2g}$$

Ecuación 2.15

Donde:

Hz es la carga mínima necesaria a la entrada del rodete, en m. c. l.

2.5.3.2 NPSH Disponible

La cabeza de succión positiva neta disponible depende de la disposición del sistema y siempre debe ser igual o mayor que el NPSHR. Para calcular el NPSH disponible en el sistema de bombeo a diseñar en el presente trabajo, se seguirá la *ecuación 2.16*,

$$NPSH_{Disponible} = \frac{Pa}{\gamma} - Ha - hf - \frac{Pv}{\gamma}$$

Ecuación 2.16

Donde:

Pa es la presión en el nivel de aspiración, en Pa.

γ es el peso específico del líquido $\frac{N}{m^3}$

Ha es la altura geométrica de aspiración en m. c. l. (metros de columna de líquido).

hf es la pérdida de carga en la línea de aspiración, en m. c. l.

Pv es la presión de vapor del líquido a la temperatura de bombeo, en Pa.

La presión de vapor de un líquido a la temperatura de bombeo siempre debe ser conocida para calcular el NPSHD. En una instalación existente el NPSH disponible sería la lectura de un medidor en la brida de succión del líquido convertido a pies

absolutos y corregidos en la bomba de elevación central menos la presión de vapor del líquido en pies absolutos, además de la carga de velocidad del líquido en pies en el punto de unión de calibre.

2.5.3.3 Cálculo de la pérdida de carga

La pérdida de carga total H_{l_T} , se considera como la suma de las pérdidas mayores, H_l , debidas a efectos producidos por la fricción, en flujo completamente desarrollado en tubos de área constante, y pérdidas menores H_{l_m} , debidas a entradas conectores, cambios de área, etc. Este Oleoducto se diseñó sin cambios de área. Así que las pérdidas menores estarán dadas por la entrada y salida del crudo desde y hacia los tanques de almacenamiento, por las válvulas que se instalen y las desviaciones que se le realicen doblando la tubería para el caso determinado.

Las pérdidas menores se pueden despreciar, ya que la longitud del oleoducto es considerable y se puede hacer válida esta determinación.

El balance de energía entre dos puntos:

$$\left(\frac{P_1}{\rho} + \alpha_1 \frac{V_1^2}{2} + g * Z_1 \right) - \left(\frac{P_2}{\rho} + \alpha_2 \frac{V_2^2}{2} + g * Z_2 \right) = h_{l_T}$$

Ecuación 2.17

Para flujo completamente desarrollado a través de una tubería de área constante

$\alpha_1 \frac{V_1^2}{2} = \alpha_2 \frac{V_2^2}{2}$; la ecuación se reduce a:

$$\frac{P_1 - P_2}{\rho * g} = (Z_2 - Z_1) + h_l$$

Ecuación 2.18

Donde:

Para Flujo laminar:

$$h_l = \left(\frac{64}{Re}\right) * \frac{L}{D} * \frac{V^2}{2 * g}$$

Ecuación 2.19

2.5.3.4 Calculo presión de succión y descarga de la bomba

Se aplicará el principio de la ley de conservación de la energía, aplicada al flujo de fluidos en tubería y está definido por la expresión del teorema de Bernoulli, cuyo enunciado determina que la energía en cualquier punto del sistema, por encima de plano horizontal arbitrario fijado como referencia, es igual a la suma de la altura geométrica debida a la presión y debida a la velocidad. Entre dos puntos del sistema el balance de la energía incluye las pérdidas de fricción en dicho tramo.

La expresión más general de la ecuación de Bernoulli, se escribe de la siguiente manera en unidades del sistema inglés.

$$Z_1 + \frac{144 * P_1}{\rho_1 * g} + \frac{V_1^2}{2 * g} = Z_2 + \frac{144 * P_2}{\rho_2 * g} + \frac{V_2^2}{2 * g} + H_L$$

Ecuación 2.20

En términos de caída de presión la expresión anterior se puede expresar así:

$$P_1 = \left[(Z_2 - Z_1) * \frac{\rho_1}{144} \right] + \left[(V_2^2 - V_1^2) * \frac{\rho_1}{288 * g} \right] + \left[H_L * \frac{\rho_1}{144} \right] + P_2$$

Ecuación 2.21

O con una expresión más simplificada, si $V_1 = V_2$ y $\rho_1 = \rho_2$

$$P_1 = \left[(Z_2 - Z_1) * \frac{\rho_1 * g}{144} \right] + \left[H_L * \frac{\rho_1 * g}{144} \right] + P_2$$

Ecuación 2.22

Donde las unidades aplicadas son:

$$\begin{aligned}
 &P_1 \text{ [Psi]} \\
 &Z \text{ [Ft]} \\
 &g \left[\frac{\text{Ft}}{\text{s}^2} \right] \\
 &H_l \text{ [Ft de columna de fluido]} \\
 &\rho \left[\frac{\text{Lb}}{\text{Ft}^3} \right]
 \end{aligned}$$

2.5.4 Selección de Alternativas de Bombeo en Oleoductos⁸¹

El análisis de todas las variables involucradas es necesaria y dependiendo de la ubicación geográfica, el proyecto tendrá particularidades que impiden tener una regla general para la especificación de los equipos de bombeo que componen el sistema.

2.5.4.1 Selección del Tipo de Bombas

El proceso de selección del tipo de bombas, requiere como mínimo la consideración, valoración y análisis de los siguientes parámetros: Consideraciones Operativas, Consideraciones de Mantenimiento y Consideraciones de Eficiencia.

La Estandarización, Confiabilidad, Ciclo de Vida de los equipos, NPSH requerido por los equipos o disponible en el proyecto, Requerimientos de refuerzo en el bombeo (Bombas “Booster”), Requerimiento de variadores de frecuencia y Número de equipos requerido de acuerdo con los requerimientos operacionales, además de las consideraciones mencionadas en los numerales anteriores también deben ser considerados en un análisis juicioso de la decisión.

⁸¹ GUZMÁN ACOSTA, Miguel Alejandro. Manual De Diseño Para Sistemas De Tuberías Y Tanques Atmosféricos De Techo Fijo. Informe De Pasantía Ingeniero Mecánico. Sartenejas. Universidad Simón Bolívar. Decanato De Estudios Profesionales. 2012. P-8.

Eventualmente, podrían considerarse los siguientes tipos de bombas para un análisis: Bombas Centrífugas, Bombas de Doble Tornillo, Bombas de Triple Tornillo, Bombas de Cavidades Progresivas y Bombas Reciprocantes.

2.5.4.2 Consideraciones Operativas

- **Bomba de Cavidades Progresivas⁸²:** La bomba PCP, o bomba de cavidades progresivas, es un tipo de bomba de engranaje helicoidal. Su principio de funcionamiento fue inventado en Francia por el Ing René Moineau en 1930, de donde también se la conoce como bomba MOINEAU.

La bomba consta de dos hélices, una dentro de la otra: el estator con una hélice interna doble y el rotor con una hélice externa simple. Cuando el rotor se inserta dentro del estator, se forman dos cadenas de cavidades progresivas bien delimitadas y aisladas. A medida que el rotor gira, estas cavidades se desplazan a lo largo del eje de la bomba, desde la admisión en el extremo inferior hasta la descarga en el extremo superior, transportando, de este modo el fluido del pozo hasta la tubería de producción.

Ventajas:

- Bajo costo de instalación.
- Bombeo de caudales constantes sin válvulas.
- Puede bombear crudos viscosos.
- Capaz de manejar gas y arena.
- Bajo costo de mantenimiento.
- Se elimina la flotación de cabillas.

⁸² MADRIGAL Adriana. Disponible en internet < <http://empleospetroleros.org/2012/09/21/sistemas-de-levantamiento-sistema-de-bombeo-de-cavidades-progresivas/> >

- Opera con bajo torque.
- Nivel de ruido muy bajo.
- Ideal para áreas urbanas.

El sistema de bombeo de cavidades progresivas es una tecnología que ha demostrado ser la más eficiente en levantamiento artificial, en la producción de petróleos con elevada viscosidad y en pozos de difícil operación (alta temperatura, presencia de gas y porcentajes de agua elevados), los componentes de este sistema fue diseñado para trabajar eficazmente en condiciones extremas.

- **Bombas de Doble Tornillo:** Los equipos de doble tornillo presentan ventajas operativas únicas de su diseño, entre las cuales se tiene por ejemplo que pueden operar con varias fases de producto (aire, agua, crudo, etc), ya que estos equipos poseen engranajes de sincronización que hacen que los tornillos jamás se toquen entre sí.

No tienen inconveniente por baja succión, permiten por ejemplo, desocupar totalmente los tanques de almacenamiento o por lo menos bajar mucho más el nivel que los demás equipos considerados, son mucho más tolerantes a la presencia de lodo y mugre y la posibilidad de daño en el equipo es mucho menos probable por presencia de producto fuera de especificación. Sin embargo, por existir un huelgo abierto entre los tornillos, la eficiencia volumétrica de este diseño se deteriora sensiblemente para viscosidades bajas.

Estos equipos son igualmente sensibles a situaciones en donde por falla de la lógica, falla eléctrica, falla mecánica o falla humana resulten restricciones aguas

abajo de la bomba que ocasionen sobre presiones que pueden poner en peligro la integridad del equipo, de las instalaciones y del personal que opera.

Al igual que las bombas de triple tornillo, también es posible la instalación de equipo adicional que proteja las instalaciones y el personal que opera.

Solo requieren la instalación de un (1) VFD para operar la totalidad de los equipos. Estos equipos no requieren para su operación equipos adicionales de refuerzo (“Booster”), ya que el NPSH requerido es mínimo y esto por tanto significa menos equipo para operar, lo que incidirá en la lógica de operación, en especial durante el arranque.

Existen equipos de doble tornillo de mucha más capacidad que los que existen de triple tornillo, por lo que eventualmente no se requeriría instalar muchos equipos para lograr los caudales deseados.

- **Bombas Centrífugas:** Los equipos centrífugos son muy versátiles en su operación. Las características del mismo permiten su operación en muchos escenarios y configuraciones, las cuales se logran con variaciones mínimas en el diseño del rotor, inhibiendo etapas o variando su velocidad a través de variadores de frecuencia.

Esta característica las hace elegibles debido a las condiciones cambiantes de las condiciones requeridas de operación, impuestas por la dinámica de producción de los campos de petróleo.

Resultan muy robustos a las fallas de la lógica, fallas eléctricas, fallas mecánicas o fallas humanas que ocasionen restricciones aguas abajo de la bomba y pues no

ocasionen sobre presiones ya que en este caso, la bomba no desplaza el producto como ocurriría con equipos de desplazamiento positivo.

La puesta en operación de estos equipos es sencilla y ampliamente conocida por los operadores, es muy versátil para operar tanto en serie como en paralelo.

En la mayoría de los casos no requiere sistemas de lubricación forzada para su operación, sin embargo en casos de equipos grandes es recomendable el uso de lubricación forzada para garantizar operación confiable a bajas velocidades y operaciones de arranque y parada.

La operación óptima requiere que las bombas sean especificadas de manera que al ser operadas en conjunto, el punto de operación de los equipos este cercano o en el punto de mayor eficiencia. Esto último se puede lograr para diferentes condiciones de caudal, variando la velocidad de todo el grupo de equipos instalados y haciendo arreglos en paralelo o en serie para cumplir el objetivo de un buen desempeño.

- **Bombas de Triple Tornillo:** Las bombas de triple tornillo, por tener tornillos flotantes que dependen totalmente de la película hidrodinámica para mantenerse separados del tornillo rotor principal, resultan sensibles a errores operativos tales como bajas presiones en la succión, producto fuera de especificaciones con arena, lodo, partículas, agua, aire o productos de baja viscosidad; cabe anotar que estas situaciones también pueden presentarse por otras razones tales como atentados, hurtos de producto o por las actividades propias de mantenimiento de la línea como corridas de marranos de limpieza, cambio de accesorios en la línea, conexiones en caliente (“Hot Taps”) y retiro de abolladuras en el ducto.

Por su construcción, estas bombas poseen altas eficiencias volumétricas, hay pocas fugas internas para el flujo y son independientes de la viscosidad o presión de trabajo.

La diferencia fundamental de los equipos de tornillo vs los rotodinámicos, es que actúan como una fuente de caudal constante; ocasionan un desplazamiento del fluido fijo hacia la descarga y su presión de trabajo depende de las restricciones que el equipo tenga aguas abajo. Estos equipos no generan una cabeza o presión de descarga como es el caso de las bombas centrífugas.

Las bombas de triple tornillo por su naturaleza de desplazamiento positivo resultan muy sensibles a situaciones en donde por falla de la lógica, falla eléctrica, falla mecánica o falla humana resulten restricciones aguas abajo de la bomba que ocasionen sobre presiones que pueden poner en peligro la integridad del equipo, las instalaciones y el personal que opera.

Si bien se pueden prever muchos tipos de protecciones para la bomba, para las instalaciones y para las personas, estas acciones de contención implican la instalación de más equipos y por ende complican aún más la operación.

Los requerimientos de filtrado para los equipos de triple tornillo, por las implicaciones que tiene para el equipo la presencia de lodo o partículas, requieren ser más exigentes y requieren más tiempo por parte del personal de operaciones; esto también implica pérdidas adicionales en el sistema.

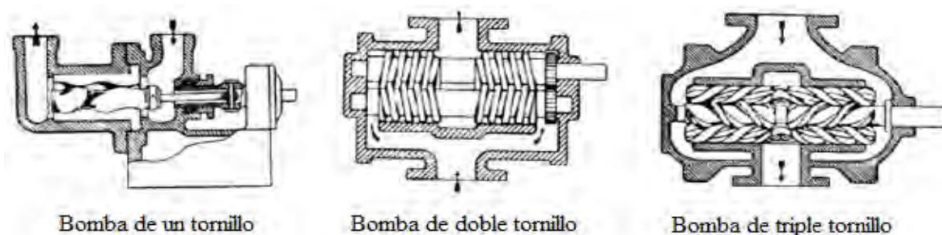
En el diseño de oleoductos, normalmente se instalan esquemas 4+1, es decir se divide el caudal que se requiere bombear en cuatro equipos y se propone un equipo de respaldo. La razón para hacer esto es que de esta forma se instala un respaldo

razonable del 25% y no por ejemplo un 50% al instalar un esquema 2+1 o un 10% al instalar un esquema 10+1, uno excesivo y el otro deficiente.

Las bombas de triple tornillo, debido a que las capacidades de bombeo disponibles no son muy altas, tienen el inconveniente para instalar sistemas 4+1, en sistemas de requerimientos por encima de los 600.000 barriles.

En general las bombas de desplazamiento positivo incrementan su caudal de acuerdo con su velocidad y el caudal total resulta de la suma aritmética de la cantidad de equipos instalados, por lo que su condición de instalación óptima es con motores eléctricos y variadores de frecuencia, de manera que puedan hacerse funcionar en fracciones de su velocidad para flujos intermedios, hasta alcanzar el flujo deseado. Téngase en cuenta que solo es necesario variar la velocidad de la última unidad que ingresa a la operación para ajustar un caudal específico.

Figura 9. Bombas de Tornillo



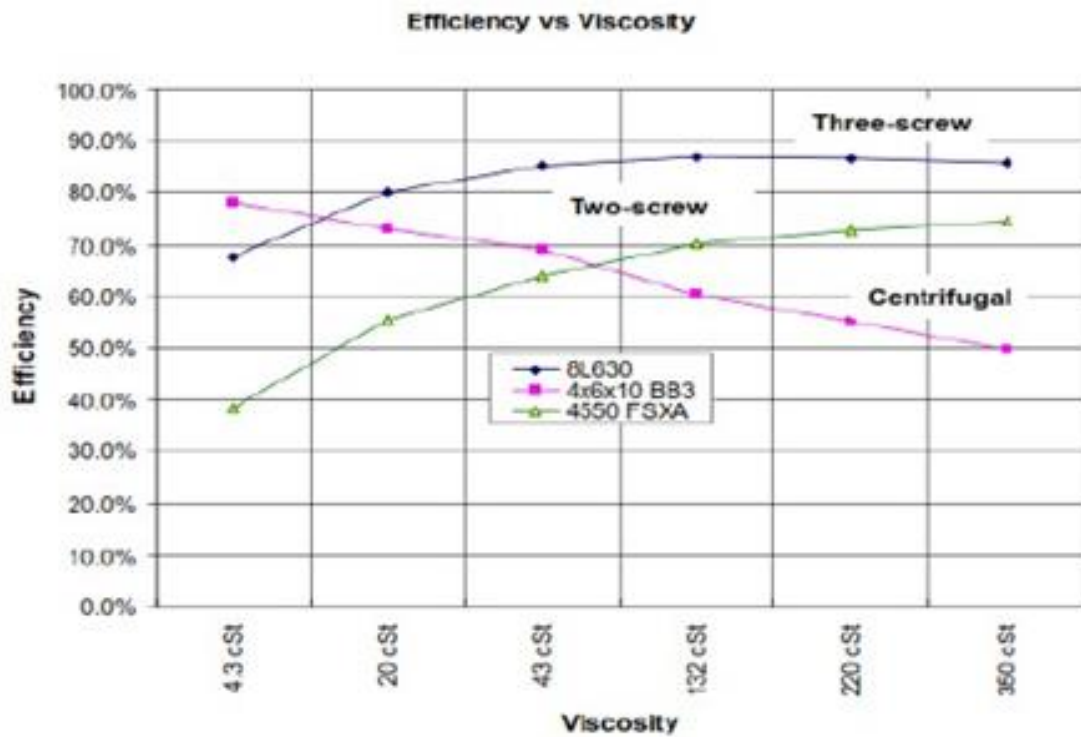
Fuente: GUZMÁN ACOSTA, Miguel Alejandro. Manual De Diseño Para Sistemas De Tuberías Y Tanques Atmosféricos De Techo Fijo.

2.5.4.3 Consideraciones de Eficiencia

Instintivamente se podría considerar que la eficiencia es definitiva en la decisión de seleccionar la tecnología de los equipos, sin embargo, esta variable solo considera la parte económica y no una visión holística, integral del análisis, especialmente aspectos como la vulnerabilidad de los equipos, las condiciones especiales que

pueda tener el proceso, la disponibilidad de referencias, la dificultad para la consecución de repuestos y las brechas tecnológicas que puedan existir entre el sitio de fabricación de los equipos y el sitio de instalación.

Figura 10. Eficiencia en Sistemas de Bombeo



Fuente: Gatterer, R.

2.5.5 Esfuerzos presentes en Oleoductos ⁸³s

2.5.5.1 Esfuerzos primarios:

Pueden causar deformaciones o fallas, si exceden el límite de fluencia de la tubería.
Esfuerzo de membrana circunferencial debido a la presión interna.

⁸³ GUZMÁN ACOSTA, Op. Cit Pg. 30

Esfuerzo de membrana longitudinal debido a la presión y peso muerto.

Esfuerzos primarios de flexión debido al peso muerto, cargas de viento y sísmicas.

2.5.5.2 Esfuerzos secundarios:

Son aquellos producidos a causa de la expansión o contracción del material debido a los cambios de temperatura. Para controlar estos esfuerzos cuando son excesivos, es necesario variar el diseño del sistema y de las restricciones impuestas sobre él, para que este sea más flexible.

No causan fallas en materiales dúctiles cuando las cargas son estáticas, pero pueden causar fallas por fatiga cuando las cargas son cíclicas.

Cuando los esfuerzos secundarios exceden el límite de fluencia de la tubería, pueden producir deformaciones locales con lo cual se redistribuyen las cargas y se reducen los esfuerzos.

Esfuerzos secundarios de flexión y torsión debido a restricciones en la expansión o contracción térmica.

Esfuerzos secundarios de membrana, flexión y torsión se pueden producir debido a distribución de temperatura no uniforme en la tubería.

Esfuerzos localizados: Disminuyen rápidamente a corta distancia de su origen, sus efectos son similares a los esfuerzos secundarios, se producen cerca de codos, codos segmentados o mitrados, juntas en "T" y soportes.

2.5.6. Esfuerzos admisibles en Oleoductos

Los esfuerzos admisibles básicos se definen en términos de las propiedades de resistencia mecánica del material, obtenidas en ensayos de tracción para diferentes niveles de temperatura y de un factor de seguridad global. Estos esfuerzos admisibles básicos, así como el límite de fluencia y la resistencia a la tracción, están listados en el Apéndice A, Tabla A-1, del código B31.3 en función de la temperatura.

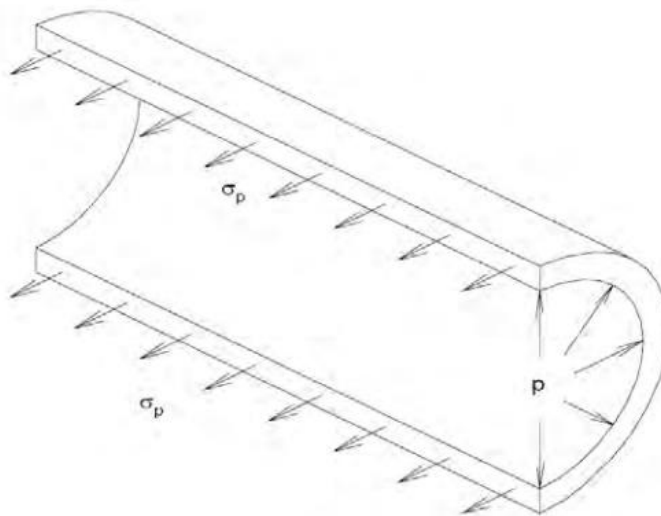
2.5.7 Esfuerzos por presión

La presión del fluido dentro de la tubería produce un esfuerzo tangencial o circunferencial (σ_p) que ocasiona un aumento en el diámetro de la tubería, y un esfuerzo longitudinal (σ_L) que produce un aumento en la longitud de la misma.

Si el espesor de la tubería es pequeño comparado con el diámetro exterior ($D/t > 6$), puede suponerse que estos esfuerzos se distribuyen uniformemente a lo largo del espesor.

En la Figura 11 se puede observar la acción del esfuerzo circunferencial en un tramo de tubería.

Figura 11. Esfuerzo tangencial en tuberías



FUENTE: GUZMÁN ACOSTA, Op. Cit Pg. 32

Para que la tubería no falle por presión se debe cumplir la siguiente desigualdad:

$$\sigma p \leq S * E$$

Donde

$$\sigma p = S * E$$

Ecuación 2.17

Es el esfuerzo admisible por presión, “S” es el esfuerzo admisible básico a la temperatura de diseño y “E” es el factor llamado factor de calidad. Este factor “E” se interpreta, según sea el caso, como un factor de calidad de la fundición “Ec” para tuberías de hierro fundido, o como un factor de calidad de la soldadura.

Además

$$\sigma p = \left(\frac{P * D}{2 * t} - Y * P \right)$$

Ecuación 2.18

Cuando se cumple que $D/t > 6$ se utiliza la Tabla 3.12 para obtener los valores de “Y”, en caso contrario ($D/t \leq 6$) debe ser hallado por medio de la *ecuación 2.19*.

$$Y = \frac{d + 2 * (tc + tf)}{D + d + 2 * (tc + tf)}$$

Tabla 15. Valores del coeficiente Y (ASME B31.3, 2008)

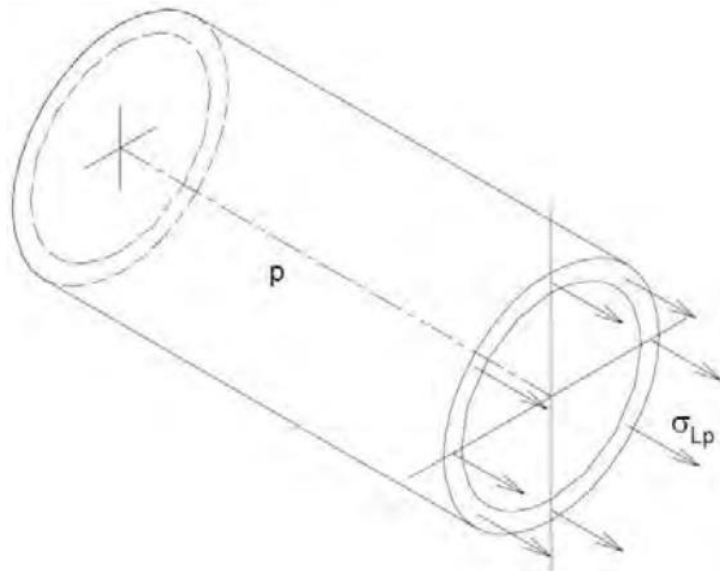
Material	Temperatura, °C (°F)					
	≤ 482 (900)	510 (950)	538 (1000)	566 (1050)	593 (1100)	≥ 621 (1150)
Aceros ferríticos	0,4	0,5	0,7	0,7	0,7	0,7
Aceros austeníticos	0,4	0,4	0,4	0,4	0,5	0,7
Otros metales dúctiles	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4

FUENTE: GUZMÁN ACOSTA, Op. Cit Pg. 96

2.5.8 Esfuerzos por cargas sostenidas

Los esfuerzos por cargas sostenidas son aquellos esfuerzos longitudinales producidos por la presión, el peso de la tubería, su contenido, el aislante y otras cargas de gravedad tales como el peso de las válvulas, bridas, filtros, etc. En la Figura 12 se observa la acción de este tipo de carga sobre la tubería.

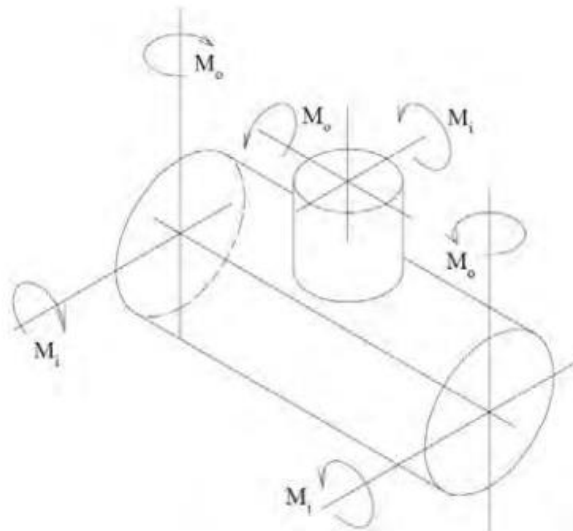
Figura 12. Esfuerzos longitudinales en un tramo de tubería



FUENTE: GUZMÁN ACOSTA, Op. Cit Pg. 34

Adicionalmente es conocido que el peso de la tubería y de otras cargas concentradas genera en cada sección transversal de la tubería momentos flectores M_i y M_o como se muestra en la *Figura 13. Momentos presentes en una conexión "T"*

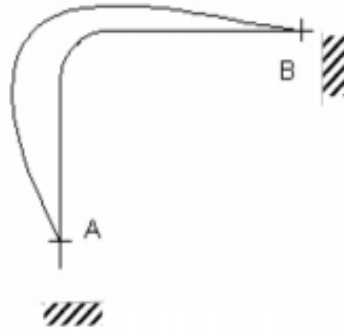
Figura 13. Momentos presentes en una conexión "T"



FUENTE: GUZMÁN ACOSTA, Op. Cit Pg. 34

2.4.8 Esfuerzos de expansión. Cuando la temperatura del sistema se eleva desde la temperatura ambiente hasta la temperatura de operación, la tubería trata de expandirse, y ya que no puede hacerlo libremente por las restricciones impuestas por los equipos y por los soportes, la tubería se dobla y se tuerce como se muestra en la Figura 14, generándose momentos flectores, así como un momento torsor en cada sección transversal de la tubería.

Figura 14. Acción del efecto térmico en un sistema de tuberías



FUENTE: GUZMÁN ACOSTA, Op. Cit Pg. 35

Los momentos flectores producen un esfuerzo máximo longitudinal, mientras que el momento torsor genera un esfuerzo máximo de corte.

$$\sigma_b = \frac{\sqrt{(i_i * M_i)^2 + (i_0 * M_0)^2}}{Z}$$

$$\tau_t = \frac{M_t}{2 * Z}$$

Ambos esfuerzos se calculan utilizando el espesor nominal. Para analizar la resistencia de la tubería sujeta a este estado de cargas debe utilizarse una teoría de fallas. El código ASME B31.3 utiliza la teoría del esfuerzo cortante máximo (teoría de Tresca), la cual establece que, para que no se produzca falla, el esfuerzo de corte máximo real debe ser menor que el esfuerzo de corte máximo en el ensayo de tracción para un nivel determinado de carga.

Para establecer el esfuerzo de corte máximo en la tubería primero se deben evaluar los esfuerzos principales.

$$\sigma_{1,2} = \frac{\sigma_b}{2} \pm \sqrt{\left(\frac{\sigma_b}{2}\right)^2 + \tau_t^2}$$

Por lo tanto

$$\tau_{max} = \frac{\sigma_1 - \sigma_2}{2} \pm \sqrt{\left(\frac{\sigma_b}{2}\right)^2 + \tau_t^2}$$

Para que el material no falle debido a los efectos de la expansión térmica se debe cumplir la desigualdad:

$$\sigma_E = \sqrt{\sigma_b^2 + 4 * \tau_t^2} \leq S_A$$

Donde σ_E se denomina esfuerzo de expansión y S_A es el esfuerzo admisible de expansión, el cual viene dado por:

$$S_A = f * (1.25 * S_c + 0.25 * S_h)$$

El factor de reducción por cargas cíclicas depende del número de ciclos y se obtiene de la Tabla:

Tabla 16. Factor f (FIME-UNPRG, 2009)

Número de ciclos N	f
$N \leq 7000$	1,0
$7000 < N \leq 14000$	0,9
$14000 < N \leq 22000$	0,8
$22000 < N \leq 45000$	0,7
$45000 < N \leq 100000$	0,6
$N > 100000$	0,5

FUENTE: GUZMÁN ACOSTA, Op. Cit Pg. 36

Los códigos establecen que si el esfuerzo longitudinal por cargas sostenidas es inferior al esfuerzo admisible básico a la temperatura máxima, es decir, si $\sigma_L < S_h$ entonces la diferencia $(S_h - \sigma_L)$ puede agregarse al esfuerzo admisible S_A . Y resultaría como resultado la ecuación.

$$S_A = f * [1.25 * (S_c + S_h) - \sigma_L]$$

2.5.9. Consideraciones sobre esfuerzos permisibles en oleoductos

El esfuerzo de diseño básico permisible para cargas prolongadas está dado por la ecuación:

$$S = 0.72 * E * y$$

En la ecuación anterior el valor “E” representa el factor de junta de soldadura, y el valor “y” es el límite de fluencia mínimo especificado.

El esfuerzo está limitado a $0,75 * S$ para tuberías trabajadas en frío.

El esfuerzo permitido en corte es $0,45 * y$.

El esfuerzo permisible en soporte es $0,90 * y$.

El esfuerzo permisible por expansión (SA) para líneas restringidas (líneas enterradas por ejemplo) es $0,90 * y$, y para líneas sin restricciones es $0,72 * y$.

La suma de los esfuerzos longitudinales debido a la presión, peso y otras cargas externas prolongadas está limitada a $0,72 * y$.

La suma de los esfuerzos circunferenciales debido a la presión interna y a las cargas externas en tuberías instaladas debajo de vías férreas o carreteras, sin uso de camisas, no debe exceder el esfuerzo permisible (S).

2.5.10 Selección de Soportes para la Tubería⁸⁴

Los soportes para tuberías son sistemas estructurales que transmiten las cargas de soporte de un sistema de tuberías de manera segura a la instalación que la soporta. Las tuberías y los equipos conectados a ellas deberán tener suficientes soportes para:

- Prevenir esfuerzos indebidos en los equipos conectados.
- Resistir fuerzas longitudinales causadas por una curvatura o separación en la tubería. La tubería debería tener libre movimiento en el soporte.
- Prevenir o limitar vibraciones excesivas.

2.5.10.1 Fundamentos de fabricación, usos e inspección de soportes

- Cada tubería expuesta debe tener suficientes soportes o anclajes para proteger las juntas expuestas de la tubería de la fuerza máxima final causada por presión interna y cualquier fuerza adicional causada por expansión o contracción o por el peso de la tubería y su contenido.

- Cada soporte o anclaje en una tubería expuesta deberá estar fabricado de un material durable, no combustible y debe ser designado e instalado como sigue:
 - No debe restringirse la libre expansión y contracción en la tubería entre los soportes o anclajes.
 - Debe ser la más adecuada para las condiciones del servicio.
 - El movimiento de la tubería no puede causar desalineamientos en los soportes de los equipos.

⁸⁴ PETROPERU. MANUAL DE MANTENIMIENTO Y REPARACIÓN DE LOS OLEODUCTOS DE OPERACIONES TALARA.

Operaciones Talara PETROPERU. Unidad Ingeniería de Mantenimiento. 2012. P-14

- Todo soporte debe minimizar la abrasión, la corrosión y permitir la expansión y contracción en la tubería. Una pintura mal aplicada o restos de materiales en los soportes pueden limitar el libre movimiento de la tubería sobre el soporte.
- Se evitará que la tubería descansa sobre el soporte en la junta de soldadura tubo-tubo.
- Un soporte se usará dentro de 30 cm. en cada cambio de dirección y en cada válvula o conexión de equipos.
- Las tuberías deberán estar a aproximadamente 45 cm. del suelo. En áreas sujetas a inundaciones, pueden ser deseables mayores separaciones, requiriéndose soportes de mayor resistencia mecánica.
- Secciones de tubería en las que por diversos motivos no tengan un soporte debiendo tenerlo, deberán ser examinados con detenimiento para observar cualquier movimiento excesivo y, en los soportes aledaños, observar debilitamiento excesivo en la interface soporte - tubería y se descartarán fugas en las uniones tubo - tubo.
- Pueden emplearse otros materiales que cumplan con los requerimientos de esfuerzos permisibles.
- Está permitido transferir las cargas compresibles desde una tubería y equipo a través de un material no metálico a los componentes metálicos de un soporte de tubería, siempre que el material de transferencia cumpla con los requerimientos de esfuerzos permisibles.

2.5.10.2 Cimentaciones

La profundidad de las cimentaciones de los soportes será de acuerdo al tipo de soporte. En general los soportes de acero al carbono deberán llevar cimentación de concreto.

- De tratarse de soportes ubicados en terrenos que se aprecien inestables o en cangrejeras profundas, los soportes serán piloteados a una profundidad mínima de 5 metros.

2.5.10.3 Distancia entre Soportes

Una regla simple para tuberías que conducen líquidos es separar los soportes a una distancia (en pies) igual al diámetro externo de la tubería más 10. Por ejemplo, una tubería de 10" debería ser soportada cada $10 + 10 = 20$ *pies*. Para tuberías no metálicas (plásticos fibra de vidrio, etc.) el espaciamiento de soportes debería seguir las recomendaciones del fabricante.

2.5.10.4 Tipos de Soportes

Los tipos de soporte para el oleoducto Villanueva – Vasconia serán básicamente son de dos tipos generales, de acero al carbono y de concreto.

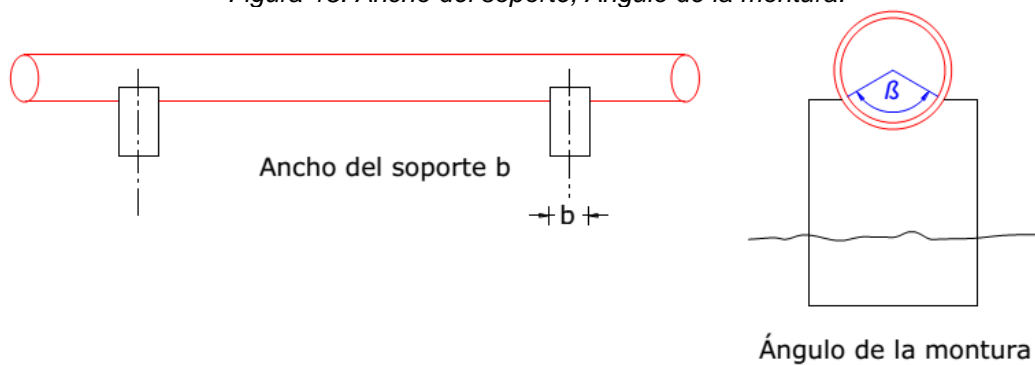
➤ Soportes estructurales de acero al Carbono

Se emplean soportes tipo H, doble H y otras variantes, adecuándose a la configuración del terreno, tal como se grafica en Figura 16.

➤ Soportes de Concreto

Para que se apoyen y deslicen las silletas de las tuberías o la tubería misma, sobre esta cara se debe colocar una placa de acero estructural ASTM A-36, que sobresalga 10 mm de la cara, esta placa debe anclarse cada 500 mm. Para evitar la acumulación del agua, esta cara debe tener una pendiente a dos aguas del 3%. Ver Figura 16. Evitar mezclas pobres que en poco tiempo se cuartean y pone en peligro la integridad de los ductos.

Figura 15. Ancho del soporte, Angulo de la montura.



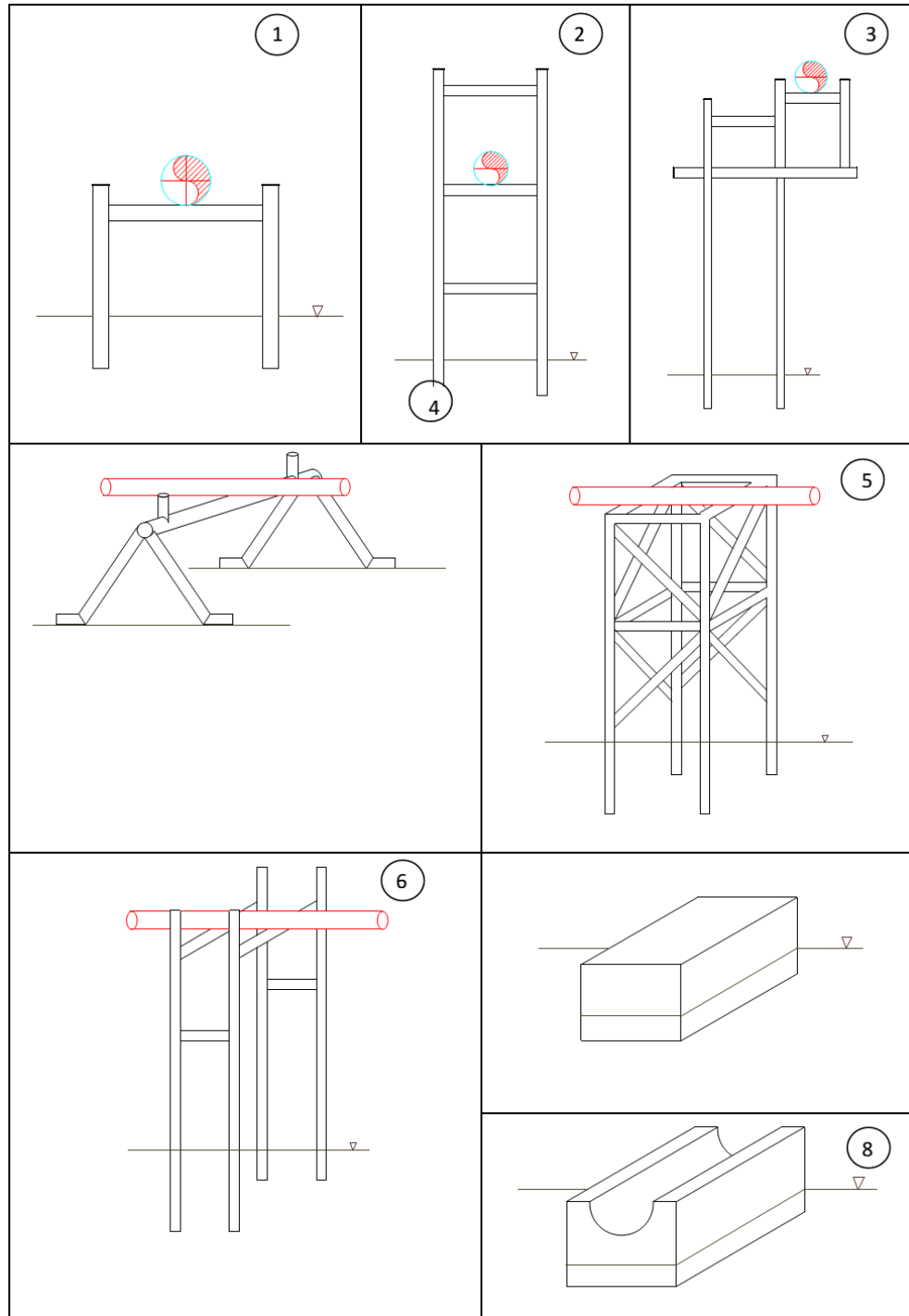
Fuente: PETROPERU. MANUAL DE MANTENIMIENTO Y REPARACIÓN DE LOS OLEODUCTOS DE OPERACIONES TALARA. Operaciones Talara PETROPERU.

Altura de los soportes de concreto. Las alturas deben estar entre 0.45 m y 1.00 m sobre el nivel del terreno.

➤ Puentes elevados

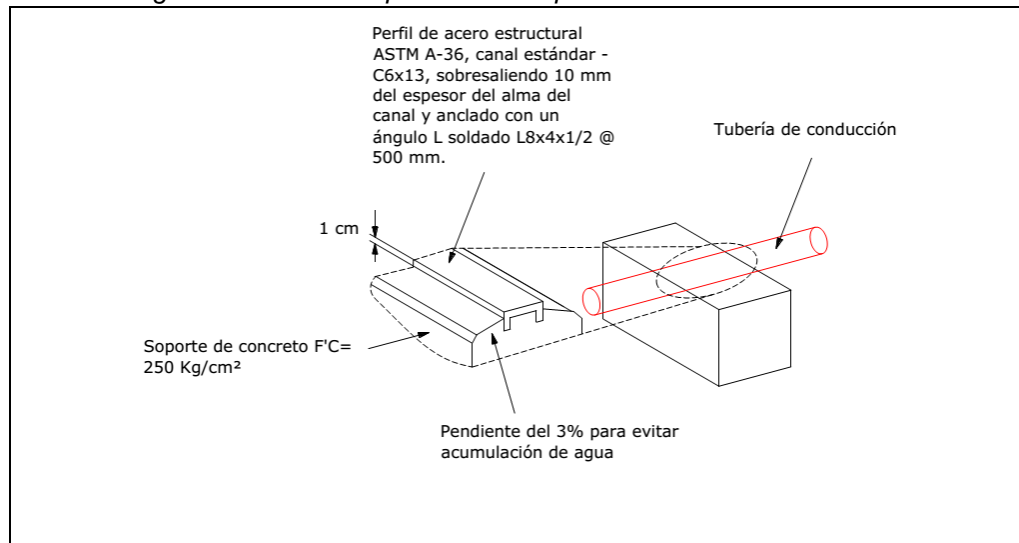
Se emplean puentes elevados en caso de pase de quebradas profundas y con datos históricos de inundación con grandes caudales de agua, como los ocasionados por el fenómeno del Niño. Un puente elevado consta de una estructura de acero que porta la o las tuberías, las columnas pueden ser de doble H con base de concreto armado como soporte de la estructura, ver Figura 18.

Figura 16. Figura 16.1 a 16.6 Soportes fabricados de sectores tubulares de acero. Figura 16.7 y 16.8 Soportes fabricados en concreto



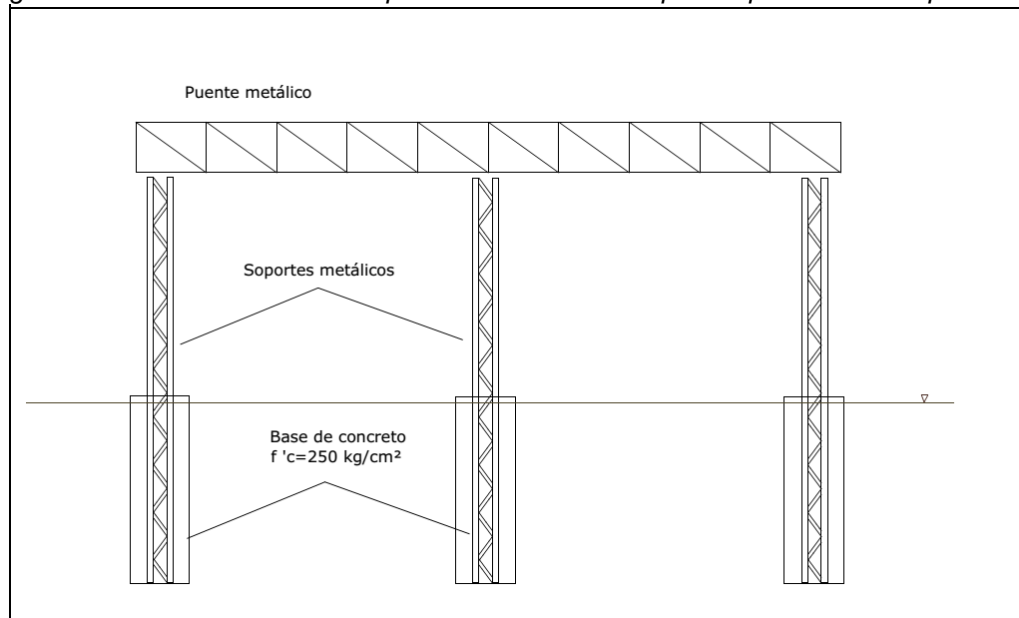
FUENTE: PETROPERU. MANUAL DE MANTENIMIENTO Y REPARACIÓN DE LOS OLEODUCTOS DE OPERACIONES TALARA

Figura 17. Detalle de patín sobre soporte de concreto de tuberías.



FUENTE: PETROPERU. MANUAL DE MANTENIMIENTO Y REPARACIÓN DE LOS OLEODUCTOS DE OPERACIONES TALARA

Figura 18. Puente elevado con soportes intermedios. Propuesto para cruce de quebradas.



FUENTE: PETROPERU. MANUAL DE MANTENIMIENTO Y REPARACIÓN DE LOS OLEODUCTOS DE OPERACIONES TALARA

2.5.10.5 Materiales

➤ **Concreto.**

La resistencia del concreto para las cimentaciones y cuerpo del soporte y la base de los puentes elevados debe ser $f'c = 250 \text{ kg/cm}^2$ o mayor si lo especifica el diseño.

➤ **Acero de refuerzo**

- **Varillas.** Las varillas deben ser de acero corrugado con resistencia a la fluencia no menor de $f_y = 4\,200 \text{ kg/cm}^2$.
- **Estribos.** Los estribos deben ser de acero con resistencia a la fluencia no menor de $f_y = 4\,200 \text{ kg/cm}^2$.

➤ **Acero estructural**

- **Anclajes.** Los anclajes deben ser de acero estructural y cumplir con las especificaciones de la ASTM A-36, ASTM A-307 grado A y ASTM A-193 grado B7 ó equivalentes).

Las roscas y las cabezas de las tuercas deben cumplir con las especificaciones de las normas vigentes ASME B1.1 y ASME B18.2.1 ó equivalentes; las cabezas de las tuercas deben ser hexagonales de acero y cumplir las especificaciones equivalentes a ASTM A-307 grado A o equivalente.

- **Perfiles.** Los perfiles deben ser de acero estructural y cumplir con las especificaciones de las normas vigentes ASTM A-36 ó equivalente.

- **Tubos.** Los tubos para uso como cuerpo de soporte o para puntales deben ser de acero, con o sin costura, con la calidad equivalente a ASTM A-53 o bien con la calidad ASTM A-500 ó equivalente.

➤ **Elementos antifricción**

Para minimizar la fricción entre la tubería móvil y el soporte, puede usarse teflón (politetra fluoro etileno: PTFE), o Lubrite u otro material adecuado. Evitar usar pedazos de llanta fijadas con alambre.

2.5.10.6 Esquemas Soportes Tipos De Soporte En OLEODUCTO VILLANUEVA - VASCONIA

➤ Soportes Típicos

Figura 19. Soportes típicos

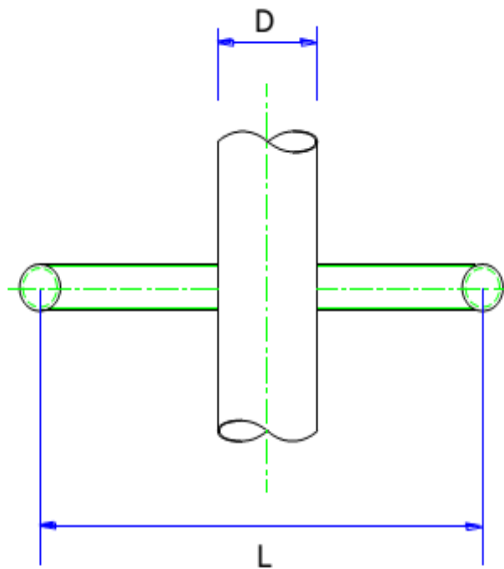
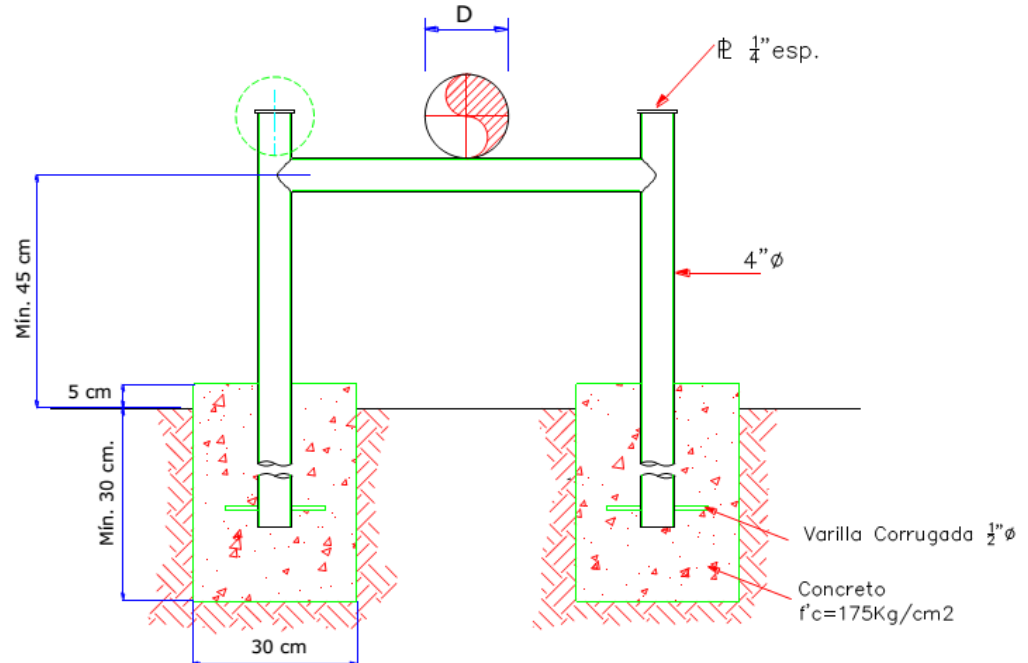


Figura 20. Soportes típicos. (Continuación)



Fuente: PETROPERU. MANUAL DE MANTENIMIENTO Y REPARACIÓN DE LOS OLEODUCTOS DE OPERACIONES TALARA. Operaciones Talara PETROPERU.

Notas

1. Concreto calidad $F'c = 175 \text{ kg/cm}^2$ mínimo.
2. Dimensiones según requerimientos locales.
3. Tuberías de acero al carbono, ASTM A53 o equivalente.
4. La tapa del tubo vertical se soldará en sitio. Previamente el tubo vertical, una vez instalado sin tapa, será relleno con una mezcla muy fluida de concreto, de manera que se llene en su totalidad.

⁸⁵ Según la norma ASME B 31.4 los soportes deben ser diseñados para aguantar la tubería sin causar esfuerzos locales excesivos en la tubería y sin imponer excesivas fuerzas axiales o laterales de fricción que podrían restringir la libertad deseada de movimiento.

Pueden ser usadas las secciones aplicables de MSS SP-58 para materiales y diseño de soporte y colgantes de tubería y de MSS SP-69 para su selección y aplicación.

Los marcos H deben fabricarse en planta y revestirse como lo indica la norma NIO-0703, pero aplicando el zinc inorgánico en planta y, una vez instalados en campo, aplicar el epóxico y el poliuretano.

Los marcos H deben instalarse en los sitios que muestran los planos o de acuerdo con las instrucciones de ECOPETROL, en huecos de diámetro entre 0.2 y 0.4 m; el espacio entre el suelo y el tubo debe rellenarse con mortero de proporción 4:1 de arena y cemento, según la norma ICONTEC 112.

La separación entre soportes se define en el diseño, de acuerdo con el tipo de tubería (diámetro, espesor y calidad).

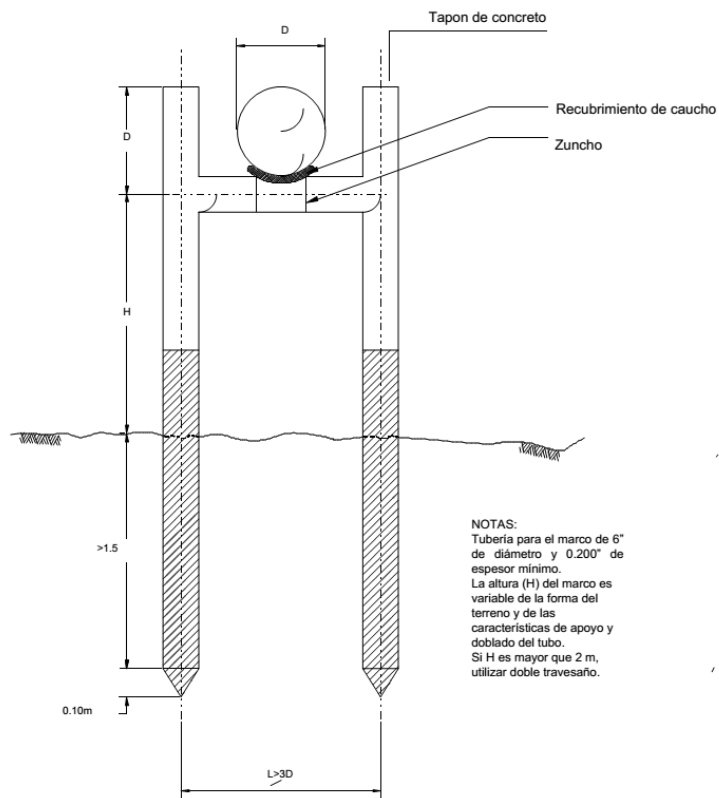
⁸⁵ ASME. Sociedad Americana de Ingenieros Mecánicos: Código ASME B31.4 Tuberías de Transporte de Hidrocarburos Líquidos y otros Líquidos New York (E.U.): ASME, 1998.

Figura 21. Soportes Estructurales para Oleoductos



FUENTE: <http://www.espumlatex.com.co/soluciones/hidrocarburos/soportes-estructurales-para-oleoductos/>

Figura 22. Esquema de un Marco H



2.5.11 Sistemas de Instrumentación para Seguridad (SIS) del tipo ESD (Emergency Shutdown)⁸⁶

En la actualidad, se busca hacer rendir al máximo a las plantas productivas y por esto, operan frecuentemente en condiciones extremas de presión y temperatura, siendo más vulnerables a la falla de equipos. Una falla en un equipo mayor en plantas peligrosas -por ejemplo, de fabricación de explosivos, químicas o refinerías- puede producir una catástrofe. Personas, equipos y medio ambiente deben ser protegidos a toda costa de incendios, explosiones, emisiones de productos tóxicos, y explosivos peligrosos e inflamables. Para evitar y reducir algún evento desastroso, la implementación del Sistema de Instrumentación para Seguridad (SIS) es un ítem que ayuda a la prevención y entrega cierta protección ante un siniestro.

Al igual que los sistemas de automatización convencional, los SIS se componen de tres elementos principales: Sensores (Transmisores), Elemento de Control (DCS, PLC, o Sistema de Control), y Elemento Final de Control (Válvulas de Seguridad, Relief y Válvulas On-Off). Para mejorar los factores de seguridad, normalmente se opta por dispositivos redundantes.

Los SIS más comunes son los ESD (Emergency Shutdown o Sistema de Parada de Emergencia, F&G (Fire & Gas System o Sistema de Fuego y Gas), BMS (Burner Management System o Sistema de Gestión de Quemadores) y el HIPS (High Integrity Protection System o Sistema de protección de Alta Integridad).

Los sistemas de ESD son plataformas encargadas de la prevención de accidentes que, ante una situación de riesgo, llevarán a la planta a estado seguro (parada

⁸⁶ PORTILLA, David. Soluciones para Sistemas de Instrumentación para Seguridad (SIS) del tipo ESD (Emergency Shutdown). INECO. 2013 disponible en internet<http://www.ineco.cl/detalle_novedades.php?id=47>

parcial o total), y son los que se usan con mayor frecuencia, debido a que se trata de una implementación sencilla y se pueden adaptar a las instalaciones ya existentes en la planta.

Dentro de los tres componentes mencionados, el que requiere más mantención -por su cantidad de componentes y ensambles mecánicos- es el elemento final de control. En términos estadísticos, un 60% de las fallas dentro de un SIS se pueden producir en el conjunto válvula. Debido a que esta se encuentra en una posición estática durante largos períodos de tiempo, la posibilidad de que esté pegada (Stuck) es altísima. Además otros componentes, como el actuador o la solenoide, pueden no encontrarse en condiciones de operaciones, aumentando la posibilidad de puntos de falla en nuestro SIS.

Los elementos finales de control pueden ser comprobados y revisados mediante instrumentos externos de pruebas como bancos y paneles neumáticos, o directamente realizando una mantención preventiva. Para realizar ambas pruebas; el elemento final de control debe aislarse del SIS para poder ejecutar las pruebas de carrera o verificar el estado del actuador y/o la válvula piloto o solenoide. Sin embargo, si ocurre un siniestro en el momento en que están haciendo una prueba, el SIS no serviría de nada, ya que, al estar fuera del sistema, el elemento final de control no podría hacer ninguna acción automática y los operadores deberían comandar los equipos manualmente, lo que implicaría una acción peligrosa, estando el personal expuesto a una situación riesgosa.

Actualmente, se pueden utilizar los posicionadores digitales como herramienta de diagnóstico y monitoreo para elementos finales de control en sistemas ESD. Esto se logra usualmente mediante el Partial Stroke Test (Test de Carrera Parcial), una prueba que utiliza la información de una fracción de la carrera o giro de la válvula, a diferencia de una prueba completa de carrera. Además, no necesita sacar la

válvula fuera de la línea. El Test Parcial de Carrera entrega información de la válvula, actuador y dispositivos anexos al elemento final de control. La ventaja de realizar un Test Parcial de Carrera es que nos ayuda a disminuir nuestra PFD (Probabilidad de Falla en Demanda) y a tener un SIS con un SIL (Nivel de Seguridad Integral) más alto, debido a que todos los datos pueden ser registrados, para poder ser utilizados en auditorías o planificación de mantenciones.

Asimismo, los posicionadores cuentan con una gran cantidad de información en línea útil para operarios y personal de mantención, como alarmas, alertas y contadores de ciclos, entre otros.

2.5.11.1 Valvula Shut down ⁸⁷

Una válvula Shut down (también llamada como **SDV** o el apagado de emergencia de la válvula, **ESV**, **ESD**, o **ESDV**) es un accionamiento de válvula diseñado para detener el flujo de un peligrosos hidrocarburos fluidos o externos (gases) en la detección de un evento peligroso. Esto proporciona protección contra posibles daños a las personas, equipos o el medio ambiente. Las Válvulas de apagado forman parte de un sistema de seguridad instrumentado. El proceso de proporcionar protección de seguridad automática de la detección de un evento peligroso se llama Seguridad funcional.

Las Válvulas de apagado se asocian principalmente con la industria del petróleo, aunque otras industrias también pueden requerir este tipo de sistema de protección. Válvulas ESD están obligados por ley en cualquier equipo colocado en una plataforma de perforación en alta mar para evitar eventos catastróficos.

⁸⁷ https://en.wikipedia.org/wiki/Shut_down_valve

- **Tipos de válvula**

Para fluidos, las válvulas de bola se utilizan como válvulas de desconexión (SDV de). El uso de válvulas de bola conduce a costos más bajos en general, si se tiene en cuenta pérdida de producción y el inventario y los costos de reparación de la válvula como resultado del uso de válvulas de bola suaves que tienen un costo inicial más baja.

A través de válvulas de flujo, tales como válvulas de bola de eje rotativo, son normalmente las válvulas de alta recuperación. Válvulas de alta recuperación son válvulas que pierden poca energía debido al poco flujo de turbulencia. Trayectorias de flujo son directamente. Válvulas de control rotativo, la válvula de mariposa y válvulas de bola son buenos ejemplos.

SDV ó ESDV: Shut Down Valve (Válvula de Corte) ó Emergency Shut Down Valve (Válvula de Paro de Emergencia)

VAARS ó EBV: Válvulas de aislamiento de Activación Remota, o Emergency Block Valve (Válvulas de Bloqueo de emergencia). Las válvula de bloqueo de emergencia (ON/OFF) se utilizan para aislar grandes volúmenes de hidrocarburos o de sustancias tóxicas en el caso en que se presente un accidente confirmado en el área. Las válvulas de bloqueo de emergencia también son conocidas como válvulas de aislamiento de Activación Remota o válvulas de Aislamiento Operada a Distancia.

VÁLVULA DE SECCIONAMIENTO: Válvula con actuador operado por una señal desde un sistema de control de proceso. La posición de la válvula normalmente es definida para dos posiciones, abierta o cerrada.

VÁLVULA DE SEGURIDAD DE PROCESO: Válvula con actuador operado por una señal desde un sistema Instrumentado de seguridad. La posición de la válvula normalmente es definida para dos posiciones, abierta o cerrada.

- **Tipos de accionamiento**

Como válvulas de cierre forman parte de un **SIS** es necesario para operar la válvula por medio de un actuador. Ejemplos típicos de estos son:

- Cilindro neumático
- Cilindro hidráulico
- Actuador electrohidráulico

Además del tipo de fluido, actuadores también varían en la forma en que la energía se almacena para operar la válvula en la demanda de la siguiente manera:

Cilindro de simple efecto - O muelle de retorno donde la energía se almacena por medio de un resorte comprimido.

Cilindro de doble efecto - La energía se almacena utilizando un volumen de fluido comprimido.

2.5.11.2 Dispositivos de Protección para Excesos de Presión⁸⁸

- **VALVULA DE ALIVIO (VA)**

Es un dispositivo automático, que actúa por la presión estática corrientes arriba de la válvula. Esta abre, proporcionalmente al incremento de presión, por encima de la

⁸⁸ ARBROS. Ingeniería y Servicios. Catálogo de Válvulas de Seguridad y Alivio.2003

presión de apertura. Se usa principalmente en servicio con líquidos. En esta categoría se ubican las cargadas por contrapeso.

En fluidos incompresibles (líquidos), todas las válvulas, excepto las pilotadas diseñadas para apertura rápida, se comportan como válvulas de alivio.

Las destinadas al uso específico en líquidos deberán tener el bonete cerrado, para evitar derrames, las que se usen en gases y vapores pueden tener el bonete abierto o ventilado.

✓ **Válvulas mecánicas**

El mecanismo de este tipo de válvulas consiste en un tapón que mantiene cerrado el escape mediante un resorte lo cual evita la fuga del fluido de trabajo. Cuando la presión interna del fluido supera la presión del resorte, el tapón cede y se expulsa el fluido al exterior. Cuando la presión interna regresa a su valor seguro, el tapón regresa a su posición original.

✓ **Válvulas eléctricas**

Las válvulas eléctricas de alivio de presión disponen de un presostato y una electroválvula a una presión dada.

✓ **Válvulas electrónicas**

Las válvulas electrónicas de alivio de presión son los sistemas más avanzados. En lugar de un presostato tiene un transductor de presión que es el encargado de enviar una señal a un cuarto de control donde el operador de manera manual o mediante el uso de una computadora, decide a que presión debe abrirse o cerrarse la electroválvula.

- **VALVULA DE SEGURIDAD (VS)**

Es un dispositivo automático, que actúa por la presión estática corrientes arriba de la válvula, y caracterizado por una rápida apertura del elemento de cierre (acción de disparo). Se usa principalmente en servicio con vapores y gases.

Diseñadas para utilización exclusiva en gases y vapores, utilizan la expansión volumétrica de éstos para provocar, mediante la energía cinética, la fuerza necesaria para lograr el levantamiento del disco en contraposición del resorte en forma rápida.

Son las más utilizadas en servicios de Vapor de Agua, sobre todo en generadores de vapor, con bonete abierto o yugo para la ventilación del resorte y palanca de prueba para efectuar la apertura manual cuando la presión está por encima del 75% de la presión de disparo.

- **VALVULA DE SEGURIDAD Y ALIVIO (VSA)**

Es un dispositivo automático, adecuado para usarse tanto como válvula de seguridad, como de alivio, de acuerdo con el uso requerido.

Se construyen con bonete cerrado y pueden ser de diseño convencional o balanceado admitiendo también distintos tipos de accesorios como ser palanca de prueba, indicadores de apertura, servo-mecanismos para su actuación a distancia etc.

De acuerdo a las Normas de aplicación de uso en Nuestro País (API-ASME), las válvulas de seguridad y alivio presentan disposición de entrada y salida en ángulo y con secciones de descarga mayores que las de entrada.

- **DISCO DE RUPTURA(DR)**

Es un dispositivo de alivio de presión, sin re-cierre, accionado por la presión estática en la entrada y diseñado para operar por la explosión de un disco que resiste la presión. El mismo se monta en un soporte, que lo envuelve y sujeta en su posición de instalación.

PARAMETROS OPERACIONALES DE LA VALVULA

- **PRESIÓN DE DISPARO:**

Es el valor instantáneo de la presión estática que incrementándose en la entrada de la válvula, provoca la acción de disparo de la misma. Este concepto se aplica solamente en válvulas de seguridad en servicio con fluidos compresibles (gases y vapores).

- **ACCIÓN DE DISPARO:**

Es un rápido desplazamiento del disco de una válvula de seguridad en la dirección ascendente, caracterizado por un fuerte sonido impulsivo. Es propio de las unidades que operan con fluidos compresibles.

- **PRESIÓN DE APERTURA:**

Es el valor instantáneo de la presión estática que incrementándose en la entrada de la válvula, provoca una alzada mensurable, o una descarga continua pudiendo la misma verificarse visualmente (escape de fluido por la descarga), mecánicamente (vibración) o auditivamente (sonido correspondiente a la circulación del fluido).

- **PRESIÓN DE REGULACIÓN:**

Es el valor instantáneo de la presión estática que incrementándose en la entrada de la válvula pone en evidencia una de las características operacionales definidas bajo:

-Presión de apertura.

-Presión de disparo.

Dependiendo esta última del tipo de servicio previsto para la unidad.

- **SOBREPRESIÓN:**

Es el incremento de presión por encima de la presión de regulación de una válvula de seguridad y alivio; normalmente se expresa como porcentaje de la misma.

Los valores de sobrepresión se encuentran normalizados de acuerdo con el tipo de servicio que cumpla la válvula, y la norma de aplicación correspondiente.

- **PRESIÓN DE DESCARGA:**

Es el valor creciente de la presión estática en la entrada de la válvula que produce un empuje adicional ascendente sobre el disco; provocando que el valor de descarga de la misma sea igual a su capacidad de descarga nominal. Estas condiciones de descarga deben verificarse dentro de los valores de sobre presión indicados en las normas de aplicación.

De acuerdo con esta definición tenemos:

Presión de descarga = Presión de regulación + sobrepresión

Es necesario aclarar que debido a los elevados valores de descarga obtenidos en una válvula de seguridad y alivio de dimensión mediana, este es un parámetro muy difícil de verificar en un ensayo de banco debido a la limitación del caudal de fluido de ensayo (aire o N₂) disponible.

- **PRESIÓN ABSOLUTA DE DESCARGA:**

Es la presión estática absoluta en la cual se produce en la válvula una descarga igual a la capacidad de descarga nominal. Corresponde al valor de Presión de apertura total más la presión atmosférica.

Esto puede expresarse como:

Presión absoluta nominal de descarga = Presión de descarga + presión atmosférica

El valor así obtenido coincidirá con la presión de estancamiento en la entrada de la tobera de la válvula, por lo tanto a cada valor de presión absoluta nominal de descarga, le corresponderá un determinado valor de capacidad de descarga nominal.

- **PRESIÓN DE RECIERRE:**

Es el valor de presión estática decreciente, en la entrada de la válvula a la cual el disco restablece el contacto con el asiento de tobera, de tal forma que la alzada vuelve a cero.

- **RECIERRE:**

Es la diferencia entre la presión de regulación y la presión de recierre de una válvula de seguridad y alivio, esta puede ser expresada en unidades de presión o –caso más general- como porcentaje de la presión de regulación.

Así tenemos:

Recierre = Presión de regulación - Presión de recierre

$$\% \text{ Recierre} = \frac{\textit{Presión de regulacion} - \textit{Presión de recierre}}{\textit{Presión de recierre}} \times 100$$

Los valores de recierre varían conforme a la norma de aplicación.

- **CONTRAPRESIÓN:**

Es la presión estática existente en la salida de una válvula de seguridad y alivio, debida al sistema de descarga con que la misma este instalada.

Desde el punto de vista operativo la contrapresión puede clasificarse en:

Contrapresión acumulada:

Es la presión estática existente en el colector de salida de una válvula de seguridad y alivio, que se desarrolla como resultado del flujo de descarga de la propia válvula después de la apertura de la misma.

Contrapresión pre-impuesta:

Es la presión estática existente en el colector de salida de una válvula de seguridad y alivio, en el momento previo a la apertura de la misma.

Es el resultado de la presión en el sistema de descarga debido a otras fuentes.

Nota: en los sistemas de descarga múltiples a un colector común, puede presentarse el caso de que la contrapresión acumulada de una de las válvulas represente contrapresión pre-impuesta para aquellas en las que no se produjo su apertura.

Desde el punto de vista de la variabilidad de su magnitud, la contrapresión puede ser:

Contrapresión constante: Si la misma no varía apreciablemente.

Nota: El caso típico de contrapresión constante se verifica en los venteos de válvulas con descarga a los cuatro vientos, en cuyo caso están expuestos a la contrapresión atmosférica. En este caso suele decirse que no está sometida a contrapresión.

Contrapresión variable: Si la misma fluctúa dentro de un rango determinado. El valor de la contrapresión puede expresarse en valores manométricos de presión o como un porcentaje de la presión de regulación.

- **TEMPERATURA DE OPERACIÓN (DE LA VÁLVULA):**

Es el valor de temperatura existente al estar en equilibrio térmico todo el conjunto de componentes del sistema previo a la apertura de la válvula.

- **TEMPERATURA DE DESCARGA (DE LA VÁLVULA):**

Es el valor de temperatura que se obtiene después de haberse logrado el equilibrio térmico en el conjunto de componentes del sistema, posterior a la apertura de la válvula.

3. DISEÑO MECANICO DE LA LINEA DE FLUJO

3.1 DESCRIPCIÓN DEL DISEÑO

⁸⁹El diseño del oleoducto Villanueva – Vasconia, se establece partiendo de la producción del Bloque 32 de los Llanos Orientales de los 4 pozos descubiertos: Max y Tua, en 2012, y Tarotaro, en 2013. De estos hallazgos se obtiene una producción diaria cercana a los 20.000 barriles de crudo y en 2014 con la perforación del pozo Tigana, la producción aumentó a los 30.000 barriles de crudo por día.

Actualmente la producción está en la obtención de 50.000 barriles diarios con una proyección a 10 años del 60%.

El bombeo se va a iniciar desde la estación de Villanueva, luego de ser recolectado en un tanque de recolección de los cuatro pozos, pasando el punto de mayor elevación por el municipio de Samacá hasta la estación de almacenamiento y distribución en el municipio de Vasconia.

En la Tabla 17 y Figura 23, se puede observar el perfil simplificado de la ruta y los datos correspondientes a cada uno de los lugares por donde el oleoducto va a cruzar.

⁸⁹ COLOMBIA ENERGIA. GeoPark le apunta a adquisiciones tras un notable crecimiento. Disponible en internet- <<http://www.colombiaenergia.com/article/geopark-le-apunta-adquisiciones-tras-un-notable-crecimiento#sthash.L9981gT.dpuf>>

Tabla 17. Estaciones relevantes del Oleoducto Villanueva - Vasconia

Estaciones	Distancias	Distancias	Alturas	Temperaturas
	Entre dos puntos	Entre el punto de inicio y cada estación		Temperatura Mínima Promedio
	[Km]	[m]		[°C]
Pozos	0	0	247	21
Villanueva	0,01	10	247	21
Monterrey	28,44	28440	475	19
San José de Pare	83,69	150000	1636	10
La belleza	54,81	166688	1211	14
Vasconia	73,06	239910	136	24

3.1.1 Corredores Propuestos

La elección de los corredores que a continuación se presentan se ha realizado de acuerdo a los siguientes criterios generales:

- Aprovechar en lo posible el paralelismo con otras infraestructuras (autovías, carreteras, líneas de ferrocarril, caminos, otras conducciones enterradas, etc.) respetando las servidumbres impuestas por ellas, con el objeto de discurrir por terrenos ya afectados, y aprovechar los pasillos o corredores ya desbrozados que existen para el mantenimiento de este tipo de infraestructuras (sobre todo en el caso de otras conducciones enterradas).
- Evitar en lo posible el paso por núcleos urbanos o por sus cercanías.
- Minimizar la afección directa a Espacios Naturales Protegidos y de Interés Natural.
- Minimizar la longitud de los trazados.

- Realizar un trazado lo más rectilíneo posible.
- De forma general, debido a condicionantes técnicos, evitar el paso por: concesiones mineras o canteras, medias laderas, zonas pantanosas o inundables, y terrenos inestables.
- Minimizar la cantidad de cruces especiales, tales como cruces de autopistas y autovías, carreteras nacionales, ferrocarriles, canales, ríos importantes, etc.
- Selección de zonas viables de paso para la ejecución de estos cruces especiales.
- Maximizar la accesibilidad de forma que el trazado disponga de caminos o vías de acceso, especialmente para el acceso a las instalaciones auxiliares de las conducciones (grupos de bombeo, válvulas de seccionamiento, estaciones de protección catódica, etc).
- Localizar las instalaciones auxiliares en emplazamientos próximos a las infraestructuras necesarias para su operatividad, tales como disponibilidad de energía eléctrica, agua, puntos de vertido de efluentes, etc.
- Minimizar el coste de construcción, buscando terrenos de fácil excavabilidad pero estables.
- Discurrir, siempre que sea posible, por terreno despejado, dedicado a pasto o al cultivo de plantas de tallo corto y raíz superficial, que permitan recuperar la actividad agrícola, una vez colocadas las conducciones y haya sido restituido el terreno a su estado original.

Figura 23. Perfil Oleoducto Villanueva - Vasconia

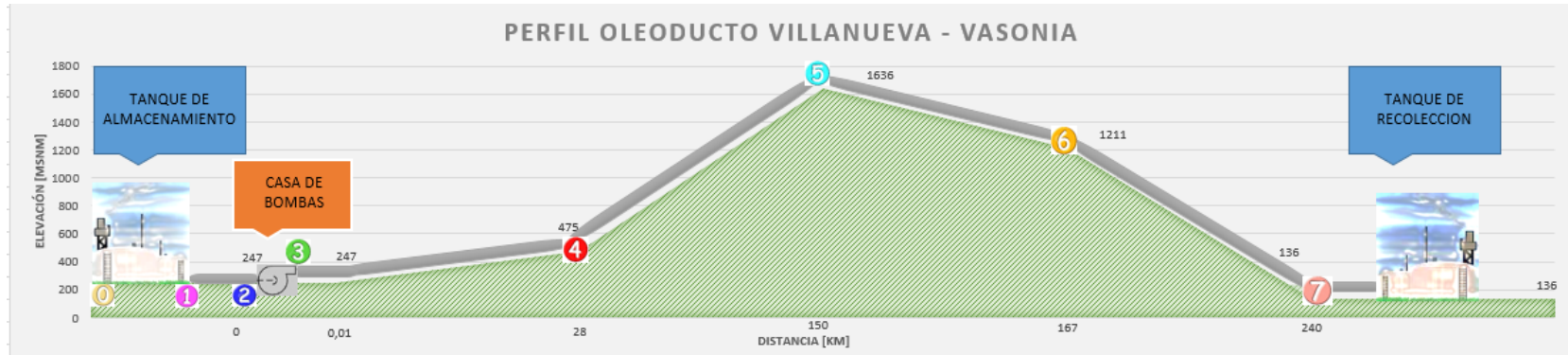
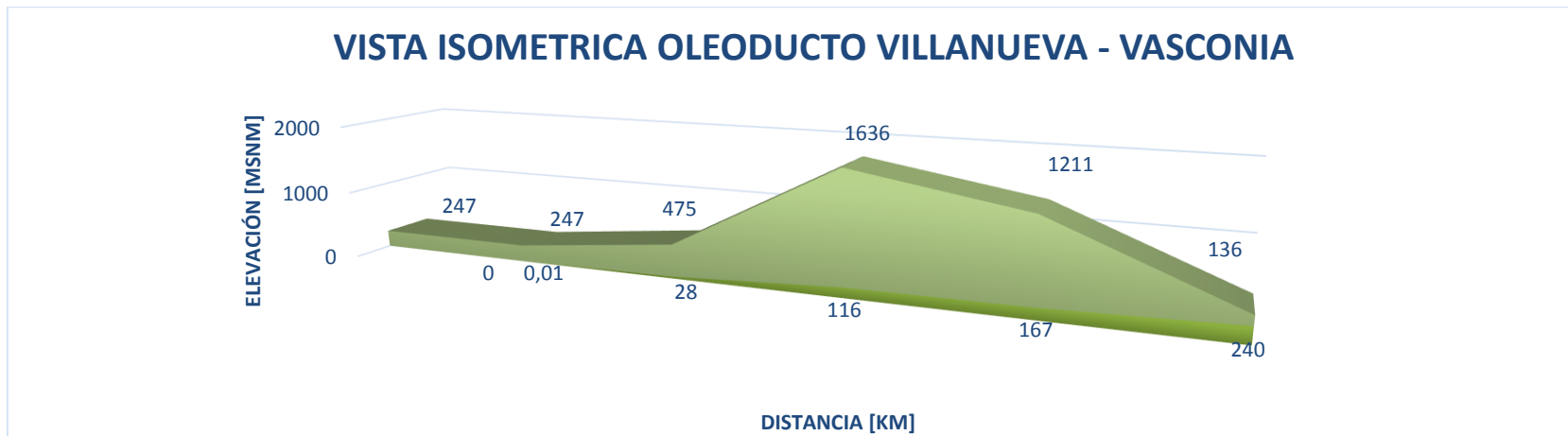


Figura 24. Vista isométrica oleoducto Villanueva - Vasconia



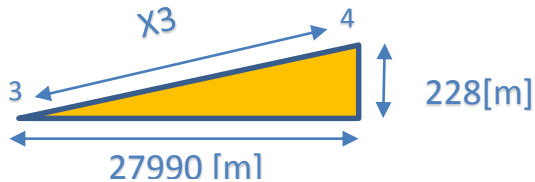
3.1.2 Dimensionamiento Geométrico de la Línea de flujo.

En la Figura 23. Se observa los puntos de referencia para trazar el perfil del oleoducto, cuyos valores de altura sobre el nivel del mar están relacionados en la siguiente tabla:

Tabla 18. Valores de la altura de cada punto en estudio

DIMENSIONAMIENTO LA LINEA DE FLUJO		
	VALOR	UNIDAD
Z_1	247	[m]
Z_2	247	[m]
Z_3	247	[m]
Z_4	475	[m]
Z_5	1636	[m]
Z_6	1211	[m]
Z_7	136	[m]

- Dimensionamiento del tramo 3-4



$$X3 = \sqrt{(27990)^2 + (228)^2}$$

$$X3 = 27991 \text{ [m]}$$

En la Tabla 19. Se tabulan los resultados obtenidos a partir del dimensionamiento de los tramos propuestos, utilizando el teorema de Pitágoras puesto que los datos horizontales y verticales son conocidos:

Tabla 19. Dimensionamiento de la Línea de Flujo

DIMENSIONAMIENTO GEOMÉTRICO LA LINEA DE FLUJO		
	VALOR	UNIDAD
Longitud 1-2	10	M
Longitud 3-4	27991	M
Longitud 4-5	122006	M
Longitud 5-6	17005	M
Longitud 6-7	73000	M

3.2 CRITERIOS DE DISEÑO

3.2.1 Selección del material

La tubería fabricada según API-5L Gr.B., debe ser considerada como un sustituto aceptable para las tuberías ASTM A-53 y ASTM A-106.

La norma API 1104 y ASME b31.4 establecen parámetros para la determinación del material, y de acuerdo a la experiencia que se manejan en las empresas constructoras de oleoductos en Colombia, el acero al carbono API 5L es el material con mejor rendimiento en cuanto a sus propiedades mecánicas, su fácil comercialización hace que este material sea el elegido para diseñar la línea de flujo.

La línea de tubos de acero API 5L es capaz de soportar altas presiones. Pruebas para asegurar el cumplimiento de los requerimientos de resistencia, fuerza y características dimensionales.

3.2.1.1 La rugosidad absoluta del material

En la *Tabla 20. Rugosidades Absolutas*, se observa el rango del valor de rugosidad absoluta en el acero comercial y soldado.

Tabla 20. Rugosidades Absolutas

TUBERÍA O REVESTIMIENTO	ϵ mm
Tubos estirados de acero	0,0024
Tubos de latón o cobre	0,0015
Fundición revestida de cemento	0,0024
Fundición con revestimiento bituminoso	0,0024
Fundición centrifugada	0,003
Fundición asfaltada	0,06 - 0,18
Fundición	0,12 - 0,6
Acero comercial y soldado	0,03 - 0,09
Hierro forjado	0,03 - 0,09
Hierro galvanizado	0,06 - 0,24
Madera	0,18 - 0,9
Hormigón	0,3 - 3
Acero robionado	0,9 - 9

FUENTE: http://www.siafa.com.ar/notas/nota181/n362_02.jpg

3.2.2 Selección del tanque de almacenamiento

Las terminales de despacho y de recepción, son tanques de almacenamiento donde se acopian los combustibles enviados desde los pozos y despachados a las refinерías en camiones cisterna que abastecen a las estaciones de servicio.

Se contará con un tanque de almacenamiento en el municipio de Villanueva de 55000 [Barriles] de capacidad, alimentado por crudo proveniente de los cuatro pozos, y otro tanque de igual capacidad para la recolección en el municipio de Vasconia.

Tabla 21. Especificación de Tanques de almacenamiento de crudo.

Capacidad en BLS	Diámetro en pies	Altura en pies
20000	60	40
30000	73'4"	40
55000	100	40
80000	120	40

Fuente: http://es.wikipedia.org/wiki/Tanque_de_almacenamiento

3.2.2.1 Bases de Diseño

Tabla 22. Bases de Diseño

PRODUCTO	CRUDO
CODIGO DE DISEÑO	API-650 EDICION DE 1993
TIPO DE TECHO	TECHO FIJO
DIAMETRO INTERIOR	30480 [mm]
ALTURA TOTAL	12192 [mm]
MATERIAL DEL CUERPO	ASTM A-36
MATERIAL DE ANILLOS ATIESADORES	AST A-36
MATERIAL DE PLACAS DEL FONDO Y TECHO	ASTM A-278

3.2.3 Especificaciones de la línea de flujo

Tabla 23. Datos línea de flujo

DATOS PARA LA LINEA DE FLUJO					
		VALOR		UNIDADES	
		SISTEMA INTERNACIONAL	SISTEMA INGLES	SISTEMA INTERNACIONAL	SISTEMA INGLES
Caudal Actual	Q	0,0920	1458	$\frac{m^3}{s}$	[GPM]
Caudal Proyectado	Q	0,1472	2334	$\frac{m^3}{s}$	[GPM]
Viscosidad Dinámica @86°F	μ	0,27	270	[Pa * s]	[cP]
Densidad	ρ	946,5	59,09	$\frac{Kg}{m^3}$	$\frac{lb}{ft^3}$
Velocidad Promedio	V	2	6,56	$\frac{ft}{s}$	$\frac{m}{s}$
Rugosidad absoluta del material	ε	0,000046	0,000151	[m]	[ft]
Pérdidas Permisibles	h	5	5	$\frac{m.c.f}{100 m}$	$\frac{ft.c.f}{100 ft}$
Longitud de la línea de Flujo	L	240.000	787.402	[m]	[ft]

3.2.4 Selección del Diámetro de la Tubería

Cuando un sistema que maneja un fluido es disponible y se conoce la geometría del sistema de tubería, el problema es determinar el tamaño de tubería más pequeño (y, consecuentemente, menos costoso) que pueda entregar el flujo deseado. Puesto que el diámetro de la tubería se desconoce, ni el número de Reynolds ni la rugosidad relativa pueden calcularse directamente y por lo tanto, se requiere disponer de criterios que ayuden a seleccionar el diámetro de manera real, ajustándose a las circunstancias actuales de las empresas del país donde se manejan las cifras permitidas para el transporte de crudo en el país⁹⁰.

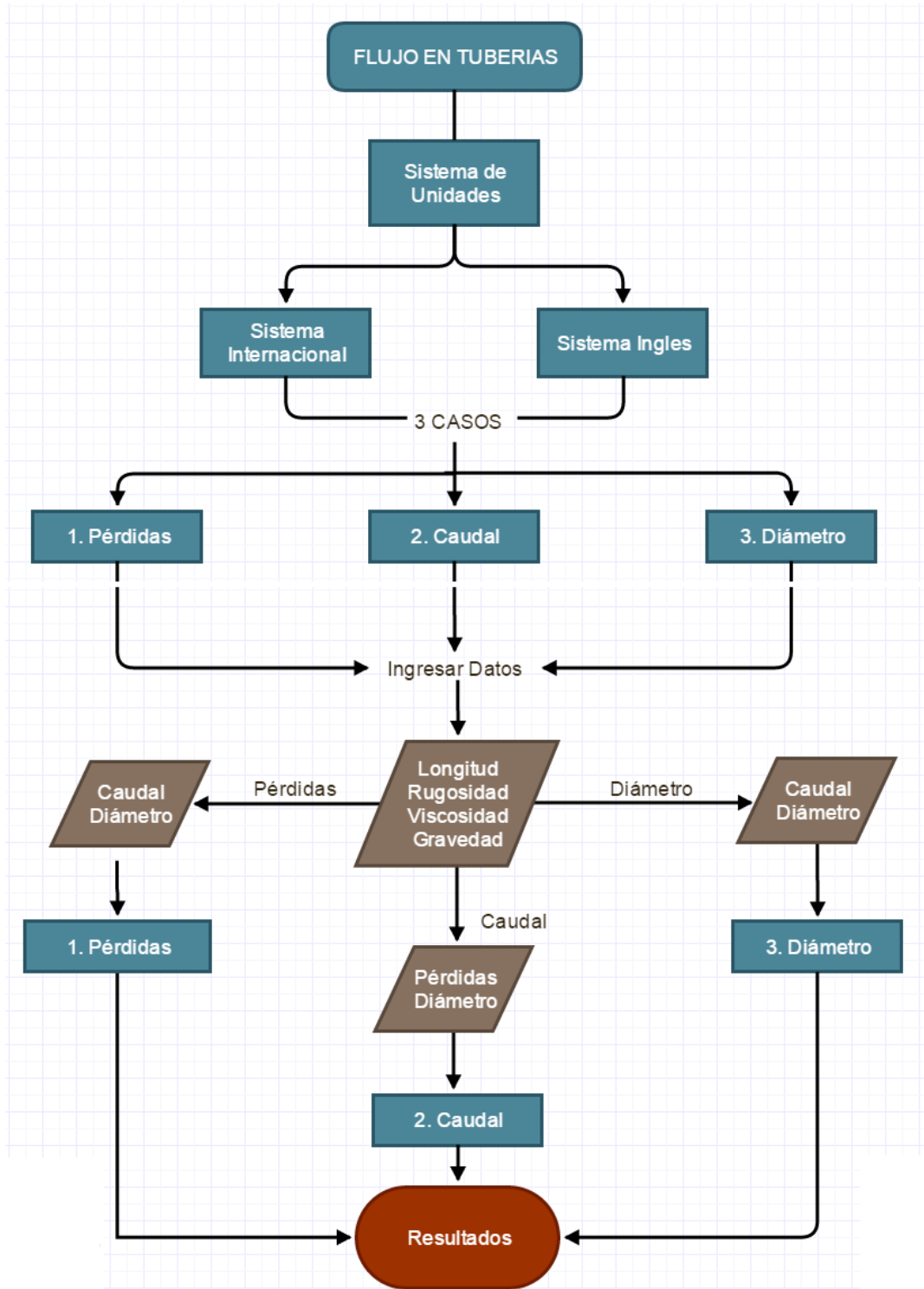
⁹⁰ FOX, Robert W. McDONALD, Alan T. Introducción a la Mecánica de Fluidos. McGRAW-HILL Segunda Edición p. 384. Mexico, D. F. 1995.

En la Tabla 23. Se establecen las especificaciones para realizar los cálculos correspondientes y la selección del diámetro nominal para el diseño de la línea de flujo.

Las pérdidas recomendadas y permitidas en las líneas de transporte de crudo en Colombia son aproximadamente 2 [psi] por cada 100 [ft], en porcentaje equivale al 5% del total de longitud total.

Se utilizó el programa "FLUJO TURBULENTO EN TUBERIAS", este programa calcula Pérdida de carga (Pérdidas), Razón de Flujo (Caudal) y Diámetro medio de la tubería (DIÁMETRO). Utilizado en la clase de Sistemas de Transporte y Aprovechamiento de Fluidos. Compatible con calculadoras Texas Instrument TI- 89, TI- 92, TI- 92 Plus, Voyage 200 y TI- 89 Titanium.

Figura 25. Diagrama de flujo Programa Turbomaq.



Partiendo de la Tabla 23, se suministran los valores que el programa requiere para seleccionar el diámetro, teniendo en cuenta el factor del 5% para el valor de las pérdidas admisibles para el transporte de crudo en Colombia y el caudal actual, para lo cual es simplemente para corroborar que se está cumpliendo en los límites establecidos, y luego se calcularán las pérdidas para el caudal proyectado.

1. Se selecciona el sistema de unidades en el cual se van a desarrollar los cálculos.

Figura 26. Interface calculadora T.I. Voyage 200. Selección Sistema de Unidades



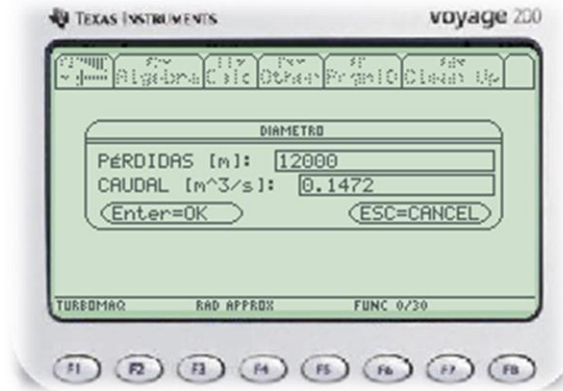
2. Se elige el caso que se requiere trabajar, y luego se ingresan los valores de Longitud, Rugosidad Absoluta y Viscosidad Cinematica.

Figura 27. Interface calculadora T.I. Voyage 200. Selección del caso e ingreso de valores.



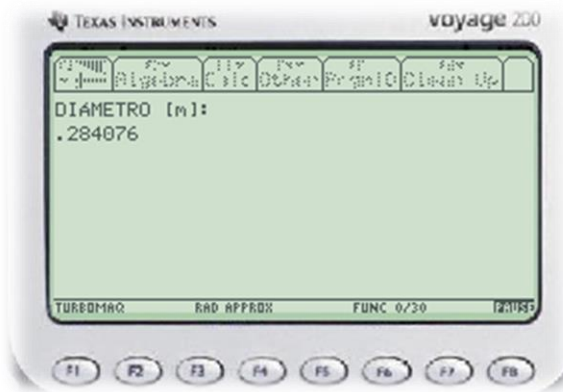
3. Se ingresa el valor de las pérdidas y el caudal.

Figura 28. Interface calculadora T.I. Voyage 200. Valores de Pérdidas y Caudal.



4. Por ultimo se imprime el resultado del valor calculado.

Figura 29. Interface calculadora T.I. Voyage 200. Valor Calculado.



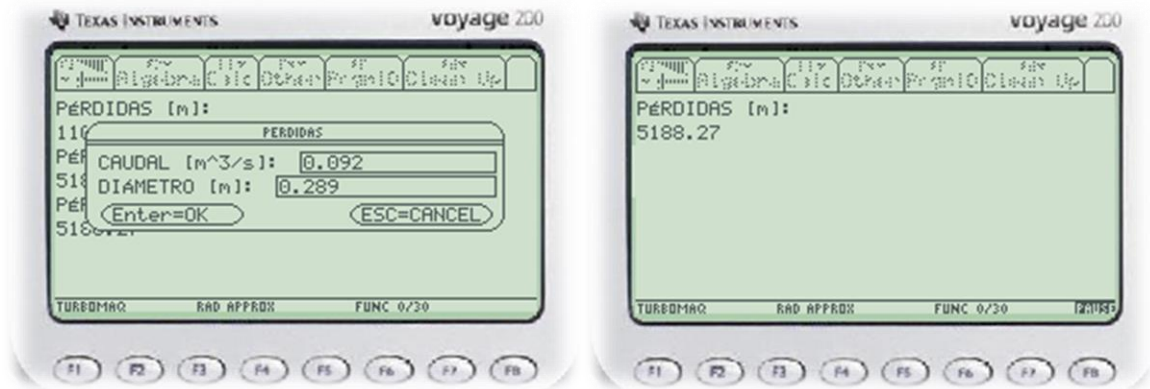
El diámetro resultante $0,284[m] = 11,18[in]$ normalizando al que está disponible comercialmente se seleccionara un Diámetro para la tubería de $12[in]$.

Ahora, se calcula las pérdidas con el diámetro interior, que será hallado de restar el espesor de la tubería de SCH 80 ($0,6870 in$) al valor de $12[in]$.

Las pérdidas son $11084 [metros de columna de fluido]$ Las cuales dan un porcentaje de $4,62[\%]$. Valor permisible en la construcción de líneas de flujo en Colombia.

Con el caudal actual se calculan las pérdidas proyectadas en el diseño para corroborar que el porcentaje de pérdidas este en el valor permitido.

Figura 30. Interface calculadora T.I. Voyage 200. Cálculos para caudal proyectado



Las pérdidas son 5188 [metros de columna de fluido], equivalente al 2,1 % de la longitud total. Lo que resulta un valor admisible en el diseño.

3.2.5 Cálculo del número de Reynolds.

$$Re = \frac{\rho * D * V}{\mu} = \frac{4 * Q * \rho}{\pi * D * \mu}$$

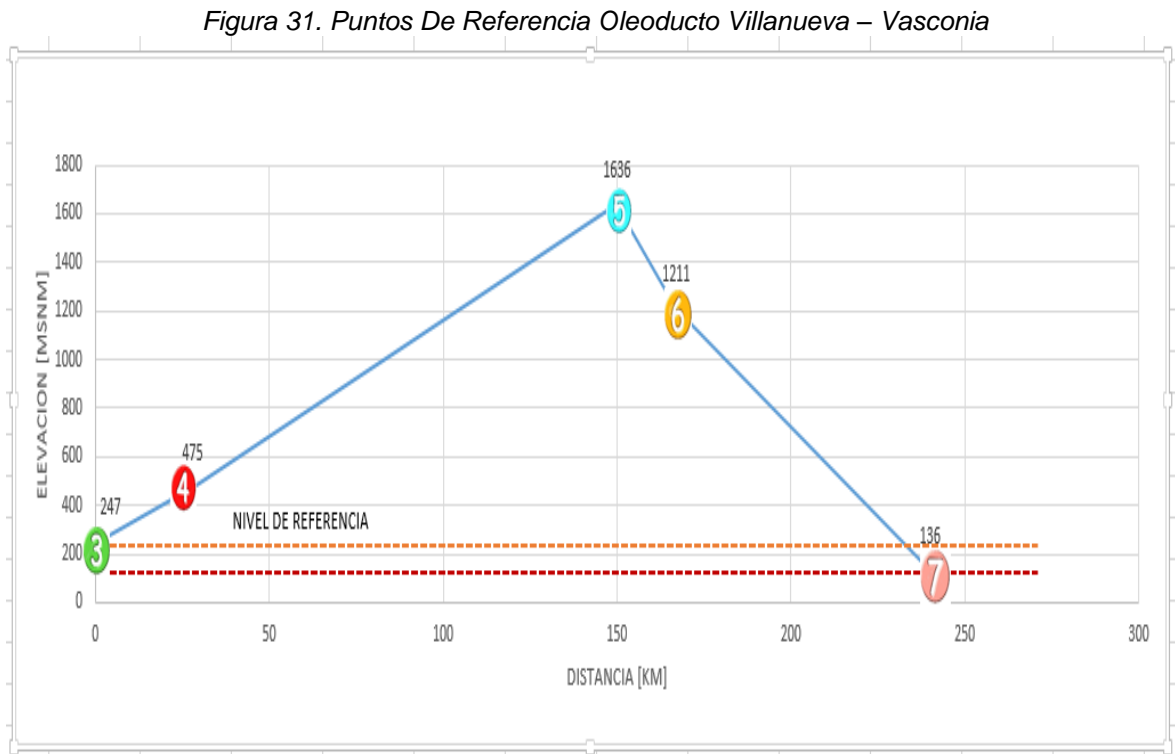
$$Re_{Q-actual} = \frac{4 * Q * \rho}{\pi * D * \mu}$$

$$Re_{Q-actual} = \frac{4 * 0,092 \frac{m^3}{s} * 946,5 \frac{Kg}{m^3}}{\pi * 0,2745m * 0,27 Pa * s} = 1496$$

$$Re_{Q-proyectado} = \frac{4 * 0,1472 \frac{m^3}{s} * 946,5 \frac{Kg}{m^3}}{\pi * 0,2745m * 0,27 Pa * s} = 2393$$

3.2.6 Cálculo de la presión de descarga de la bomba.

En la Figura 31 se representa un diagrama de los puntos relevantes durante el perfil de la línea de flujo.



3.3.6.1 Líneas de succión y descarga

En el desarrollo del cálculo hidráulico de la línea de succión y la de descarga se aplicaran las siguientes definiciones de términos.

Tabla 24. Unidades Utilizadas en los Cálculos

		Unidades Sistema Internacional	Unidades Sistema Ingles
F	64/Re factor de fricción para flujo laminar (Re<2000)	N.A.	N.A.
Z	Altura o elevación potencial sobre el nivel de referencia	[m]	[ft]
P	Presión manométrica	[Pa]	[Psi]
V	Velocidad media	[m/s]	[ft/s]
Q	Caudal	[m ³ /s]	[GPM]
G	Aceleración de la gravedad	[m/s ²]	[ft/s ²]
ρ	Densidad del fluido	[Kg/m ³]	[Lb/ft ³]
μ	Viscosidad dinámica	[Pa*s]	[cP]
ν	Viscosidad cinemática	[m ² /s]	[cSt]
D	Diámetro de la tubería	[m]	[in]
L	Longitud de la tubería	[m]	[ft]
H_L	Pérdida por fricción debido al flujo de fluidos en tuberías	[m]	[ft]

Tabla 25. Caracterización del crudo

CARACTERIZACIÓN DE CRUDO	VALOR	UNIDAD
Viscosidad Dinámica @86°F	270	[cP]
°API	18	NA
Presión de Vapor Reid	7	[Psia]
Gravedad Especifica	0.9465	NA
Densidad del crudo	946,5	[Kg/m ³]
Número de Reynolds	1496	NA

3.3.6.2 Cálculos de la presión de descarga de la bomba

Se utilizó el programa "FLUJO TURBULENTO EN TUBERIAS", calculando la Pérdida de carga (Pérdidas),

- Desde la descarga de la bomba (**Punto 3**) hasta el punto de mayor elevación (**Punto 5**).

Datos:

$$\nu = 0,000285 \text{ [m}^2\text{/s]}$$

$$L = 147.997 \text{ [m]}$$

$$\varepsilon = 0,000046 \text{ [m]}$$

$$G = 9,81 \text{ [m/s}^2\text{]}$$

$$Q = 0,1472 \text{ [m}^3\text{/s]}$$

$$D = 0,2745 \text{ [m]}$$

$$H_{L_{3-5}} = 8671,4 \text{ [m]} = 28450 \text{ [ft]} \quad \blacksquare$$

- Desde el punto de mayor elevación (**Punto 5**) hasta la salida al tanque de recolección (**Punto 7**).

Datos:

$$\nu = 0,000285 \text{ [m}^2\text{/s]}$$

$$L = 90.005 \text{ [m]}$$

$$\varepsilon = 0,000046 \text{ [m]}$$

$$G = 9,81 \text{ [m/s}^2\text{]}$$

$$Q = 0,1472 \text{ [m}^3\text{/s]}$$

$$D = 0,2745 \text{ [m]}$$

$$H_{L_{5-7}} = 5273,5 \text{ [m]} = 17301,5 \text{ [ft]} \quad \blacksquare$$

- Para hallar la presión de descarga de la bomba: la presión de descarga resultara de hacer el cálculo desde el punto donde está ubicada la casa de bombas hasta el punto más alto del perfil del Oleoducto, garantizando en dicho punto que el fluido no esté debajo de la presión de vapor.

$$P_5 = 14 [psi] = 96526,92[Pa]$$

$$\frac{P_3 - P_5}{\rho * g} = (Z_5 - Z_3) + H_L$$

$$\frac{P_3 - 96526,92[Pa]}{946,5 \left[\frac{kg}{m^3} \right] * 9.81 \left[\frac{m}{s^2} \right]} = (1636 - 247)[m] + 8671,4[m]$$

$$P_3 = 9,35 \times 10^7 [Pa]$$

$$P_3 = 13562 [Psi] \quad \blacksquare$$

La presión de llegada al tanque en la estación de Vasconia se calcula de la misma manera teniendo en cuenta las características de los puntos 5 hasta el 7.

$$P_7 = -3,5 \times 10^7 [Pa] \quad \blacksquare$$

$$P_7 = -5076 [Psi]$$

Una caída de presión negativa, significa que hay un aumento de la presión y esto no puede darse en un oleoducto, porque el flujo se establece siempre en el sentido de mayor a menor presión. Para que aumente la presión, en la estación de Villanueva (Punto 3) se debe aumentar la presión de descarga garantizando una presión recomendada de 50 *psi* en la estación de Vasconia (Punto 7).

Recalculamos los valores de la presión el punto 5 con el valor conocido de la presión en el punto 7 de 50 *psi*:

$$\frac{P_5 - P_7}{\rho * g} = (Z_7 - Z_5) + H_{L5-7}$$

$$P_5 = 3.5 \times 10^7 [Pa]$$

$$P_5 = 5132 [Psi] \approx 11849 [ft. c. f] \quad \blacksquare$$

Y la presión de descarga será recalculada para garantizar los valores anteriores de los puntos 5 y 7, respectivamente:

$$\frac{P_3 - P_5}{\rho * g} = (Z_5 - Z_3) + H_L$$

$$P_3 = 12,8 \times 10^7 \text{ [Pa]}$$

$$P_3 = 18624 \text{ [Psi]} \approx 43000 \text{ [ft. c. f]} \quad \blacksquare$$

- **NPSH DISPONIBLE:**

$$NPSH_{DISPONIBLE} = \left(\frac{ha - hvpa}{\gamma} \right) + hst - hf$$

Donde,

ha : Presión atmosférica Villanueva – Casanare, 736 [mm Hg] = 32,86 [ft de columna de fluido]

hvpa : Presión de vapor⁹¹, 7 [Psi] = 16,16 [ft de columna de fluido]

hst: Presión estática, 38 [ft de columna de fluido]

hfs: Pérdidas de presión⁹², 1.21 [ft de columna de fluido]

$$\therefore NPSH = 36 \text{ [ft de columna de fluido]} \quad \blacksquare$$

⁹¹ El valor de la presión de vapor fue tomado de la memoria de cálculo de la línea APIAY – EL PORVENIR en el municipio de Monterrey (Casanare).

⁹² Se utilizó el programa "FLUJO TURBULENTO EN TUBERIAS", para hallar la pérdida por presión desde el punto 1 hasta el 3.

3.3.6.3 Espesor de tubería

En el caso de las tuberías de Acero, la presión interna es el factor que en la mayoría de las condiciones determina el espesor de la tubería. La Ecuación de Barlow, permite determinar el espesor requerido por presión interna, conociendo los factores:

$$t = \frac{P_i * D}{2 * \sigma_t}$$

P_i = Presión interna

D = Diámetro Externo

σ_t = Esfuerzo de Trabajo del Acero = $\sigma_f * FS$

σ_f = Es el esfuerzo de Fluencia del acero

FS = Factor de reducción = 1

De acuerdo a la Norma de Fabricación de la Tubería, encontramos que el Esfuerzo de fluencia esta prefijado, como en el Caso de la Norma del Instituto Americano del Petróleo API.

La presión de diseño será la presión máxima de operación (PMO) en el punto 3 = 11859[psi], multiplicada por el 110%, será la presión interna de la tubería.

Tabla 26. Grados de Acero al Carbono Según API 5L

GRADO	LIMITE ELASTICO		CARGA DE ROTURA	
	PSI	MPa	PSI	MPa
A25	25.000	(172)	45.000	(310)
A	30.000	(207)	48.000	(331)
B	35.000	(241)	60.000	(413)
X42	42.000	(289)	60.000	(413)
X46	46.000	(317)	63.000	(434)
X52	52.000	(358)	66.000	(455)
X56	56.000	(386)	71.000	(489)
X60	60.000	(413)	75.000	(517)
X65	65.000	(448)	77.000	(530)
X70	70.000	(482)	82.000	(565)
X80	80.000	(551)	90.000	(620)

$$t = \frac{P_i * D}{2 * \sigma_t} = \frac{(18624[psi] * 1.1) * 12[in]}{2 * 77000[psi] * 1} = 1,59 [in] = 40[mm]$$

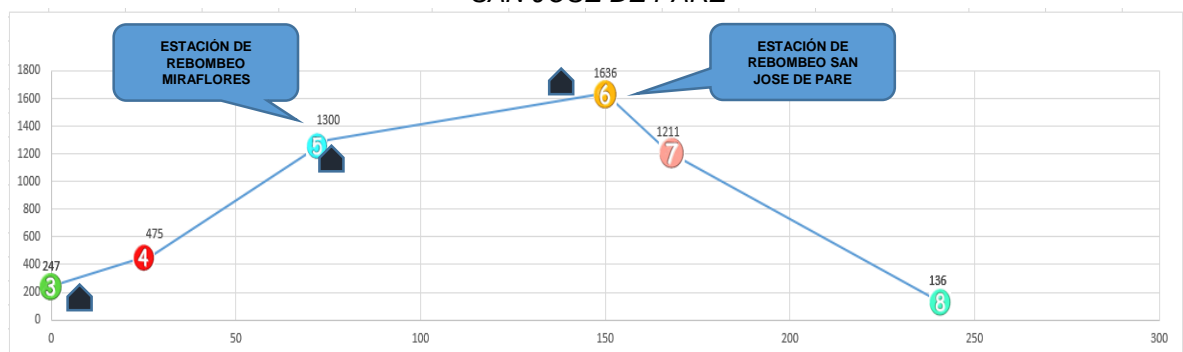
Tabla 27. Características de la tubería seleccionada primera alternativa

CARACTERISTICAS DE LA TUBERIA	VALOR Sistema Internacional	VALOR Sistema Ingles	UNIDAD Sistema Internacional	UNIDAD Sistema Ingles
Longitud de la tubería	240	787402	[Km]	[ft]
Rugosidad absoluta del material	0,000046	0,001811	[m]	[in]
Diámetro	0,3048	12	[m]	[in]
Área transversal de la tubería	0,073	113,15	[m ²]	[in ²]
ϵ/D	0,000151	0,000151	N.A.	N.A.
Espesor t	40	[mm]	1,59	[in]

Según la norma API 1104 y las condiciones de construcción en los oleoductos, espesores mayores a 19 [mm], se les tiene que realizar procedimientos de alivio térmico en el 100% de las juntas de la tubería. Así como pruebas de dureza y radiografías en cada una de los puntos de conexión durante la línea de flujo. Teniendo un alto costo, que dejaría el proyecto con muy pocas posibilidades de ser viable económicamente por sus altos costos.

3.2.7 Cálculo para la Línea de Flujo con una estación de bombeo en el municipio de Miraflores y en San José de Pare:

Figura 32. Perfil Oleoducto Villanueva - Vasconia ESTACIÓN DE REBOMBEO MIRAFLORES Y SAN JOSE DE PARE



DATOS:

$$Z_3 = 247 [m]$$

$$Z_4 = 475 [m]$$

$$Z_5 = 1300 [m]$$

$$Z_6 = 1636 [m]$$

$$Z_7 = 1211 [m]$$

$$Z_8 = 136 [m]$$

$$L_{3-4} = 28000 [m]$$

$$L_{4-5} = 47000 [m]$$

$$L_{5-6} = 75000 [m]$$

$$L_{6-7} = 17000 [m]$$

$$L_{7-8} = 73000 [m]$$

$$H_{3-4} = 1640,6 [m]$$

$$H_{4-5} = 2753,8 [m]$$

$$H_{5-6} = 4734,4 [m]$$

$$H_{6-7} = 996 [m]$$

$$H_{7-8} = 4277,2 [m]$$

- Calculo de la presión en el **punto 5**, garantizando que en el **punto 6** la presión sea igual a **50 Psi**.

$$P_6 = 50 [psi] = 344739 [Pa]$$

$$\frac{P_5 - P_6}{\rho * g} = (Z_6 - Z_5) + H_{5-6}$$

$$\frac{P_5 - 344739 [Pa]}{946,5 \left[\frac{kg}{m^3} \right] * 9.81 \left[\frac{m}{s^2} \right]} = (1636 - 1300) [m] + 4734,4 [m]$$

$$P_5 = 4,7 \times 10^7 [Pa]$$

$$P_5 = 6875 [Psi] \quad \text{Presion de descarga de la bomba en el punto 5}$$

$$t = \frac{P_i * D}{2 * \sigma_t} = \frac{(6475 [psi] * 1.1) * 12 [in]}{2 * 77000 [psi] * 1} = 0,55 [in] = 13,97 [mm]$$

- Calculo de la presión en el **punto 6**, garantizando que en el **punto 8** la presión sea igual a **50 Psi**.

$$P_8 = 50 [psi] = 344739 [Pa]$$

$$\frac{P_6 - P_8}{\rho * g} = (Z_8 - Z_6) + H_{6-7} + H_{7-8}$$

$$\frac{P_6 - 344739 [Pa]}{946,5 \left[\frac{kg}{m^3} \right] * 9.81 \left[\frac{m}{s^2} \right]} = (136 - 1636) [m] + 4158 [m]$$

$$P_6 = 2,35 \times 10^7 [Pa]$$

$$P_6 = 3408 [Psi] \quad \text{Presion de descarga de la bomba en el punto 6}$$

$$t = \frac{P_i * D}{2 * \sigma_t} = \frac{(3408 [psi] * 1.1) * 12 [in]}{2 * 77000 [psi] * 1} = 0,29 [in] = 7,36 [mm]$$

- Calculo de la presión en el **punto 3**, garantizando que en el **punto 5** la presión de succión sea igual a **50 Psi**.

$$P_5 = 50 \text{ [psi]} = 344739 \text{ [Pa]}$$

$$\frac{P_3 - P_5}{\rho * g} = (Z_5 - Z_3) + H_{3-4} + H_{4-5}$$

$$\frac{P_3 - 344739 \text{ [Pa]}}{946,5 \left[\frac{\text{kg}}{\text{m}^3} \right] * 9.81 \left[\frac{\text{m}}{\text{s}^2} \right]} = (1300 - 247) \text{ [m]} + 3465 \text{ [m]}$$

$$P_3 = 4.23 \times 10^7 \text{ [Pa]}$$

$$P_3 = 6135 \text{ [Psi]} \quad \text{Presion de descarga de la bomba en el punto 3}$$

$$t = \frac{P_i * D}{2 * \sigma_t} = \frac{(6135 \text{ [psi]} * 1.1) * 12 \text{ [in]}}{2 * 77000 \text{ [psi]} * 1} = 0,525 \text{ [in]} = 13.33 \text{ [mm]}$$

Diseñar estaciones de rebombeo durante el recorrido del oleoducto representa disminuir la presión de descarga de la casa de máquinas al inicio de la línea de flujo, así mismo disminuir el espesor de la tubería para tener menores costos y la adquisición más fácil en el mercado actual, ya que espesores poco comunes son difíciles de conseguir en esas cantidades.

Tabla 28. Espesores de la Tubería (mm)

Pulgadas	Diametro Exterior	STD	XS	XXS	SCH 10	SCH 20	SCH 30	SCH 40	SCH 60	SCH 80	SCH 100	SCH 120	SCH 140	SCH 160
1/8"	10,3	1,73	2,14					1,73		2,41				
1/4"	13,7	2,24	3,02					2,24		3,02				
3/8"	17,1	2,31	3,20					2,31		3,20				
1/2"	21,3	2,77	3,73	7,47				2,77		3,73				4,78
3/4"	26,7	2,87	3,91	7,82				2,87		3,91				5,56
1"	33,4	3,38	4,55	9,09				3,38		4,55				6,35
1 1/4"	42,2	3,56	4,85	9,70				3,56		4,85				6,35
1 1/2"	48,3	3,68	5,08	10,16				3,68		5,08				7,14
2"	60,3	3,91	5,54	11,07				3,91		5,54				8,74
2 1/2"	73,0	5,16	7,01	14,02				5,16		7,01				9,52
3"	88,9	5,49	7,62	15,24				5,49		7,62				11,12
3 1/2"	101,6	5,74	8,08					5,74		8,08				
4"	114,3	6,02	8,56	17,12				6,02		8,56		11,13		13,49
5"	141,3	6,55	9,52	19,05				6,55		9,52		12,70		15,87
6"	168,3	7,11	10,97	21,95				7,11		10,97		14,27		18,24
8"	219,1	8,18	12,70	22,22		6,35	7,04	8,18	10,31	12,70	15,06	18,24	20,62	23,01
10"	273,0	9,27	12,70			6,35	7,80	9,27	12,70	15,06	18,24	21,41	25,40	28,57
12"	323,8	9,53	12,70			6,35	8,38	10,31	14,27	17,45	21,44	25,40	28,57	33,32
14"	355,6	9,53	12,70			6,35	7,92	9,53	11,13	13,06	15,06	18,24	21,41	25,40
16"	406,4	9,53	12,70			6,35	7,92	9,53	12,70	16,66	21,44	26,19	30,96	36,53
18"	457,2	9,53	12,70			6,35	7,92	11,13	14,27	19,05	23,83	29,36	34,93	39,67
20"	508,0	9,53	12,70			6,35	9,53	12,70	15,09	20,62	26,19	32,54	38,10	44,45
24"	609,6	9,53	12,70			6,35	9,53	14,27	17,48	24,61	30,96	38,89	46,02	52,37
30"	762,0	9,53	12,70			7,92	12,70	15,88						

Tabla 29. Características de la tubería seleccionada Estación Villanueva

CARACTERISTICAS DE LA TUBERIA API 5L X65 SCH 60	VALOR Sistema Internacional	VALOR Sistema Ingles	UNIDAD Sistema Internacional	UNIDAD Sistema Ingles
Longitud de la tubería	75	246063	[Km]	[ft]
Rugosidad absoluta del material	0,000046	0,001811	[m]	[in]
Diámetro exterior	0,3048	12	[m]	[in]
Área transversal de la tubería	0,073	113,15	[m ²]	[in ²]
ϵ/D	0,000151	0,000151	N.A.	N.A.
Espeor t	14,27	0,562	[mm]	[in]

Tabla 30. Características de la tubería seleccionada Estación Miraflores

CARACTERISTICAS DE LA TUBERIA API 5L X65 SCH 60	VALOR Sistema Internacional	VALOR Sistema Ingles	UNIDAD Sistema Internacional	UNIDAD Sistema Ingles
Longitud de la tubería	75	787402	[Km]	[ft]
Rugosidad absoluta del material	0,000046	0,001811	[m]	[in]
Diámetro exterior	0,3048	12	[m]	[in]
Área transversal de la tubería	0,073	113,15	[m ²]	[in ²]
ϵ/D	0,000151	0,000151	N.A.	N.A.
Espeor t	14,27	0,562	[mm]	[in]

Tabla 31. Características de la tubería seleccionada Estación San José de Pare

CARACTERÍSTICAS DE LA TUBERIA API 5L X65 SCH 30	VALOR Sistema Internacional	VALOR Sistema Ingles	UNIDAD Sistema Internacional	UNIDAD Sistema Ingles
Longitud de la tubería	90	787402	[Km]	[ft]
Rugosidad absoluta del material	0,000046	0,001811	[m]	[in]
Diámetro	0,3048	12	[m]	[in]
Área transversal de la tubería	0,073	113,15	[m ²]	[in ²]
ϵ/D	0,000151	0,000151	N.A.	N.A.
Espesor t	7,36	0,29	[mm]	[in]

- Se estableció por diseño, tubería con especificaciones:
 - ✓ Desde la estación de Villanueva hasta la estación de rebomdeo de Miraflores:

API 5L X65 SCH 60

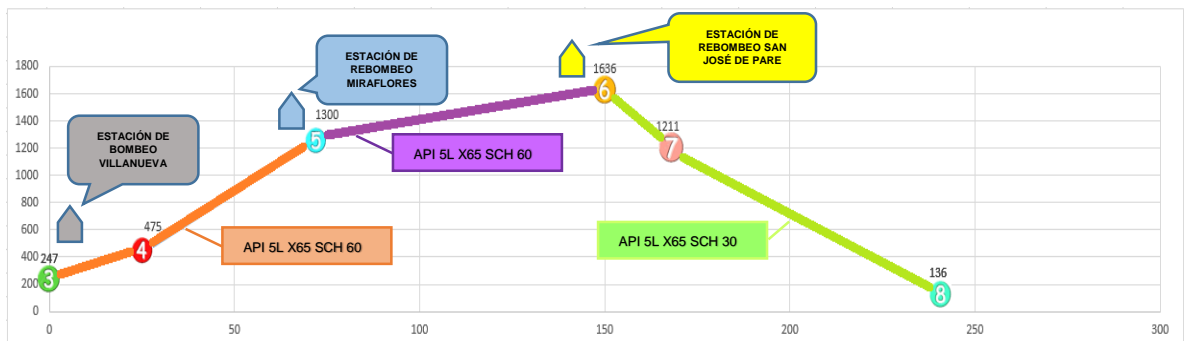
- ✓ Desde la estación de rebomdeo de Miraflores hasta la estación de rebomdeo de San José de Pare:

API 5L X65 SCH 60

- ✓ Desde la estación de San José de Pare hasta la estación de Vasconia:

API 5L X65 SCH 30

Figura 33. Distribución de estaciones de bombeo y especificaciones de la tubería



3.2.8 Selección del sistema de bombeo.

Según las especificaciones de la bomba calculada se encontró una que cumple con especificaciones de caudal y de carga de presión haciendo un arreglo equivalente en serie:

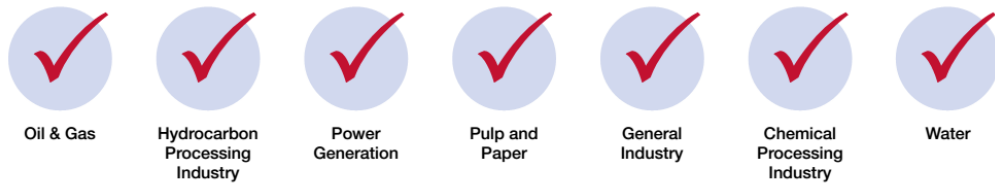
Figura 34. Bomba multietapa de cámara partida axialmente MSD



FUENTE: <http://www.sulzer.com/es/Products-and-Services/Pumps-andSystems/Axially-Split-Pumps/MSD>

Figura 35. Catalogo Bomba multietapa de cámara partida axialmente MSD

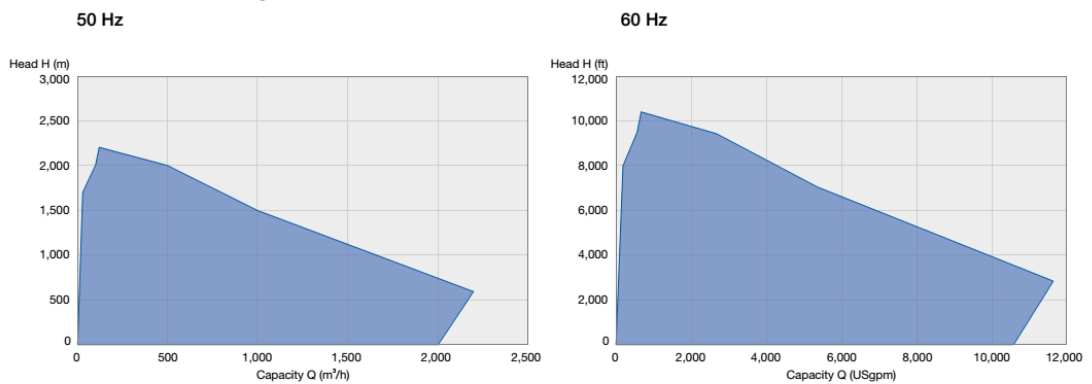
MSD/MSD2 Axially Split Multistage Pump



Operating Data

50 Hz		60 Hz
80 to 400 mm	Pump sizes	3 to 16 inches
up to 3,200 m ³ /h	Capacities	up to 14,000 USgpm
up to 2,900 m	Heads	up to 9,500 feet
up to 300 bar	Pressures	up to 4,400 psi
up to 200°C	Temperatures	up to 400°F
over 6,000 rpm	Max. speed of rotation	over 6,000 rpm

Performance Ranges



FUENTE: <http://www.sulzer.com/es/Products-and-Services/Pumps-and-Systems/Axially-Split-Pumps/MSD>

3.3.8.1 Descripción de la Bomba

Figura 36. Bomba multietapa de cámara partida axialmente MSD



FUENTE: <http://www.sulzer.com/es/Products-and-Services/Pumps-and-Systems/Axially-Split-Pumps/MSD>

La bomba MSD ofrece la cobertura hidráulica más grande de bombas multietapa BB3 disponibles en el mercado. Existen más de 10.000 bombas MSD instaladas por todo el mundo en oleoductos de productos petrolíferos, en aplicaciones de alimentación de caldera, inyección de agua e incluso en servicios relacionados con la seguridad nuclear de todo el mundo.

Ventajas

- Brida de tamaño 600, 900 y 1.500 libras para cumplir con los requisitos del proyecto.
- La carcasa partida axialmente permite que no se altere el equilibrado del rotor cuando se instala la bomba.

- Los impulsores opuestos equilibran el empuje axial, lo que permite ahorrar costes en el sistema de lubricación de la mayoría de aplicaciones.
- Doble aspiración en la primera etapa disponible en la mayoría de tamaños para un NPSH reducido.
- Cobertura hidráulica líder de la industria que se traduce en un funcionamiento eficiente.

Aplicaciones

- Oleoducto de productos refinados.
- Oleoducto de gas licuado de petróleo (liquefied petroleum gas, LPG) e inyección de CO₂.
- Alimentación de caldera.
- Inyección de agua.
- Servicios de alta presión relacionados con la seguridad nuclear

Diseño

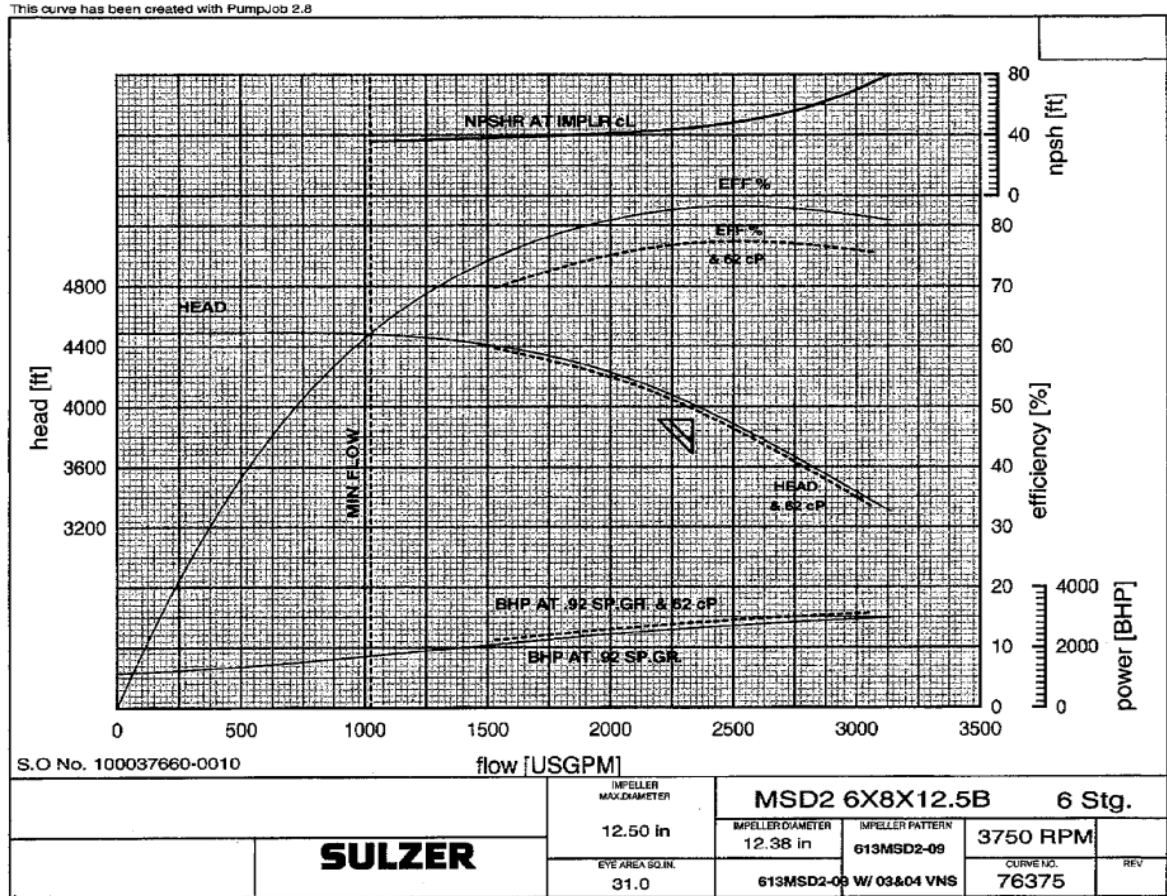
- Carcasas estándar y de alta presión con una gran variedad de opciones de brida.
- Carcasa partida axialmente para un mantenimiento más cómodo.
- Impulsores opuestos para el equilibrado axial en el rango de operación.
- Impulsor de la primera etapa de simple o doble aspiración.
- Excelente cobertura hidráulica.

Características

- Caudales: Hasta 3.200 m³/h / 14.000 gpm.
- Alturas: Hasta 2.900 m / 9.500 pies
- Presiones: Hasta 300 bares / 4.400 psi
- Temperaturas: Hasta 200 °C / 400 °F
- Bridas de descarga: De 150 a 350 mm / de 3 a 14"
- Velocidad máxima de giro: Hasta 6.000 rpm

Para los requerimientos de la línea de flujo se seleccionó la Bomba multietapa de cámara partida axialmente MSD, 6 etapas.

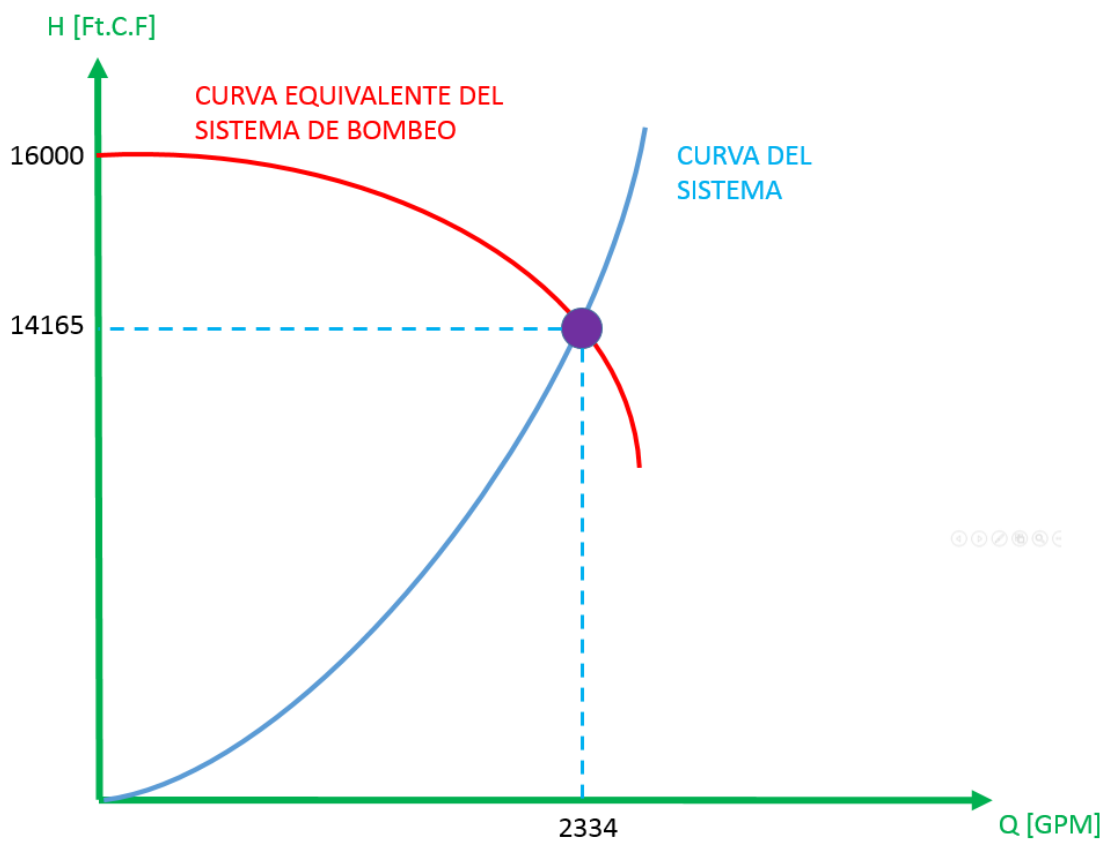
Figura 37. Curva de funcionamiento de la Bomba multietapa de cámara partida axialmente MSD, 6 etapas.



- **Estación de Villanueva:**

Se observa en la gráfica de la bomba seleccionada que su cabezal de presión es aproximadamente **4000 [Ft.C.F]**, para lo cual se tiene q hacer una arreglo de 4 bombas en serie para satisfacer la presión requerida de **14165 [Ft.C.F]**, y un caudal de **2334 [GPM]**.

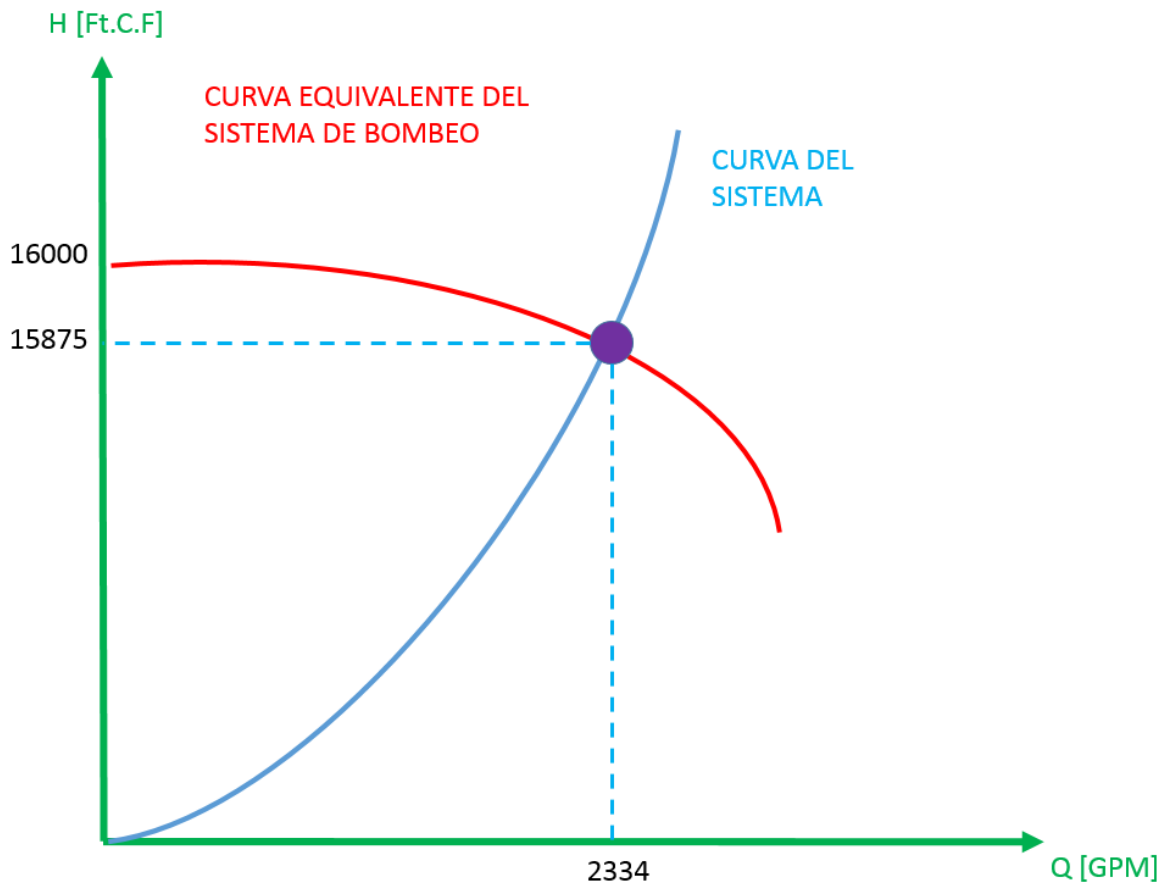
Figura 38. Curva del Sistema con Estación en Villanueva



- **Estación de rebombeo de Miraflores:**

Se observa en la gráfica de la bomba seleccionada que su cabezal de presión es aproximadamente **4000 [Ft.C.F]**, para lo cual se tiene q hacer una arreglo de 4 bombas en serie para satisfacer la presión requerida de **15875 [Ft.C.F]**, y un caudal de **2334 [GPM]**

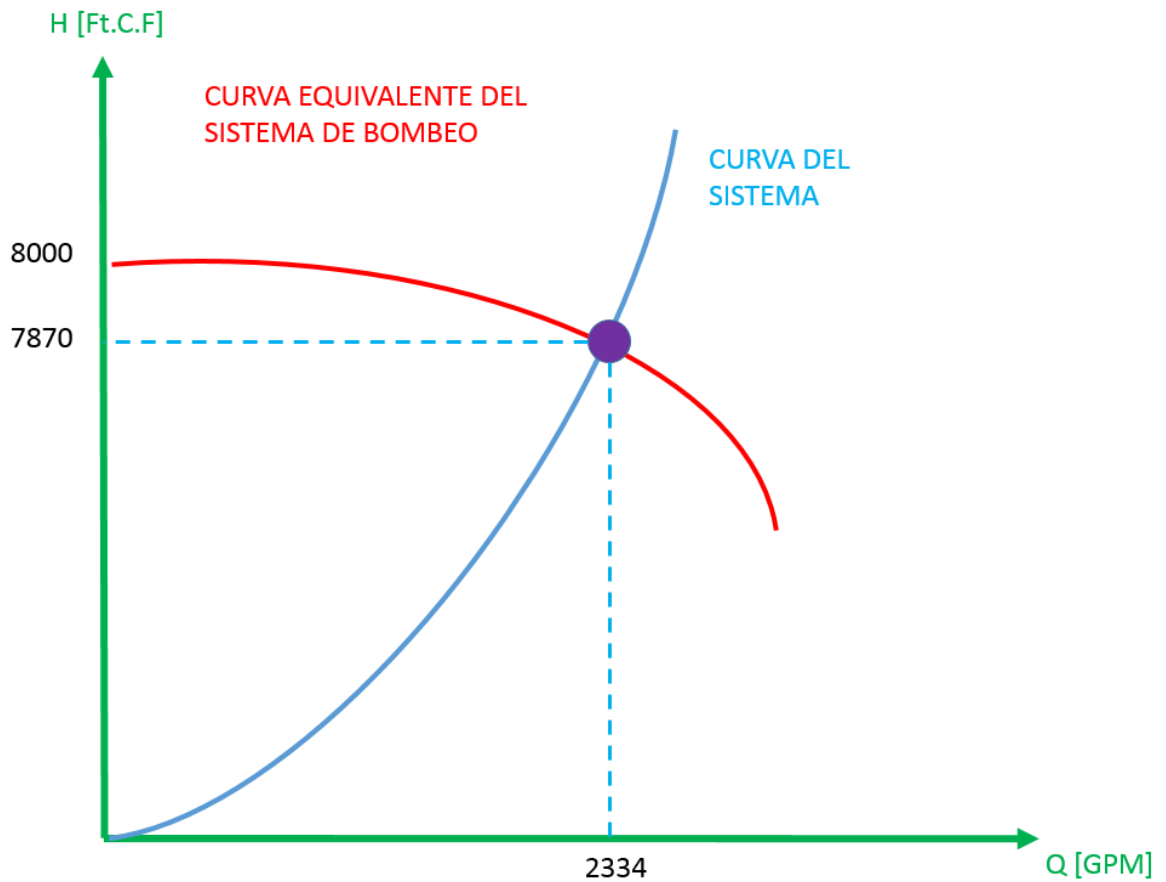
Figura 39. Curva del Sistema con Estación de rebombeo en Miraflores



- **Estación de bombeo de San José de Pare:**

Se observa en la gráfica de la bomba seleccionada que su cabezal de presión es aproximadamente **4000 [Ft.C.F]**, para lo cual se tiene q hacer una arreglo de 2 bombas en serie para satisfacer la presión requerida de **7870 [Ft.C.F]**, y un caudal de **2334 [GPM]**

Figura 40. Curva del Sistema con Estación de bombeo en San José de Pare



3.2.9 Selección de Soportes.

Se diseñó el oleoducto con soportes tipo “H” cada $7,31[m] = 12 + 12 = 24 [pies]$ de distancia consecutivamente ya que la tubería viene por tramos de 12 [m], y así garantizar el buen funcionamiento de la línea.

La estación de Villanueva hasta 100 *metros* más adelante donde la tubería será enterrada para restablecer y que la zona por donde se instaló la tubería tenga una normalidad en sus actividades cotidianas.

En la zona del Delirio (Casanare), existe un río el cual se va a cruzar por medio de un puente elevado, por un cruce dirigido fluvial e inmediatamente después del río se sigue enterrado hasta cruzar la carretera principal que comunica a Villanueva con Monterrey, con un cruce dirigido por debajo de dicha carretera.

De ahí en adelante (200 [Km]) se presenta la zona montañosa, hasta la zona de la Tribuna diseñándose los soportes aéreos los cuales tendrán una distancia de 10 [m], de ahí en adelante por ser un terreno plano, la tubería debe ser enterrada hasta la estación de Vasconia en donde va descargar en un tanque de almacenamiento.

Tabla 32. Soportes Aéreos.



4. ELABORACIÓN DE MAQUETA

4.1 MATERIALES

- Madera tipo triplex 150 [cm] x 100 [cm], espesor = 5 [mm].
- Espuma de poliuretano
- Estuco plástico
- Varas de balsa redondo - tipo cedro diámetros: 3 [mm], 1 [cm].
- Varas de balsa cuadrado – 10 [cm] x 10 [cm]
- Arena de colores; verde, café, azul, gris.
- Malla de plástico
- Palillos
- Silicona
- Pegante instantáneo
- Pintura
- Laca
- Plantas disecadas
- Vidrio espesor 5 mm

4.2 MANUFACTURA

Una maqueta es un montaje pseudofuncional o de falso funcionamiento construido a “menor escala”, con el fin de facilitar la observación del diseño de la estructura a interés. Para dicha construcción, se hace necesario la utilización de materiales adecuados tanto físicamente como estructural para resaltar la funcionalidad de la pieza a resaltar, en este caso el oleoducto, con su entorno biológico.

Dicho arreglo, se construyó con el fin de resaltar el diseño de cada etapa del oleoducto, su trayecto a través de la geografía y su disposición inteligente sin ocasionar grandes repercusiones en el medio ambiente.

A partir, de los planos del oleoducto, información geográfica del sitio a interés y nuevas tecnologías de soporte de la tubería, se elaboró una maqueta de tipo real y con una escala adecuada para visualizar más claramente cada componente.

Se dispuso de un área superficial de $1,5\text{ m} \times 1\text{ m}$, de material triplex, con el fin de no hacerla tan pesada pero teniendo en cuenta un buen soporte y este material era el adecuado para ello, a continuación y con ayuda de espuma de poliuretano, se desarrolla técnicas constructivas de superficies en desnivel por planos continuos y discontinuos como, las montañas y llanuras; con estuco plástico se procede a la elaboración de superficies, para tener un acabado con mejor resultado.

Asimismo, para los accesorios paisajísticos, todo tipo de forestación y vegetación, se utilizaron plantas disecadas u ornamentales, creando un aspecto muy realista del ecosistema, para las llanuras y zonas áridas al igual que para el río, se utilizó arena y granito fino, previamente tinturados con los colores de interés; en cuanto a las casas que conforman los caseríos, se usaron piezas elaboradas en plástico, las cuales se compraron para tal fin.

Para la elaboración de la tubería se utilizó balso tipo cedro redondo de 3 mm de diámetro, el cual asemeja muy bien esta pieza, al igual que para los machines, con ayuda de palillos se elaboraron los soportes que sostendrán la tubería.

Para finalizar, y con el fin de preservar la maqueta y que las personas la puedan apreciar sin ocasionar daño en ella, se dispondrá en un cajón de vidrio y una mesa soporte que facilitara el transporte de la misma y una exposición adecuada.

A continuación, se muestran fotografías de la construcción paso a paso de la maqueta.

Figura 41. Espuma de poliuretano



Figura 42. Estuco plástico





Figura 43. Pintura

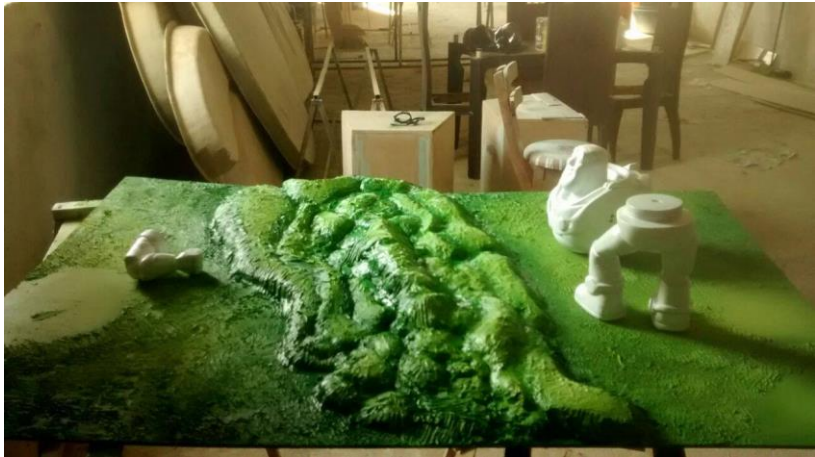


Figura 44. Ambientación de la vegetación presente en la zona



Figura 45. Ambientación de zonas áridas y fluviales



Figura 46. Representación de la tubería



Figura 47. Aplicación de Poliuretano para el terminado superficial.

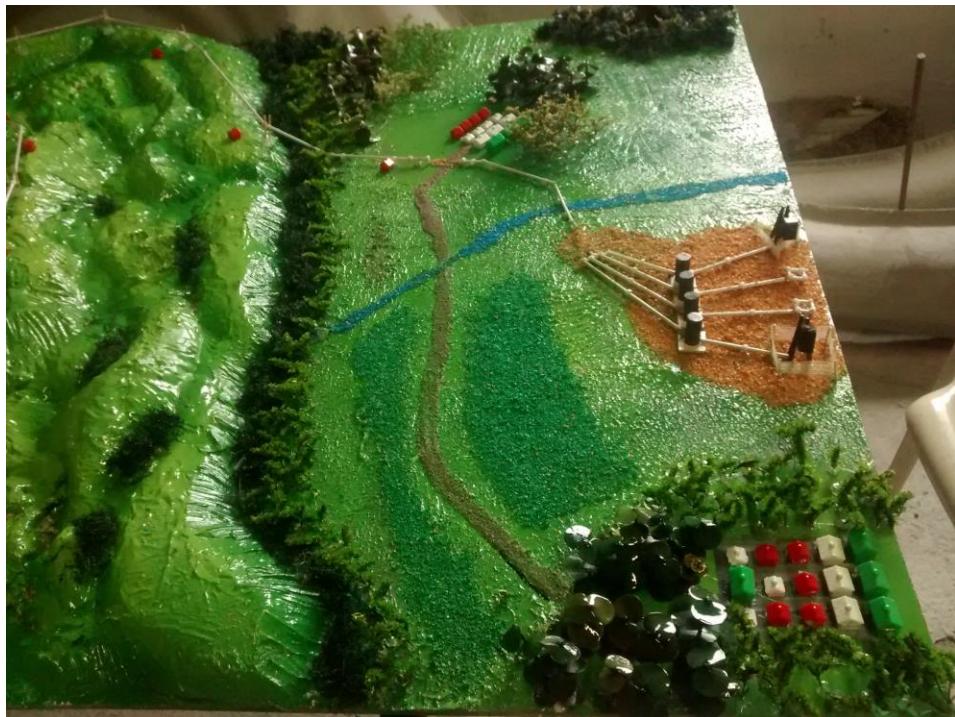


Figura 48. Finalización de la maqueta.



4.3 DESCRIPCIÓN

Figura 49. Descripción de lugares



1. Municipio de Villanueva:

La población más cercana a los pozos de extracción del crudo es el municipio de Villanueva en el departamento de Casanare.

2. Pozos Taro, Tigana, Max, Tua:

Los pozos donde se va a extraer el crudo van a tener un tanque de almacenamiento para cada uno, y luego interconectados a una sola línea de flujo.

Los municipios por donde se va a construir el oleoducto:

3. Municipio de Monterrey:

4. Municipio de Campo Hermoso

5. Estación de rebombeo municipio de Miraflores

6. Municipio de Jenesano

7. Municipio de Ramiriqui

8. Estación de rebombeo municipio de San José de Pare

9. Municipio de Samacá

10. Municipio de Villa de Leiva

11. Municipio de La belleza

12. Municipio de Puerto Boyacá

La estación de recolección y distribución del crudo al interior y zonas de refinería del país en el municipio de Vasconia.

13. Municipio de Vasconia

5. ANALISIS ECONOMICO

Se muestra el costo por unidad instalada para la construcción del Oleoducto Villanueva – Vasconia.

COSTOS Y PRESUPUESTOS		PRECIOS UNITARIOS
descapote E=0,40 m	m^2	7068
localizacion y replanteo	m^2	8568
excavacion manual en material comun	m^3	237148
excavacion a maquina en material comun	m^3	21533
explanacion en corte	m^3	31301
explanacion en relleno	m^3	18667
acarreo de materiales	$m^3 - km$	2597
relleno manual	m^3	82274
rellano a maquina	m^3	54754
grouting de nivelacion	litro	13116
acero de refuerzo de 60000 psi	Kg	5418
Acero ASTM A-500 Grado C, FY = 350 MPA (50000 PSI)	Kg	15960
escarificacion y nivelacion	m^3	21533
empradizacion con cespedon	m^2	13091
limpieza final	m^2	1517

Tabla 33. Costos y Presupuestos

COSTOS Y PRESUPUESTOS		
DESCRIPCIÓN	CANTIDAD	PRECIOS UNITARIOS
Descapote E=0,40 m	m^2	\$ 7.068
Localización y replanteo	m^2	\$ 8.568
Excavación manual en material común	m^3	\$ 237.148
excavación a máquina en material común	m^3	\$ 21.533
Explanación en corte	m^3	\$ 31.301
Explanación en relleno	m^3	\$ 18.667
Acarreo de materiales	$m^3 - km$	\$ 2.597
Relleno manual	m^3	\$ 82.274
Rellano a maquina	m^3	\$ 54.754
Grouting de nivelación	litro	\$ 13.116
Acero de refuerzo de 60000 psi	Kg	\$ 5.418
Acero ASTM A-500 Grado C, FY = 450 MPA (65000 PSI)	Kg	\$ 15.960
Escarificación y nivelación	m^3	\$ 21.533
Empradización con cespelon	m^2	\$ 13.091
Limpieza final	m^2	\$ 1.517
Total		\$ 534.545

Tabla de fletes terrestres internos (Resolución No. 000888 del Ministerio de Transporte - Marzo 13 de 2006)

Tabla 34. Costo del Transporte por Carro-Tanque

COSTO DEL TRANSPORTE POR CARRO-TANQUE		
Flete Villanueva - Vasconia	1 carro-tanque Cap. 200 [Barriles]	\$ 4.000.000,00

5.1 Costos indirectos

Tabla 35. Honorarios profesionales

Cantidad	Profesional	Horas/M	Meses	Valor/h	Valor/T
1	Ing. Néstor Raúl D´Croz Torres	8	8	\$150.000,00	\$ 9.600.000,00
TOTAL					\$ 9.600.000,00

Según el acuerdo 1279 de junio 19 de 2002, por el cual se establece el régimen salarial y prestacional de los docentes de las universidades estatales aplicado en la UIS

Tabla 36. Remuneraciones a estudiante

Cantidad	Estudiante	Horas/M	Meses	Valor/h	Valor/T
1	Julio Andrés Herrera Nuñez	80	8	\$15.400,00	\$ 9.856.000,00
TOTAL					\$ 19.712.000,00

Según el acuerdo 020 de junio 13 de 2014, por el cual se establece el pago a estudiantes investigadores UIS, contemplado en el artículo 2.

Tabla 37. Total

TOTAL GENERAL	\$ 29.312.000,00
---------------	------------------

CONCLUSIONES

- Se establecieron los parámetros mecánicos de ingeniería de detalle en la línea de flujo de crudo Api 18, desde el municipio de Villanueva hasta el municipio de Vasconia. Teniendo en cuenta los factores legales, ambiental, geográficos, normativos, teóricos, para la construcción del oleoducto.
- Se identificaron los equipos mecánicos involucrados en la construcción del oleoducto diseñado, tales como tubería, tanques de almacenamiento y recolección, sistema de bombeo, válvulas de control y la selección de soportes.
- Se diseñaron dos alternativas de sistema de bombeo, concluyendo que es más viable económicamente diseñar una estación de rebombeo en el municipio de Miraflores, y en el municipio de San José de Pare para disminuir la presión de descarga en la estación de Villanueva y así disminuir el espesor de la tubería seleccionada, ahorrando pruebas y ensayos en las juntas de conexión, ya que por norma API los espesores mayores a 19 [mm] requieren estos procedimientos al 100 % de la línea. Lo que elevaría considerablemente los costos del proyecto.
- Se construyó una maqueta, representando las zonas donde va a cruzar el oleoducto, los municipios y zonas sobresalientes de las zonas afectadas, y las alternativas que se pueden tomar al momento de la instalación de la tubería, de acuerdo a los cambios que tenga la zona geográficamente.

BIBLIOGRAFÍA

ASME. Sociedad Americana de Ingenieros Mecánicos: Código ASME B31.4 Tuberías de Transporte de Hidrocarburos Líquidos y otros Líquidos. New York (E.U): ASME, 1998.

COLOMBIA. Superintendencia de Industria y Comercio. La Promoción de la Competencia en el Acceso a Oleoductos. Resumen Ejecutivo. Oct. 2012

ECOPETROL. Normas de Ingeniería de Oleoductos:, NIO. Bogotá: ECOPETROL, 1997.

FOX, Robert W. McDONALD, Alan T. Introducción a la Mecánica de Fluidos. McGRAW-HILL Segunda Edición p. 384. Mexico, D. F. 1995.

GUZMÁN ACOSTA, Miguel Alejandro. Manual De Diseño Para Sistemas De Tuberías Y Tanques Atmosféricos De Techo Fijo. Informe De Pasantía Ingeniero Mecánico. Sartenejas. Universidad Simón Bolívar. Decanato De Estudios Profesionales. 2012.

HERNANDEZ TREJOS, Edelberto. Flujo por Tubería y Oleoductos. Bucaramanga. Universidad Industrial de Santander.

INSTITUTO COLOMBIANO DE NORMAS TÉCNICAS Y CERTIFICACIÓN. Trabajos escritos, Presentación y referencias bibliográficas. Bogotá D.C.: ICONTEC, 2008. 110 p. ISBN 978-958-9383-81-0.

MENDOZA MORA, Jorge Armando, RAMIREZ YAÑEZ, León Darío y RODRIGUEZ POVEDA Elvis Andrés. Estudio de confiabilidad y vulnerabilidad de las bombas de Tres tornillos marca IMO, que se encuentran instaladas en el Oleoducto Apiay – altos el porvenir, de la vicepresidencia de Transporte de Ecopetrol S.A. Monografía de grado presentada como requisito para optar el título de Especialista en Gerencia de Mantenimiento. Bucaramanga. Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Físico-Mecánicas. 2014.

PETROPERU. MANUAL DE MANTENIMIENTO Y REPARACIÓN DE LOS OLEODUCTOS DE OPERACIONES TALARA. Operaciones Talara PETROPERU. Unidad Ingeniería de Mantenimiento.

TORRES CAPELLÁN, Antonio. El Arquitecto Técnico en las Refinerías. Proyecto final de carrera, Científico Técnico. Valencia (España). Universidad Politécnica de Valencia Mar, 2013.